

---

# Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 12

*Período 2025-2029*

*(Publicación)*

Lima, junio 2024

# Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 12<sup>1</sup> para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 12 comprende instalaciones de las empresas Electrosur S.A. (en adelante "ELECTROSUR") y Engie Energía Perú S.A. (en adelante "ENGIE") (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que, las empresas ELECTROSUR y Enel Green Power Perú S.A.C. (en adelante "ENEL GREEN") presentaron su Estudio Técnico – Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante "ESTUDIO") para el Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 2025-2029; por su parte, la empresa ENGIE, indicó que no requiere de nuevas inversiones en el presente Plan de Inversiones en Transmisión.

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

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

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

---

<sup>1</sup> Área de Demanda 12 comprende el departamento de Moquegua. Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinermin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y ENEL GREEN, se han considerado los siguientes criterios generales de planificación para el análisis Osinermin:

- Se ha incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento correspondiente, esto para el caso de los TITULARES del Área de Demanda 12. Asimismo, en el formato "F-113" no se ha considerado demandas incorporadas con potencia menor a 200 kW, debido a que se trata de usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 12; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del presente Plan.
- Las sobrecargas por déficit de capacidad (oferta) de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio

De la aplicación de estos criterios generales y en base a los análisis realizados para el Área de Demanda 12, ha resultado que no se avizora la necesidad de nuevos proyectos y/o reforzamientos para el periodo 2025-2029, por lo que no se requiere de nuevas inversiones para el Área de Demanda 12.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar nuevas instalaciones en el Área de Demanda 12, para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 en el presente proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS .....	5
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES .....	7
<b>2. UBICACIÓN.....</b>	<b>10</b>
<b>3. PROPUESTA INICIAL .....</b>	<b>13</b>
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	13
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	15
<b>4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....</b>	<b>18</b>
<b>5. PROPUESTA FINAL .....</b>	<b>23</b>
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	23
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	25
<b>6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....</b>	<b>28</b>
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA .....	28
6.1.1 Información Base.....	29
6.1.1.1 Ventas de energía.....	29
6.1.1.2 Variables explicativas .....	29
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....	29
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres .....	29
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas.....	30
6.1.5 Proyección Global.....	30
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW) .....	31
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN.....	33
6.2.1 Consideraciones.....	33
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual .....	34
6.2.3 Análisis de Alternativas.....	37
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Moquegua .....	37
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Ilo .....	42
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029 .....	44
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 .....	44
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	44
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025 .....	44
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>46</b>
<b>8. ANEXOS.....</b>	<b>47</b>
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN .....	48
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	51
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES .....	68
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	71
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN .....	73
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS .....	75
<b>9. REFERENCIAS .....</b>	<b>77</b>

# 1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE) establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por 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 12, para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electrosur S.A. (en adelante "ELECTROSUR") y Engie Energía Perú S.A. (en adelante "ENGIE") son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 1212 (en adelante, "AD 12") 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. Las empresas ELECTROSUR y Enel Green Power Perú S.A.C. (en adelante "ENEL GREEN") presentaron su Estudio Técnico – Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante "ESTUDIO") para el AD 12 correspondiente al periodo 2025-2029; por su parte, la empresa ENGIE, indicó que no requiere de nuevas inversiones en el presente Plan de Inversiones en Transmisión.

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

En esa línea, para la elaboración del presente informe se han considerado los Estudios Técnicos - Económicos presentado por los TITULARES como

sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinergrmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

## 1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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 Osinergrmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2<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 RLCE (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>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.

<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°.**-

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, 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, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD.

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

---

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

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

## 1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: [www.gob.pe/osinerghmin](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 a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

### Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se 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 los respectivos Titulares presentaron las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus estudios.

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

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

### **Segunda Audiencia Pública**

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

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

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

### **Opiniones y Sugerencias**

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

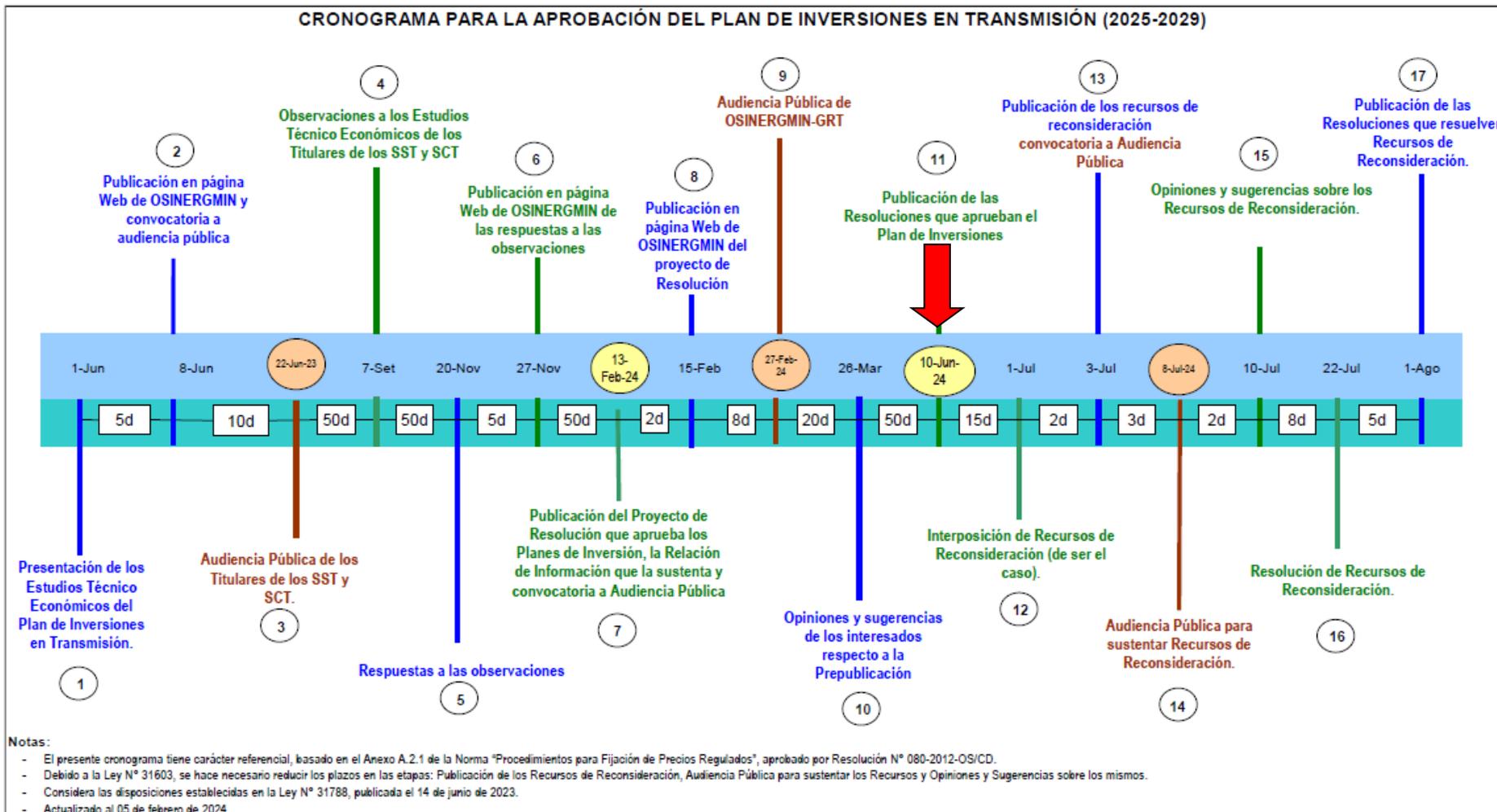
### **Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029**

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de 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 Gráfico 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

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



## 2. Ubicación

El Área de Demanda 12 comprende el departamento de Moquegua, el cual se ubica en la región Sur Oeste del Perú.

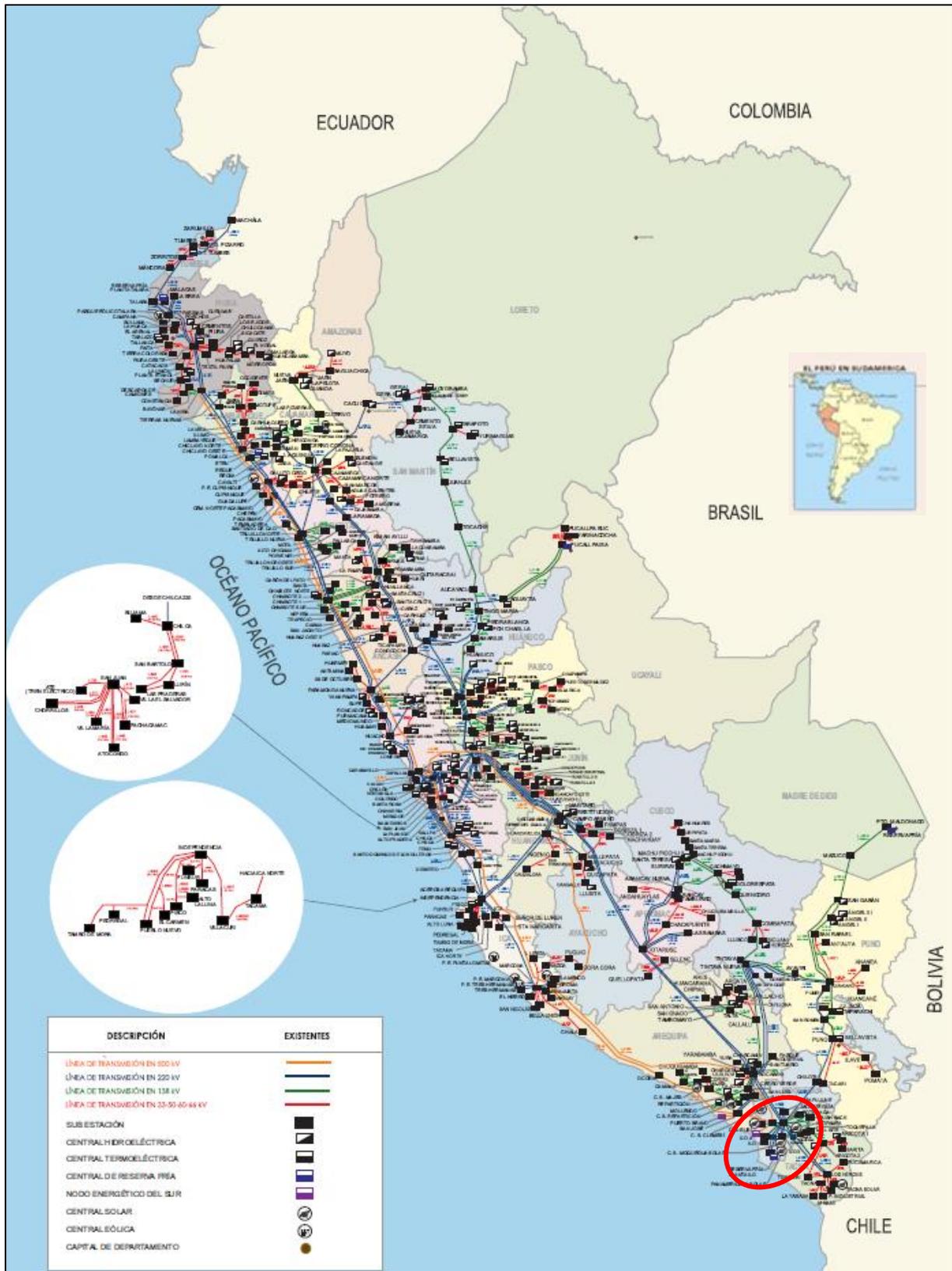
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas ELECTROSUR y ENGIE.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 12 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Ilo.
- Moquegua; Moquegua Rural.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 12.

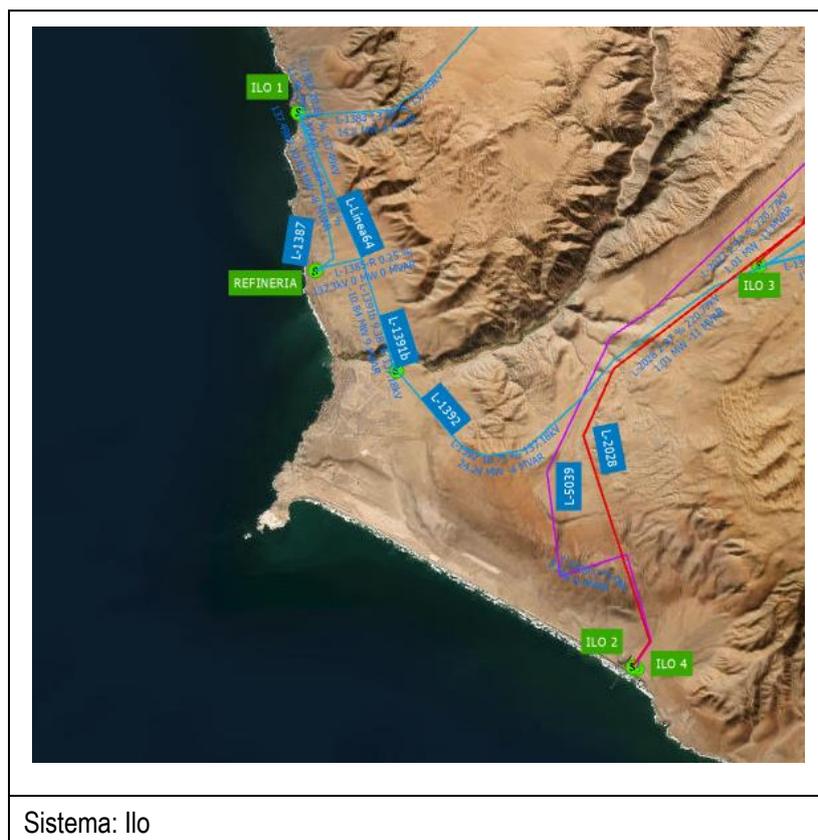
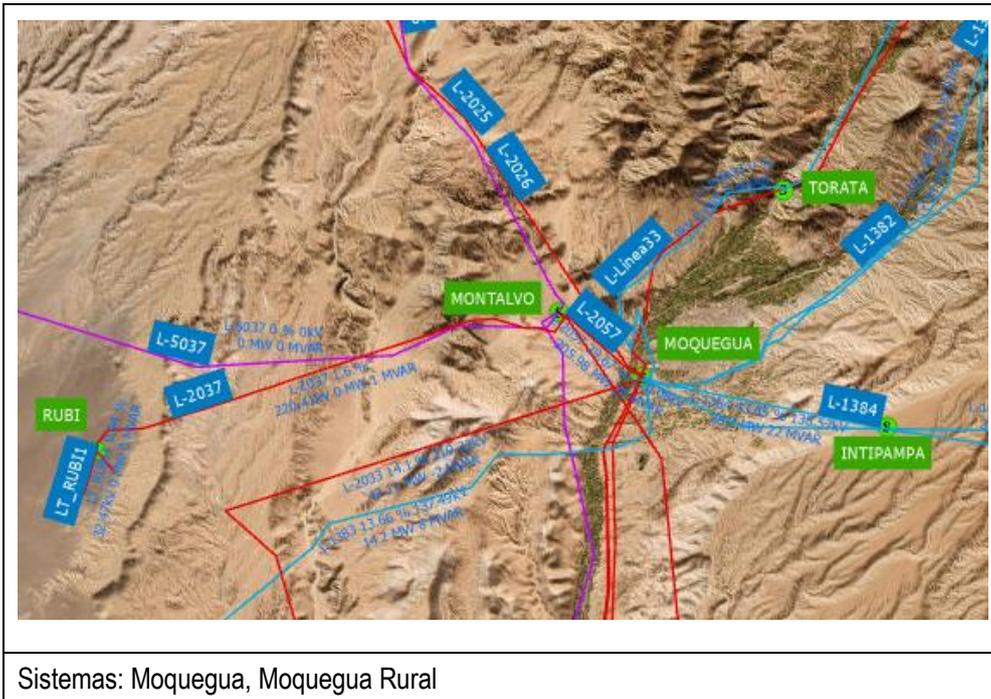
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 12



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

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 12.

**Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 12**



## 3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante cartas N° GE-0756-2023, ENG/392-2023 y EGP-PERG-256-2023, el 01 de junio de 2023, ELECTROSUR, ENGIE y ENEL GREEN, respectivamente, presentaron en forma independiente su 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 Área de Demanda 12.

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, ELECTROSUR señala que para la proyección de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 12 se aplicó el método de tendencias y el método econométrico. Agrega que, dicha proyección ha sido determinada por sistema eléctrico para luego, en forma global, extender al Área de Demanda. Se realizó el análisis de los datos históricos para establecer tendencias y parámetros estadísticos. Se seleccionó el modelo de proyección de la demanda por cada Sistema Eléctrico. Para ello, se tomó en cuenta que el modelo de proyección supere los estadísticos y los test de validación.

En la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ELECTROSUR consideró las cargas concentradas en cada punto de suministro vigentes a diciembre del año 2022. En lo particular, las cargas de usuarios libres existentes consideraron aquellas, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha considerado las demandas de las factibilidades mayores o iguales a 200 kW y fueron depuradas las menores a 200 kW.

Por su parte, ENGIE, en su PROPUESTA INICIAL, indicó que ha considerado la proyección de demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 12 propuesta por ELECTROSUR que se realizó con información base del año 2021. Sin embargo, se ha verificado que sobre el archivo base de los formatos F-100 del Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025, ha

presentado su proyección de demanda, a los cuales incluye la demanda del proyecto Quellaveco actualizada al 2022.

De otro lado, ENEL GREEN no presenta la proyección de demanda de los formatos F-100 según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

En el pronóstico de la demanda del Área de Demanda 12, ELECTROSUR incorporó las proyecciones de las demandas de los Usuarios Libres y las demandas adicionales a la proyección de la demanda de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR.

**Cuadro N° 3.1**  
**PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ELECTROSUR**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	<b>266,38</b>	<b>44,83</b>
2023	266,63	47,94
2024	266,89	49,10
2025	268,32	49,78
2026	269,08	50,44
2027	269,34	50,80
2028	269,57	51,12
2029	<b>269,80</b>	<b>51,38</b>
2030	270,04	51,67
2031	270,28	51,92
2032	270,52	52,18
2033	270,77	52,45
2034	271,03	52,72
<b>TC</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,4%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

En el Cuadro N° 3.2 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ENGIE.

**Cuadro N° 3.2**  
**PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ENGIE**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	328,85	37,80
2023	420,02	38,93

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2024	421,89	40,35
2025	422,52	41,20
2026	422,90	41,88
2027	423,29	42,57
2028	423,52	42,98
2029	423,76	43,40
2030	424,01	43,83
2031	424,25	44,27
2032	424,51	44,72
2033	424,77	45,18
2034	425,03	45,65
<b>TC</b>	<b>2,2%</b>	<b>1,6%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ENGIE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 3.2 se desprende que ENGIE propone un incremento de 28,86% en el año 2029 (423,76 MW) respecto de 2022 (328,85 MW) para el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural” y un incremento de 14,83% en el año 2029 (43,40 MW) respecto de 2022 (37,80 MW) para el sistema eléctrico “Ilo”.

## 3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, los TITULARES presentaron principalmente los siguientes proyectos:

### **PROPUESTA INICIAL DE ELECTROSUR:**

Respecto al Sistema Eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, ELECTROSUR señala que requiere realizar la reconfiguración de las redes MT por excesivas caídas tensión y cargabilidad de conductores dentro de la ciudad de Moquegua y alrededores, para lo cual requiere implementar tres celdas de alimentador en 10 kV, una celda de transformador en 10 kV y una celda de medición en 10 kV para la SET Moquegua.

Respecto al Sistema Eléctrico Ilo, señala que, el alimentador O-194 que se dirige a Villa Paraíso y Santa Rosa, el cual requiere ser dividido en 02 alimentadores una que ira hacia Villa paraíso y la otra hacia Santa Rosa. ELECTROSUR agrega que este alimentador tiene problemas de cargabilidad, el cual influye en las caídas de tensión.

Finalmente, ELECTROSUR señala que requiere un transformador de reserva de 138/23/10 kV de 25 MVA para la atención ante problemas de contingencia por la salida de uno de los transformadores de la SET Ilo, SET Moquegua o SET Moquegua Cuidad.

**PROPUESTA INICIAL DE ENEL GREEN:**

ENEL GREEN solicita se apruebe una línea de transmisión en 33 kV desde la Central Solar Rubí (CS Rubí) hasta el punto de alimentación T53, a partir del punto T53 hacia aguas abajo será un sistema de distribución en media y baja tensión financiado y ejecutado por la DGER del MINEM. Esta instalación servirá para electrificar los Asentamientos Humanos ubicados en las Pampas de Cledesí.

**PROPUESTA INICIAL DE ENGIE:**

ENGIE no ha previsto nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 12 para el periodo 2025-2029.

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL se aprecia lo siguiente:

- ELECTROSUR considera ejecutar el 93,09% de las inversiones totales en el año 2025 y el 6,91% de las inversiones totales en el año 2026.
- ENEL GREEN considera ejecutar el 100,00% de su inversión total en el año 2025.
- ENGIE no plantea realizar inversiones en el presente periodo.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 - abril 2029, propuestos por los TITULARES, son los que se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3-2  
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12  
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
<b>Total Área de Demanda 12</b>	<b>1 710 738</b>	<b>3,70</b>	<b>25</b>	<b>8</b>
<b>ELECTROSUR</b>	<b>1 376 557</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	956 889	-	25	1
<b>MT</b>				
Celda	419 669	-	-	6
Compensador	-	-	-	-
<b>ENEL GREEN</b>	<b>334 181</b>	<b>3,70</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Línea	334 181	3,70	-	1
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MT</b>				
Celda	-	-	-	-
Compensador	-	-	-	-

## 4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante los Oficios N° 1532-2023-GRT y N° 1539-2023-GRT y Oficio N° 1535-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinerghmin remitió a ENGIE, ELECTROSUR y ENEL GREEN, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas 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 Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR, son las siguientes:

- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROSUR debe completar la información faltante donde corresponda.
- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROSUR en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR, debe de considerar como parte de los criterios de planificación en la subtransmisión, que ante un problema o necesidad en el sistema eléctrico ver si las alternativas de solución, desde el punto de vista técnico- económico y operativo, se pueden dar a nivel de distribución con la finalidad de optimizar los recursos y activos de la empresa, evitando duplicidad y/o inversiones mayores en el nivel subtransmisión.
- ELECTROSUR ha presentado 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 2054.

- ELECTROSUR 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.
- ELECTROSUR no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que ELECTROSUR presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes a las AD 12 y 13, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de ENEL GREEN, son las siguientes:

- ENEL GREEN no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 12 (AD 12). Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 ni F-100 y los formatos F-200 y F-300 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ENEL GREEN debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ENEL GREEN, no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.
- ENEL GREEN, en su ESTUDIO debe especificar y aclarar, si el proyecto solicitado busca que sea aprobado por el PI 2025-2029 para su íntegra remuneración de Costo de Inversión (CI) y COyM, por los usuarios de demanda del AD 12; puesto que de la visita técnica “in situ” manifestaron

que su propuesta, solo pretende el reconocimiento del COyM. Asimismo, debe indicar, de ser el caso - que solo se requiera el reconocimiento del COyM - quien asumirá el costo total de la inversión y quién se encargará de la Operación y Mantenimiento (OyM) una vez ejecutado el proyecto.

- ENEL GREEN, debe confirmar que tipo de demanda (regulado y/o libre) se abastecerá en el área de influencia del proyecto solicitado e informar, de corresponder, sobre las coordinaciones que ha realizado con ElectroSur S.A. (ELECTROSUR) para la atención de dicha demanda.
- ENEL GREEN no ha presentado el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (en adelante, “NORMA TARIFAS y modificatorias”).
- ENEL GREEN debe enviar información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas de la proyección de demanda de usuarios regulados, 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 y modificatorias.
- ENEL GREEN debe presentar la proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ENGIE, son las siguientes:

- Los formatos F-100 presentados por ENGIE corresponden a los formatos F-100 del PI 2021-2025, según lo indicado en su ESTUDIO. Al respecto, ENGIE debe elaborar la proyección de demanda considerando como Año Representativo el año 2022, y un periodo de proyección comprendido entre el 2023 y el 2054, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- ENGIE debe presentar la proyección de demanda de energía y potencia conforme al sustento documentario establecido en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Los valores históricos hasta el año 2021 de las variables explicativas de la proyección de usuarios regulados deben desprenderse del proceso de modificación del PI 2021-2025. En cuanto a los valores de dichas variables del año 2022, deben ser obtenidos de las bases de datos del SICOM y SICLI o fuentes oficiales como el INEI y el BCRP, si fuera el caso.
- ENGIE debe seguir los criterios y metodologías para la proyección de demanda, presentar los formatos F-100 para el Área de Demanda 12 debidamente actualizados, cumpliendo con lo establecido en la NORMA TARIFAS: TÍTULO II/ CAPÍTULO PRIMERO y TÍTULO IV / CAPÍTULO TERCERO. Asimismo, debe presentar de manera complementaria las fuentes y archivos de cálculos que permitan sustentar y realizar la

trazabilidad de la estimación de los valores consignados en los formatos de demanda, según corresponda.

- ENGIE debe presentar 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 y modificatorias.
- En el numeral 3 de su Resumen Ejecutivo, ENGIE señala que “para la proyección de la demanda regulada hasta el año 2053 (año 30) se ha tomado como base la información presentada por ELECTROSUR en su última solicitud de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025”, al respecto, ENGIE debe considerar como información base la publicada por Osinerghmin en el proceso de modificación de Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, la cual se encuentra en el siguiente link:

<https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/modificacion-plan-inversiones-2021-2025>.

- Respecto al archivo de flujo de carga (DigSilent), ENGIE debe indicar la fuente del archivo base utilizado para realizar su análisis eléctrico, se debe precisar que la última información disponible publicada por Osinerghmin corresponde a la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, donde se realizó el análisis eléctrico correspondiente al área de demanda 12.

## 5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con cartas GE-1823-2023, BD EGXP 175-2023 y N° ENG/907-2023 las empresas ELECTROSUR, ENEL GREEN y ENGIE, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

Así mismo se ha considerado como parte de la PROPUESTA FINAL la información complementaria presentada por ELECTROSUR el 11 de enero del 2024 mediante carta N° GE-0043-2024. 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].

---

### 5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTROSUR presenta resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL, resultando mayor en todos los años de proyección, con un promedio de 0,18%. Dicha variación está explicada principalmente por el adelanto del año de ingreso de las nuevas demandas planteadas por ELECTROSUR.

ENEL GREEN no presenta la proyección de demanda de los formatos F-100, indicando que no son aplicables a su caso de estudio.

En el Cuadro N° 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR.

**Cuadro N° 5.1**  
**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ELECTROSUR**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	266,38	44,83
2023	268,16	47,29
2024	268,71	48,49
2025	269,28	49,20
2026	269,85	49,90
2027	270,15	50,30
2028	270,46	50,70
2029	270,76	51,05
2030	270,99	51,32
2031	271,23	51,57
2032	271,47	51,83
2033	271,72	52,09
2034	271,97	52,35
<b>TC</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,3%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 5.1 se desprende que ELECTROSUR propone los siguientes incrementos de demanda:

- En el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural”, un incremento de 1,64% en el año 2029 (270,76 MW) respecto de 2022 (266,38 MW). Asimismo, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha incrementado de 0,1% a 0,2%.
- En el sistema eléctrico “Ilo”, un incremento de 13,86% en el año 2029 (51,05 MW) respecto de 2022 (44,83 MW). Asimismo, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 1,4% a 1,3%.

Por su parte, ENGIE, en el Cuadro N° 5.2 muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL.

**Cuadro N° 5.2**  
**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ENGIE**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	390,58	44,83
2023	419,28	45,09
2024	419,54	45,37

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2025	419,80	45,64
2026	420,07	45,92
2027	420,33	46,20
2028	420,56	46,44
2029	420,79	46,68
2030	421,02	46,93
2031	421,26	47,18
2032	421,51	47,44
2033	421,76	47,71
2034	422,02	47,98
<b>TC</b>	<b>0,65%</b>	<b>0,57%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ENGIE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 5.2 se desprende que ENGIE propone un incremento de 7,73% en el año 2029 (420,79 MW) respecto de 2022 (390,58 MW) para el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural” y un incremento de 4,12% en el año 2029 (46,68 MW) respecto de 2022 (44,83 MW) para el sistema eléctrico “Ilo”.

## 5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES presentaron en la PROPUESTA FINAL, principalmente los siguientes proyectos:

### **PROPUESTA FINAL DE ELECTROSUR:**

Respecto al Sistema Eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, ELECTROSUR señala que requiere realizar la reconfiguración de las redes MT por excesivas caídas tensión y cargabilidad de conductores dentro de la ciudad de Moquegua y alrededores, para lo cual requiere implementar tres celdas de alimentador en 10 kV, una celda de transformador en 10 kV y una celda de medición en 10 kV para la SET Moquegua.

Respecto al Sistema Eléctrico Ilo, señala que, el alimentador O-194 que se dirige a Villa Paraíso y Santa Rosa, el cual requiere ser dividido en 02 alimentadores una que ira hacia Villa paraíso y la otra hacia Santa Rosa. ELECTROSUR agrega que este alimentador tiene problemas de cargabilidad, el cual influye en las caídas de tensión.

Finalmente, ELECTROSUR señala que requiere un transformador de reserva de 138/23/10 kV de 25 MVA para la atención ante problemas de contingencia por la salida de uno de los transformadores de la SET Ilo, SET Moquegua o SET Moquegua Cuidad.

**PROPUESTA FINAL DE ENEL GREEN:**

ENEL GREEN solicita se apruebe una línea de transmisión en 33 kV desde la Central Solar Rubí (CS Rubí) hasta el punto de alimentación T53, a partir del punto T53 hacia aguas abajo será un sistema de distribución en media y baja tensión financiado y ejecutado por la DGER del MINEM. Esta instalación servirá para electrificar los Asentamientos Humanos ubicados en las Pampas de Clemesí.

**PROPUESTA FINAL DE ENGIE:**

ENGIE no ha previsto nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 12 para el periodo 2025-2029.

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL se aprecia lo siguiente:

- ELECTROSUR considera ejecutar el 93,09% de las inversiones totales en el año 2025 y el 6,91% de las inversiones totales en el año 2026.
- ENEL GREEN considera ejecutar el 100,00% de su inversión total en el año 2025.
- ENGIE no plantea realizar inversiones en el presente periodo.

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

**Cuadro N° 5-2  
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12  
PLAN DE INVERSIONES SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
<b>Total Área de Demanda 12</b>	<b>1 717 185</b>	<b>3,70</b>	<b>25</b>	<b>8</b>
<b>ELECTROSUR</b>	<b>1 376 557</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	956 888	-	25	1
<b>MT</b>				
Celda	419 668	-	-	6
Compensador	-	-	-	-
<b>ENEL GREEN</b>	<b>340 628</b>	<b>3,70</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Línea	340 628	3,70	-	1
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MT</b>				
Celda	-	-	-	-
Compensador	-	-	-	-

## 6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROSUR, ENEL GREEN y ENGIE tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 12 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin 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 Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, 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/osinergmin/> [Ver Referencia 6].

---

### 6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 12, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, ello considerando que en el Estudio presentado por ELECTROSUR se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

- No se ha considerado todos los clientes libres existentes al año 2022 en el formato F-113.
- No se ha presentado la totalidad del 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. La metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 12, 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 del año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 que Osinergmin tiene también publicado 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 consideró como variables explicativas: el PBI, número de clientes y la tarifa real promedio. El detalle se describe en el Anexo B del presente informe.

## **6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados**

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

En caso, los Usuarios Libres existentes no presenten solicitud de incremento de carga para el año 2022, los consumos serán considerados como constantes

durante el periodo proyectado 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, así lo señala la NORMA TARIFAS.

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

En el Área de Demanda 12, ELECTROSUR, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 13 cargas nuevas, de las cuales 11 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

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

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 12 se ha considerado únicamente dos (02) cargas nuevas como Demanda Incorporada, consignadas por ELECTROSUR, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra el detalle de esas dos Demandas Incorporadas consideradas.

**Cuadro N° 6.1**  
**Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)**

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ILO	ILO010	10	Hielera San Juan S.C.R.L.	-	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ILO	ILO010	10	Centro de Salud Pampa Inalámbrica	-	-	0,34	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

La revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentra en el archivo MS Excel de los formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ELS".

#### 6.1.5 Proyección Global

Una vez incorporada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados a la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 12. Ver Cuadro N° 6.2. Esta se muestra por nivel de tensión.

**Cuadro N° 6.2**  
**Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 12 (GWh)**

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	2 605,72	-	138,11	2 743,83
2023	2 605,72	-	141,37	2 747,09
2024	2 605,72	-	146,27	2 751,99
2025	2 605,72	-	151,18	2 756,90
2026	2 605,72	-	154,78	2 760,51
2027	2 605,72	-	158,41	2 764,13
2028	2 605,72	-	162,05	2 767,77
2029	2 605,72	-	165,70	2 771,42
2030	2 605,72	-	168,53	2 774,25
2031	2 605,72	-	171,41	2 777,13
2032	2 605,72	-	174,35	2 780,07
2033	2 605,72	-	177,35	2 783,07
2034	2 605,72	-	180,41	2 786,14

**Notas:**

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de PROPUESTA Osinergmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034, resulta 0,13%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT para el mismo periodo resulta 2,25%.

### 6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico ha sido determinado en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible.

Una vez proyectada 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 ha 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° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 12.

**Cuadro N° 6.3**  
**Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico**  
**Proyección de la Demanda del Área de Demanda 12 (en MW)**

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MOQUEGUA	10	10,1	10,3	10,6	10,9	11,2	11,5	11,8	12,1	12,3	12,6	12,8	13,1	13,3
MOQUEGUA	138	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0
ILO	10	12,6	12,9	13,4	13,9	14,1	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,5	15,7	15,9

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ILO	22,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9
ILO3	138	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
CT ILO2 10	6,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>TOTAL</b>		<b>429,3</b>	<b>429,9</b>	<b>430,8</b>	<b>431,7</b>	<b>432,3</b>	<b>433,0</b>	<b>433,6</b>	<b>434,3</b>	<b>434,8</b>	<b>435,3</b>	<b>435,8</b>	<b>436,4</b>	<b>436,9</b>

Fuente: Formato F-121 de PROPUESTA Osinerghmin.

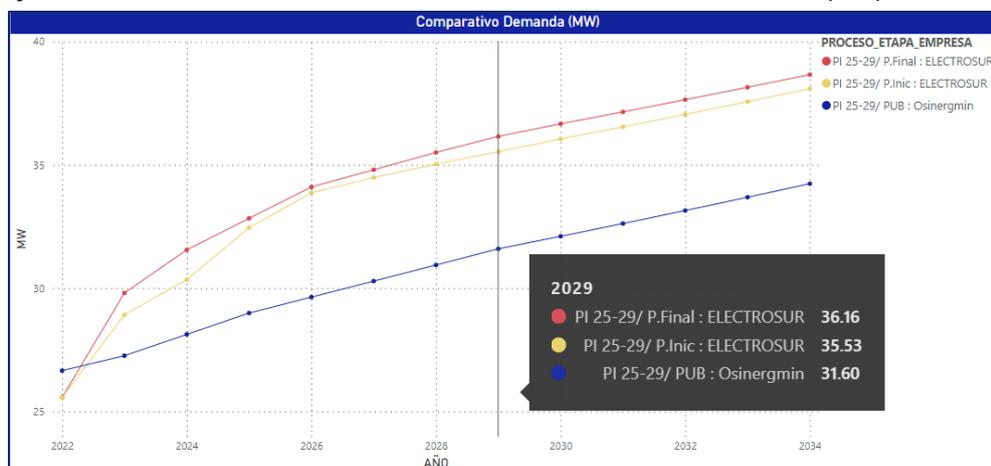
En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

**Cuadro N° 6.4**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTROSUR	PROPUESTA INICIAL ELECTROSUR
2022	429,34	311,21	311,21
2023	429,94	315,46	314,57
2024	430,81	317,20	315,99
2025	431,67	318,48	318,10
2026	432,32	319,75	319,52
2027	432,97	320,46	320,14
2028	433,62	321,16	320,68
2029	434,28	321,81	321,18
2030	434,79	322,32	321,70
2031	435,31	322,80	322,20
2032	435,83	323,30	322,70
2033	436,37	323,80	323,22
2034	436,92	324,32	323,75
<b>TC</b>	<b>0,15%</b>	<b>0,34%</b>	<b>0,33%</b>

Fuente: Formato F-121

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



Fuente: Formato F-121 de PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR.  
Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda a nivel de Media Tensión (MT).

## 6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones 2025-2029 en Transmisión para el Área de Demanda 12, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS de PROPUESTA FINAL, presentados por ELECTROSUR y ENEL GREEN, se ha identificado que:

- No se ha presentado el sustento necesario para las nuevas demandas incorporadas calificados como Clientes Libres, que se avizora atender en las subestaciones SET Ilo y SET Moquegua.
- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 12; asimismo, no se incluye 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 sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no se justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. Los TITULARES, al no considerar ese criterio, incumplen 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. Los TITULARES de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita el reconocimiento de COyM de una instalación de red primaria aérea en 33 kV, que califica como una Red de Distribución Primaria.
- No se ha presentado argumentos suficientes sobre la necesidad de disponer de un Transformador de Reserva 138/23/10 kV de 25 MVA, teniendo en cuenta que actualmente el AD 12, viene remunerando por un Transformador de Reserva 138/10 kV de 10 MVA.

### 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 pagados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- 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 Osinerghmin.
- 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 del sistema integral.
- 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 revisión, evaluación y análisis 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 determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por ELECTROSUR, las instalaciones del SST y SCT del AD 12, a diciembre de 2022, son las que figura en el ANEXO C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la actualización y/o modificación correspondiente.

Considerando la información existente del sistema de transmisión y considerando los proyectos aprobados en los Planes de Inversión, se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño (oferta)

mediante el formato "F-202". Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente con la SET (F-120 SET) en MVA por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente (oferta) en las SET's y sus demandas proyectadas (demanda) correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que se avizora las SET's a futuro.

Respecto a las congestiones en las líneas de transmisión y sobrecargas de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 12, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible acopiada por Osinerghmin.

Por otro lado, mediante las visitas técnicas "in situ", en el mes de agosto de 2023, a las instalaciones de ELECTROSUR se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos de suma importancia y urgencia que actualmente no han sido implementados en los años previstos aprobados en los PI 2017-2021 y PI 2021-2025, siendo el proyecto más urgente de ejecución: "Nueva SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV – 25/25/25 MVA + LT 138 kV Moquegua – Moquegua Ciudad" (MOQUEGUA CIUDAD) aprobado en el PI 2017-2021 con POC prevista para el año 2020. Cabe indicar que el proyecto MOQUEGUA CIUDAD se aprobó por crecimiento de demanda en el sistema eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, debido a que se avizó que la capacidad de transformación sería insuficiente en el mediano plazo, sustentado mediante Informe Técnico N°092-2016 GART. En ese sentido, se hace de conocimiento a ELECTROSUR que cualquier problemática en la continuidad y calidad del servicio eléctrico que afecte a los usuarios del AD 12, por el incumplimiento de no ejecutar los proyectos del Plan de Inversiones, será responsabilidad de ELECTROSUR.

El diagnóstico de estas instalaciones está referido al comportamiento de las mismas para atender la demanda al año 2034. Este diagnóstico refleja los siguientes aspectos técnicos:

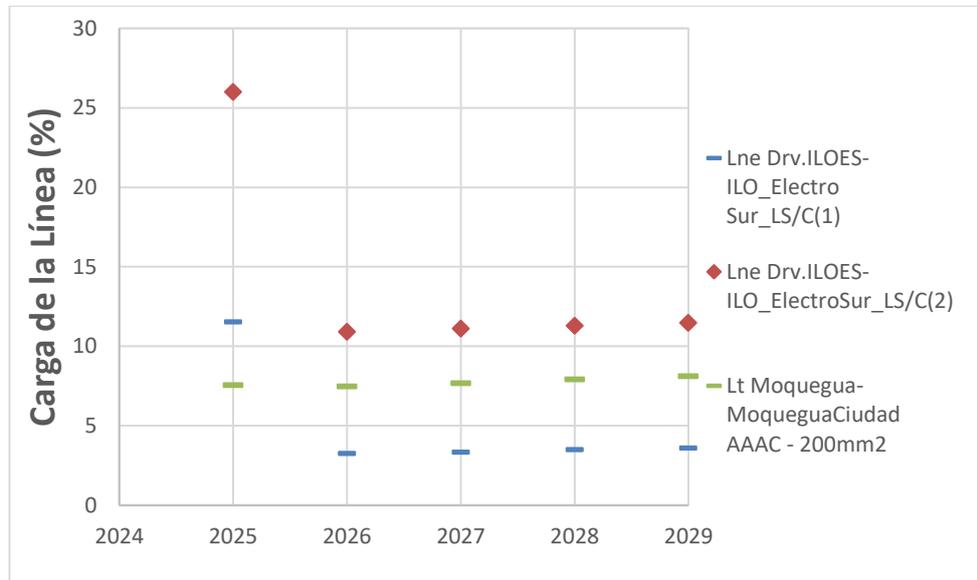
- **Sobrecarga en Transformadores**

Sobre el parque de transformadores de dos y tres devanados, en el período 2025-2029, no se avizoran sobrecargas hasta el año 2029. Asimismo, no se avizora sobrecarga en el parque de transformadores hasta el año 2034.

- **Congestiones en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 12.

**Gráfica N° 6-2**  
**Cargabilidad en las principales líneas de transmisión (%)**

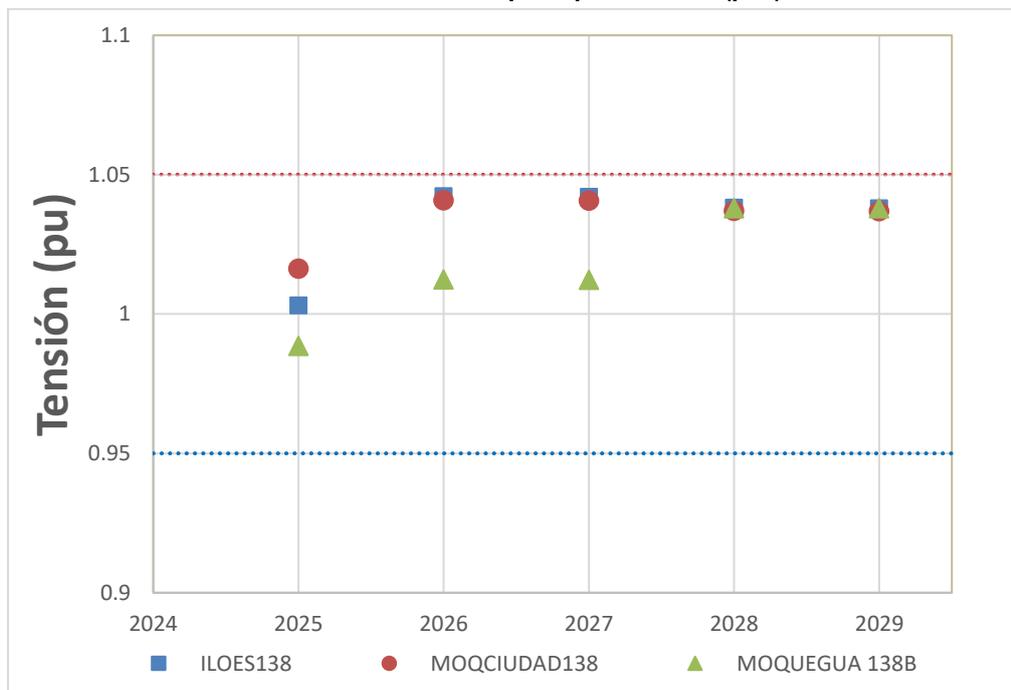


Asimismo, no se avizora sobrecarga en las líneas de transmisión hasta el año 2034.

- **Perfil de Tensión en barras MAT de subestaciones**

Del diagnóstico realizado mediante flujo de potencia, para el período 2025-2029, se observa que los niveles de tensión en barras MAT son superiores a 0,95 pu (límite inferior permisible según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**Gráfica N° 6-3**  
**Perfil de tensiones de las principales barras (p.u.)**



Asimismo, no se avizora subtensiones (“caídas de tensión”) en las barras de MAT y MT hasta el año 2034.

### 6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la proyección de la demanda eléctrica en el AD 12, se procede a evaluar y analizar las inversiones necesarias para el periodo 2025-2029.

Los resultados del diagnóstico para los sistemas eléctricos en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD 12.pfd)* – sustentan que no se requiere de nuevas instalaciones por temas de crecimiento de demanda y confiabilidad.

A continuación, se realiza el análisis a partir de la revisión de la PROPUESTA FINAL enviada por los TITULARES:

#### 6.2.3.1 Sistema Eléctrico Moquegua

***i. Implementación de celdas en 10 kV en SET Moquegua: (03) celdas de alimentador, (01) celda de transformador y (01) celda de medición.***

ELECTROSUR argumenta su proyecto solicitado para el año 2025, debido a que necesita reconfigurar sus redes de distribución con la finalidad de mejorar la caída de tensión y sobrecargas en sus alimentadores de 10 kV. Asimismo, considera el proyecto “Nueva SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV de 25/25/25 MVA y celdas asociadas” (SET MOQUEGUA CIUDAD) a partir del año 2026.

Al respecto, el proyecto SET MOQUEGUA CIUDAD, fue aprobado en el PI 2017-2021 para entrar en POC en el año 2020 con el objetivo de asumir carga en 10 kV de la SET Moquegua 138/10 kV de 13 MVA y mejorar la cargabilidad, confiabilidad y perfil de tensión de sus alimentadores en 10 kV mediante la redistribución de sus redes. Asimismo, dicho proyecto dispone de capacidad en 23 kV para atender demandas que se encuentran a mayores distancias. En ese sentido, no se considera correcto que ELECTROSUR evalúe – *en su análisis en el Formato F-200* – un proyecto aprobado en un año (POC) en que no fue planificado en el Plan de Inversiones; por lo que corresponde señalar, que si bien el proyecto en la actualidad no ha sido ejecutado por ELECTROSUR en la POC prevista en el PI 2017-2021, no es parte del criterio de planificación considerar – *dentro del análisis del Diagnóstico y SER* – incumplimientos o retrasos de proyectos, que no han sido ejecutados en la POC prevista avizorada en el estudio de planificación de los Planes de Inversión.

Por otra parte, cabe señalar que en los Formatos F-204 no se avizora sobrecarga en los alimentadores de 10 kV en la SET Moquegua, que cuenta con (05) alimentadores en operación (remunerados por la demanda). En consecuencia, con la actual cantidad de celdas de alimentador en 10 kV y con el ingreso de nueva SET MOQUEGUA CIUDAD, se tiene capacidad suficiente para cubrir la demanda en el Sistema Eléctrico Moquegua, dentro del periodo vinculante y hasta el año 2034. Cabe señalar, que en el Plan 2017-2021 se aprobó cinco (05) celdas de alimentador en 10 kV y dos (02) celdas de alimentador en 23 kV que deben ser instalados en la SET Moquegua Ciudad.

Por lo tanto, para el sistema eléctrico Moquegua se tendría en total diez (10) celdas de alimentador en 10 kV (entre SET Moquegua y SET Moquegua Ciudad), los cuales deben ser utilizados por ELECTROSUR con la finalidad de reconfigurar sus redes de distribución, no requiriéndose aprobar celdas de alimentador adicionales para el periodo 2025-2029.

En el Formato 204, se ha procedido a la corrección de la capacidad de los alimentadores de 2.4 a 5 MW en el caso de 10 kV y de 3 a 6 MW en el caso de 22.9 kV. En el caso de 10 kV, las ciudades de Ilo y Moquegua corresponden a zona urbana, y se ha verificado que el modelo geométrico aplicado en el VAD 2022-2026 la demanda por alimentador aplicado en la optimización es de 5 MW. En el caso de 22.9 kV las cargas que atienden son predominantemente rurales, pudiendo ser cargadas en el orden de los 6 MW.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

ii. **Implementación de una “LT 33 kV de SET Rubí – Estructura Aérea T53” en la zona de Pampas de Clemesí**

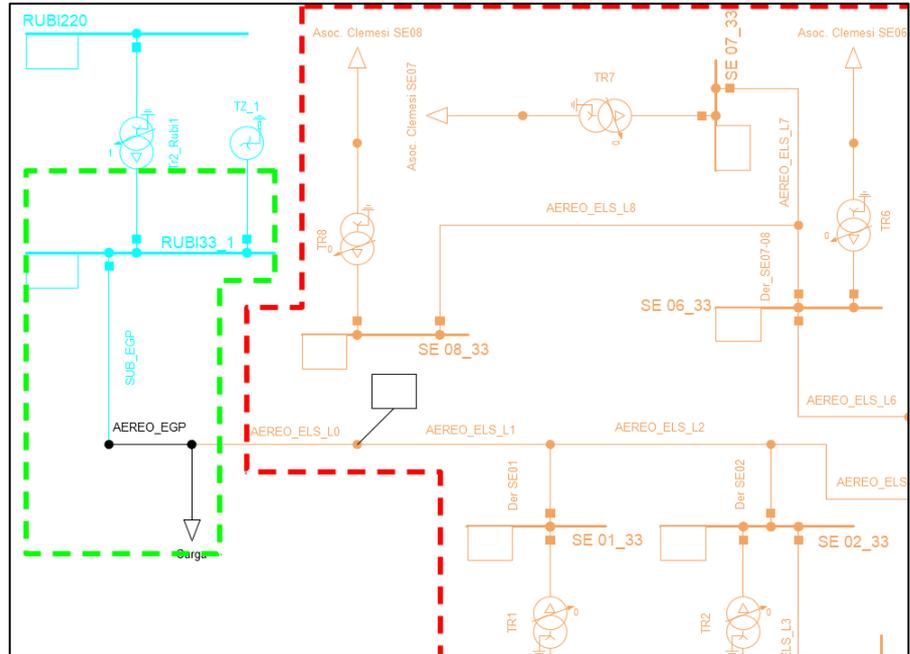
ENEL GREEN solicita para el año 2025, la evaluación de su proyecto denominado “LT 33 kV SE. Rubí – T53” en el Plan de Inversiones; y por ende tener un reconocimiento de Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) para luego sea traspasado a otra empresa.

Al respecto, debemos indicar que:

- El proyecto solicitado deviene de un proyecto de compromiso social de Electrificación Rural, que ha sostenido ENEL GREEN con los pobladores de la zona de Pampas de Clemesí.
- El proceso de Plan de Inversiones no es la instancia en donde corresponda evaluar y analizar el reconocimiento de COyM de instalaciones de transmisión, siendo la etapa de evaluación de reconocimiento de COyM en el proceso regulatorio de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- El proyecto solicitado configura un proyecto de Red de Distribución Primaria en 33 kV, debido que se enmarca en la definición del Capítulo I del Código Nacional de Electricidad, que menciona:

***“Red de Distribución Primaria. - Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de Distribución Primarias, que partiendo de un Sistema de Generación o de un Sistema de Transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más Subestaciones de Distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la Subestación alimentada.” (Subrayado nuestro)***

En ese sentido, el proyecto presentado por ENEL GREEN partirá del Sistema de Generación Solar RUBÍ para alimentar directamente Subestaciones de distribución con salida en Baja Tensión (BT) para atención al usuario final representado por la población de “Pampas de Clemesí”:



Fuente: Archivo "BDD\_ENELG\_PIT.pfd". Red de Distribución Primaria en 33 kV que se conectará con Subestaciones de Distribución SED 33/380 kV

En ese sentido, se debe indicar que el proceso de Plan de Inversiones aprueba instalaciones de transmisión y no de distribución. Si bien, dentro del Plan de Inversiones existen LT 33 kV, estos sí forman parte de Elementos de Transmisión reconocidos por el Área de Demanda, debido a que alimentan SETs de subtransmisión con salida en Media Tensión (MT) a partir de celdas de alimentadores (último Elemento en la cadena de la Subtransmisión), para luego salir con alimentadores (donde empieza la distribución) o redes de distribución a Subestaciones de Distribución (SED).

- Se ha verificado, mediante Código Único de Inversiones N° 2465634, que el proyecto de Red de Distribución Primaria en 33 kV presentado por ENEL GREEN está incluido en el proyecto del Plan Nacional de Electrificación Rural de la DGER, clasificado como proyecto de DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Código único de Inversiones	2465634	
Nombre de la inversión	CREACION E INSTALACION DE RED PRIMARIA EN 33KV Y REDES SECUNDARIAS EN 380/220V, PARA LA ELECTRIFICACION DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI EN EL DISTRITO DE MOQUEGUA - PROVINCIA DE MARISCAL NIETO - DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA	
Unidad(es) Productora(s)	red primaria	
<b>A. Datos de la fase de Formulación y Evaluación, modificados en la fase de Ejecución</b>		
<b>1. Responsabilidad funcional del proyecto de inversión</b>		
	Según el formato de Formulación y Evaluación	Fase de Ejecución
Función	ENERGÍA	ENERGÍA
División funcional	ENERGÍA ELÉCTRICA	ENERGÍA ELÉCTRICA
Grupo funcional	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Sector responsable	ENERGÍA Y MINAS	ENERGÍA Y MINAS
Tipología de proyecto	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tal es así, que en el Plan de Electrificación Rural (PNER) publicado el 31.12.2023 mediante Resolución Ministerial N° 528-2023-MINEM/DM, el proyecto de ENEL GREEN forma parte de la cartera

de proyectos del PNER de mediano plazo para ser ejecutado en el 2024.

- Por otra parte, ELECTROSUR mediante carta GE-0043-2024 de fecha 11.01.2024, ha presentado información complementaria a la Absolución de Observaciones presentado como parte de su PROPUESTA FINAL, al respecto aclara que el proyecto de Red de Primaria en 33 kV será elaborado por el MINEM en la cual mediante Resolución N°036-2023-MINEM/DGER fue incluido en la cartera de proyecto de Electrificación Nacional. Asimismo, ha presentado como evidencia la carta GE-0655-2023 de fecha 16.05.2023, emitida por ELECTROSUR al MINEM sobre la factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño para la electrificación de la población de Pampas de Clemesí, el cual indica que será la estructura de media tensión de la concesionaria ENEL GREEN, ello en base al compromiso que tienen en la zona:

<u>GE-0655-2023</u>		Expediente: 20220300012635
Señor(a)		
<b>ING. JAVIER STOCALENKO PEÑA</b>		
JEFE DE ESTUDIOS (E) DIRECCIÓN DE PROYECTOS DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – MINEM		
<b>MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS</b>		
AV. LAS ARTES N° 260		
San Borja - Lima		
<u>Lima -</u>		
Asunto	:	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO ELECTRICO Y FIJACIÓN DEL PUNTO DE DISEÑO PARA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI
Referencia	:	a) OFICIO N° 269-2023 MINEM-DGER-DPRO-JEST b) PROYECTO CREACION E INSTALACIÓN DE RED PRIMARIA EN 33KV Y REDES SECUNDARIAS EN 380/220V PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI EN EL DISTRITO DE MOQUEGUA – PROVINCIA DE MARISCAL NIETO - DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA CUI N° 2465634 c) EGP-PERG-218-2022
De nuestra mayor consideración:		
Tengo a bien dirigirme a usted en atención al documento de la referencia, por el cual comunica la convocatoria a la reunión virtual/presencial para el 12 de mayo del 2023 a horas 15:00pm a fin de tratar los siguientes puntos:		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Factibilidad y punto de diseño.</li> <li>2.- Compromiso de Electrosur de operación y mantenimiento del Sistema de Electrificación Rural (SER).</li> <li>3.- Compromiso de enel de suministro de energía.</li> </ol>		
<p>Asimismo, <u>hace de conocimiento que su representada se hará cargo del financiamiento del proyecto el cual va se encuentra en su Plan Nacional de Electrificación Rural 2023 y está incluido en su Cuadro Multianual de Necesidades 2023 en la Resolución N° 036-2023-MINEM/DGER con fecha 03 de febrero del 2023 en el ítem N° 942, teniendo la DGER la Unidad Formuladora, la Unidad Ejecutora de Inversión y la Unidad Ejecutora Presupuestal.</u></p>		
<p>Al respecto, en vista de los acuerdos consensuados en la <u>reunión virtual de fecha 12 de mayo de 2023 entre ENEL, Electrosur S.A. y su representada</u>, se comunica la <u>Factibilidad de Suministro y Fijación del Punto de Diseño en la estructura de media tensión con coordenadas Zona 19k, Este 267876 y Norte 8090342 de la concesionaria Enel Green Power Perú S.A; ello en base al compromiso asumido por Enel Green Power Perú S.A mediante documento EGP-PERG-218-2022 de fecha 27 de mayo de 2022.</u></p>		
<p>La Fijación del Punto de Diseño tendrá validez de dos (02) años, contados a partir de la fecha de emisión del presente documento. Asimismo, le comunicamos que las instalaciones serán de uso exclusivo y no sujetas a ningún tipo de reembolso. Para un siguiente trámite hacer referencia al número de expediente N° 20220300012635.</p>		
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterarle las muestras de mi consideración personal.		

Finalmente, ELECTROSUR manifiesta que el proyecto de Red primaria en 33 kV desde la SET Rubí hasta el punto de diseño fijado en la carta GE-0655-2023 (que sería hasta la estructura de MT de ENEL GREEN) , no ha sido materia de alguna transferencia o venta que haya aceptado por parte de ENEL GREEN. Asimismo, no existe ningún acuerdo con ENEL GREEN sobre la operación y mantenimiento (OyM) de dicha Red en 33 kV. Por lo que, ELECTROSUR considera que le corresponde a ENEL GREEN

hacerse cargo de la administración y OyM del proyecto a ser ejecutado (Red Primaria 33 kV SE. Rubí – T53).

Por lo expuesto, no corresponde analizar lo solicitado por ENEL GREEN dentro del alcance de un proceso regulatorio de Plan de Inversiones, debido a que: i) El Plan de Inversiones no es la instancia en donde corresponda evaluar y analizar el reconocimiento de COyM, siendo la etapa de evaluación de reconocimiento de COyM, a solicitud del titular, en el proceso regulatorio de Fijación de Peajes y Compensaciones; y, ii) El Plan de Inversiones evalúa y analiza mediante un estudio de planificación instalaciones necesarias de transmisión y/o subtransmisión, y no instalaciones de distribución.

**iii. Implementación de Transformador de Reserva 138/22,9/10 kV de 25 MVA en la SET Moquegua.**

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2025, debido a que actualmente se viene remunerando por la demanda del AD 12, un Transformador de Reserva 138/10 kV de 10 MVA en la SET Moquegua; y del cual en la visita “in situ” no se ha encontrado físicamente dicho Transformador, ni se obtuvo respuesta por parte de los operadores de ELECTROSUR sobre la ubicación y/o rotación de dicho Transformador, dicha afirmación es confirmada por ELECTROSUR a la observación del numeral 33) del ANEXO A del presente informe.

Asimismo, se verifica que actualmente se viene remunerando por la demanda del AD 12, dos Transformador de 138/10 kV de 10 MVA en la SET Ilo como capacidad disponible.

Por otra parte, sin perjuicio de lo mencionado, cabe indicar que la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (en adelante, NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA) aprobado mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD, no es de aplicación los criterios y metodología definidos en la citada Norma para transformadores mayores a 100 kV, por lo que, estos deberán sustentarse en base a un estudio de cargabilidad por demanda, económico y de confiabilidad.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

**Respecto a la PROPUESTA FINAL de ENGIE**

Si bien ENGIE envió su PROPUESTA FINAL donde indica que no se requiere proyectos dentro del periodo 2025-2029, Osinergmin ha revisado las instalaciones correspondientes a los sistemas eléctricos relacionados a la empresa ENGIE, confirmando que no se necesitan proyectos dentro del periodo 2025-2029.

Por lo tanto, no se aprueban instalaciones a cargo de la empresa ENGIE.

### 6.2.3.2 Sistema Eléctrico Ilo

#### iv. Implementación de (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Ilo.

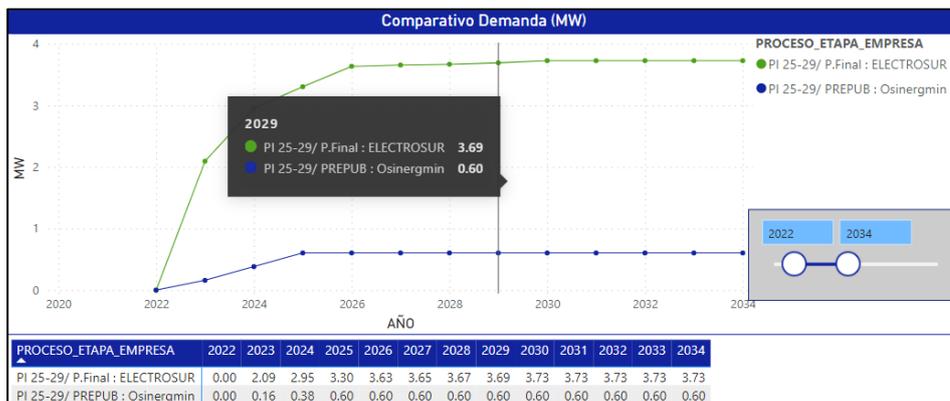
ELECTROSUR solicita el proyecto para el año 2026, debido al crecimiento de demanda en la SET Ilo originado por las nuevas factibilidades en 10 kV que presenta a partir del año 2023 y al 2026, por lo que propone dividir los alimentadores en 10 kV que van a “Villa Paraíso” y “Santa Rosa”, argumentando que tiene problemas de cargabilidad en las redes de Media Tensión (MT). Sin embargo, según el Formato F-204, con la actual cantidad de celdas en 10 kV – y la *proyección de demanda actualizada por Osinerghmin en la SET Ilo* – no se requieren nuevas celdas de alimentador:

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2025	2026	2027	2028	2029
			Demanda	10	13.87	14.13	14.38
SET MAT/AT Ilo	Capacidad por Alimentador	10	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
	Alimentadores Existentes	10	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	Alimentadores Necesarios	10	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
	Nuevos Alimentadores	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Elo se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROSUR; al considerar dos (02) de las seis (06) nuevas cargas incorporadas en la proyección para el Área de Demanda 12 en la SET Ilo presentada en la PROPUESTA FINAL, por no estar debidamente sustentadas.



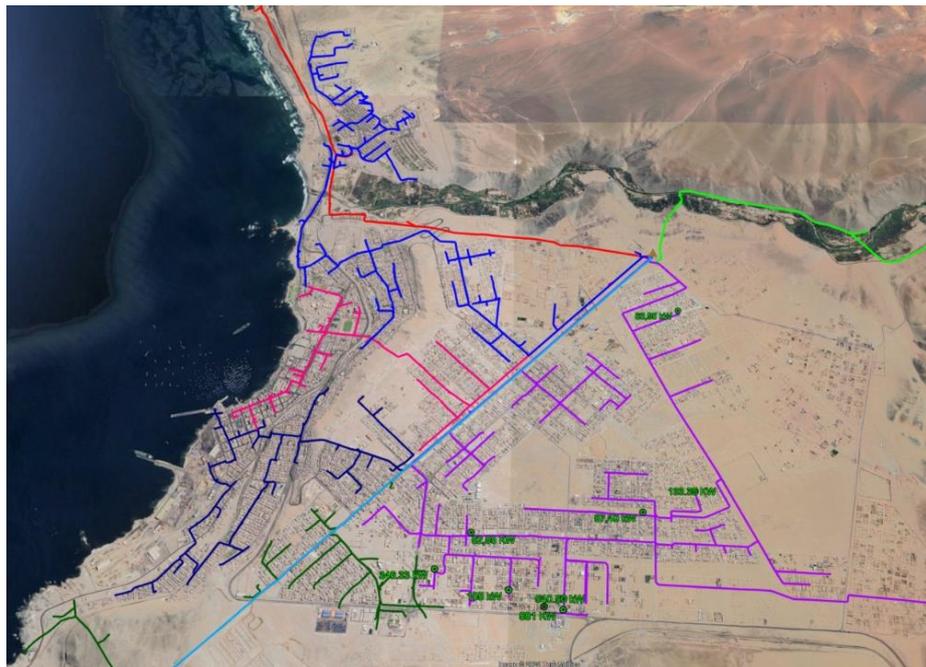
Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / Barra ILO 10 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / Barra ILO 10 kV. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el Área de Demanda 12, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELS” del archivo “F-100\_AD12\_PI 25-29.xls”.

Por otra parte, ELECTROSUR - *a partir del año 2026 y considerando todas sus nuevas demandas incorporadas* - ha realizado alternativas de acción a nivel de distribución mediante traslado de cargas entre alimentadores y reforzamientos de algunas redes troncales. Asimismo, se verifica en su mapa de redes de MT, que hay otros alimentadores con los que podría realizar el análisis de reforzamientos de redes y traslado de carga de los cuales se puede atender las nuevas demandas solicitadas, tal como el alimentador O-192 y no cargar todas las nuevas demandas en el alimentador O-194. En ese sentido, ELECTROSUR debe optimizar las acciones de distribución que minimice una nueva inversión a nivel de subtransmisión.



Fuente: Archivo “Ilo (Celda Alimentador 10 kV) - Actual.kmz”. Redes de Distribución Primaria en 10 kV.

Finalmente, en el Formato 204, se ha revisado la capacidad de las celdas de alimentadores consideradas en los archivos F-204 para el Sistema Eléctrico Moquegua – Ilo, las cuales inicialmente se modelaron con capacidades por alimentador de 2,40 MW en 10 kV y de 3 MW a 3,10 MW en 22,9 kV; verificándose que las capacidades de cada alimentador corresponden a ser modeladas con el valor estándar de 5 MW para el caso de alimentadores en 10 kV y 6 MW para el caso de alimentadores en 22,9 kV. Debido a que, en el caso de 10 kV, las ciudades de Ilo y Moquegua corresponden a zona urbana, y se ha verificado que en el modelo geométrico aplicado en el VAD 2022-2026 la demanda por alimentador aplicado en la optimización es de 5 MW; mientras que en el caso de 22.9 kV las cargas que atienden son predominantemente rurales, pudiendo ser cargadas en el orden de los 6 MW. En ese sentido, se actualizado los valores de capacidad de los alimentadores en 10 kV y 22,9 kV a 5 MW y 6 MW, respectivamente.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

## 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 Osinermin, no se requieren nuevas inversiones para el período 2025-2029, que formarían parte del SCT a ser remunerado por la demanda.

### 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.

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 12, no se han programado Bajas durante el periodo 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 Osinermin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS<sup>9</sup>, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del

<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 Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

<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 Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

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 Área de Demanda 12, no se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que no se retiran Elementos de dicho Plan.

## 7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin al estudio presentado por los TITULARES, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado una tasa de crecimiento de 0,15% a la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 12 para el período 2022-2034, menor que el proyectado por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL (0,34%).
- b) De la evaluación de las propuestas de inversión enviadas por los TITULARES, no se requiere implementarse proyectos en el período 2025-2029; por lo que no se considera inversiones para el Área de Demanda 12 presentada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, respectivamente; para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 12, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, considerando lo señalado en los párrafos anteriores.
- d) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha 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 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/ncha- ksg



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

## 8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

**Anexo A**  
**Análisis de las Opiniones y**  
**Sugerencias a la**  
**PREPUBLICACIÓN**

## Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN de ELECTROSUR

El 26 de marzo del 2024, con carta GE-0395-2024, ELECTROSUR presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGMIN, "NO SE ACOGE" las Opiniones y Sugerencias realizadas por ELECTROSUR a la PREPUBLICACIÓN, según lo desarrollado a continuación:

### 1. Celda de Alimentador para la SET Ilo

ELECTROSUR menciona que la celda de alimentador solicitada para la SET Ilo atenderá nuevas demandas por lo cual la demanda superará los 4 MW de potencia del alimentador que va hacia Villa Paraíso y Santa Rosa. Por tal motivo, ELECTROSUR señala la necesidad de contar con una nueva celda de alimentador. Además, indica que Osinergmin no ha tomado en cuenta el ingreso de todas las factibilidades de suministro presentadas, y por lo cual señala presentar el sustento para ser considerados en la proyección de la demanda de la SET Ilo y aprobar una celda de alimentador.

Por tanto, ELECTROSUR solicita aprobar una celda de alimentador en 10 kV en la SET Ilo a fin de atender las nuevas demandas y el servicio eléctrico de calidad en la zona de Villa Paraíso y Santa Rosa.

#### Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe indicar que en el numeral 6.1.4. del Informe Técnico N° 093-2024-GRT, se evaluó las (13) nuevas demandas incorporadas que presentó ELECTROSUR como parte de su ESTUDIO, de las cuales (11) no fueron aprobadas por Osinergmin para la proyección de la demanda, debido a que no cumplen con el sustento documentado y/o los criterios establecidos en el numeral B.3.2.2. del Informe Técnico N° 093-2024-GRT. Los sustentos de no aceptar dichas factibilidades se describieron en la hoja "Factibilidades\_ELS" del archivo F-100.

Como parte de sus opiniones y sugerencias, ELECTROSUR señala que está presentando los sustentos requeridos para que se considere sus nuevas demandas incorporadas en la proyección de la demanda de la SET Ilo; sin embargo, la información corresponde a factibilidades de nuevas demandas ubicadas en el Área de Demanda 13, que no forman parte de la evaluación del Área de Demanda 12.

En ese sentido, se mantiene la proyección de demanda de la PREPUBLICACIÓN, el mismo resultado que determinó que no se requiere de nuevas celdas de alimentadores según el sustento de cálculo del Formato F-204.

Sin perjuicio de lo mencionado, se ha revisado la capacidad de las celdas de alimentadores consideradas en los archivos F-204 para el Sistema Eléctrico Moquegua – Ilo, las cuales inicialmente se modelaron con capacidades por alimentador de 2,40 MW en 10 kV y de 3 MW a 3,10 MW en 22,9 kV; verificándose que las capacidades de cada alimentador corresponden a ser modeladas con el valor estándar de 5 MW para el caso de alimentadores en 10 kV y 6 MW para el caso de alimentadores en 22,9 kV. Debido a que, en el caso de 10 kV, las ciudades de Ilo y Moquegua corresponden a zona urbana, y se ha verificado que en el modelo geométrico aplicado en el VAD 2022-2026 la demanda por alimentador aplicado en la optimización es de 5 MW; mientras que en el caso de 22,9 kV las cargas que atienden son predominantemente rurales, pudiendo ser cargadas en el orden de los 6 MW. En ese sentido, se actualizó los valores de capacidad de los alimentadores en 10 kV y 22,9 kV a 5 MW y 6 MW, respectivamente.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por ELECTROSUR.

**Conclusión**

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

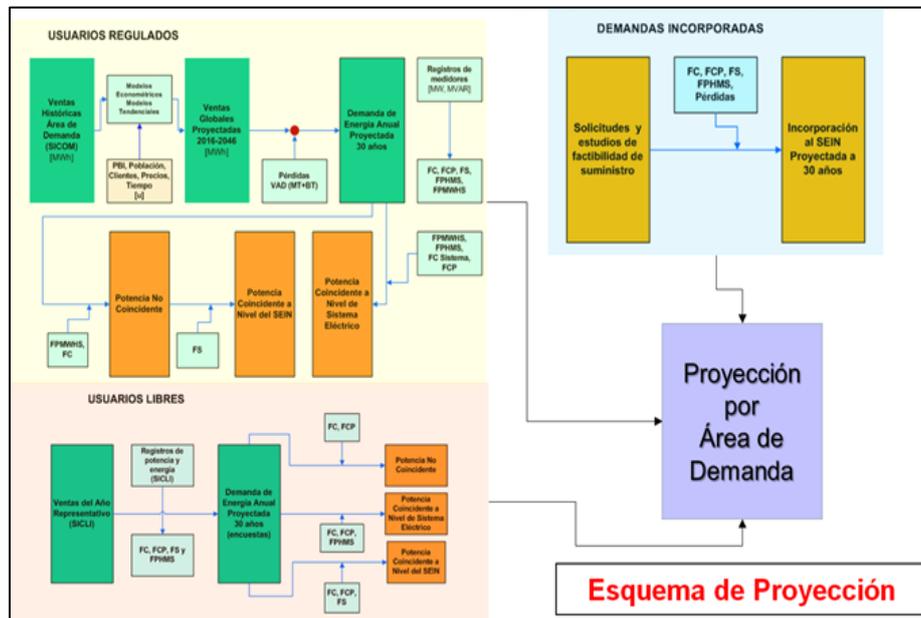
# **Anexo B**

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

## METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



Conforme al artículo 8 de la NORMA TARIFAS, las etapas del estudio se detallan a continuación:

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

#### B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Moquegua, está en millones de soles del año 2007, es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo del PBI del Área de Demanda 12 del 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 INEI (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>). El PBI del Área de Demanda 12 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía en ese departamento.

### **B.1.3 Población**

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12 correspondiente al 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 Área de Demanda 12 del 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 Área de Demanda 12 se calculó mediante ponderaciones en función de las ventas de energía en 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 Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 12 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergrmin 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 12.

### **B.1.5 Tarifa Real**

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 12 correspondiente al 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 Área de Demanda 12 del 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 se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía del Área de Demanda 6. Luego, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último tomado del 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 Área de Demanda 12 se evaluó de 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 consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del 31 de Julio del 2023 realizadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP); 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 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 12, en ella se observa que se encuentra relacionado con el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago, la variable tiempo y una variable dicotómica aplicada al año 2008 (D2008<sup>10</sup>). Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 93,62%.

**Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 12**

Dependent Variable: LOG(PBI12)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 12:17				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.436626	1.333642	2.576872	0.0172
LOG(PBI12(-1))	0.593458	0.160623	3.694719	0.0013
LOG(@TREND)	0.085732	0.041987	2.041860	0.0533
D2008	0.120022	0.057281	2.095300	0.0479
R-squared	0.936191	Mean dependent var	8.915763	
Adjusted R-squared	0.927490	S.D. dependent var	0.208405	
S.E. of regression	0.056119	Akaike info criterion	-2.782052	
Sum squared resid	0.069285	Schwarz criterion	-2.588498	
Log likelihood	40.16667	Hannan-Quinn criter.	-2.726315	
F-statistic	107.5928	Durbin-Watson stat	1.981827	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 12 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 0,21%:

**Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 12**

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	10 279,12	-

<sup>10</sup> Evento de crecimiento del PBI del Área de Demanda 12 en respuesta al crecimiento económico del país durante el año 2008 (pese a la situación que atravesaba la economía mundial), estuvo principalmente asociado al aumento de la demanda interna, la cual fue creciendo a ritmos superiores a los del PBI nacional, reflejando el dinamismo del consumo privado y de la inversión tanto privada como pública.

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2023	9 283,57	-9,7%
2024	9 359,38	0,8%
2025	9 433,00	0,8%
2026	9 504,55	0,8%
2027	9 574,14	0,7%
2028	9 641,89	0,7%
2029	9 707,90	0,7%
2030	9 772,27	0,7%
2031	9 835,08	0,6%
2032	9 896,42	0,6%
2033	9 956,37	0,6%
2034	10 014,98	0,6%
2035	10 072,34	0,6%
2036	10 128,49	0,6%
2037	10 183,50	0,5%
2038	10 237,41	0,5%
2039	10 290,28	0,5%
2040	10 342,15	0,5%
2041	10 393,06	0,5%
2042	10 443,05	0,5%
2043	10 492,16	0,5%
2044	10 540,42	0,5%
2045	10 587,86	0,5%
2046	10 634,52	0,4%
2047	10 680,43	0,4%
2048	10 725,61	0,4%
2049	10 770,08	0,4%
2050	10 813,88	0,4%
2051	10 857,02	0,4%
2052	10 899,53	0,4%
2053	10 941,42	0,4%
2054	10 982,73	0,4%
		<b>0,21%</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 3.

**Figura N° 3: Modelo de proyección de Clientes del Área de Demanda 12**

Dependent Variable: CL12				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 11:30				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	20435.62	423.8733	48.21161	0.0000
@TREND	1522.545	27.96965	54.43561	0.0000
R-squared	0.991634	Mean dependent var		40228.70
Adjusted R-squared	0.991299	S.D. dependent var		12135.70
S.E. of regression	1131.994	Akaike info criterion		16.97254
Sum squared resid	32035247	Schwarz criterion		17.06852
Log likelihood	-227.1292	Hannan-Quinn criter.		17.00108
F-statistic	2963.236	Durbin-Watson stat		0.538391
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 12 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 1,78% para el periodo 2022-2054.

**Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 12**

Año	Cientes	Δ%
2022	61 843	-
2023	61 544	-0,5%
2024	63 067	2,5%
2025	64 589	2,4%
2026	66 112	2,4%
2027	67 635	2,3%
2028	69 157	2,3%
2029	70 680	2,2%
2030	72 202	2,2%
2031	73 725	2,1%
2032	75 247	2,1%
2033	76 770	2,0%
2034	78 292	2,0%
2035	79 815	1,9%
2036	81 337	1,9%
2037	82 860	1,9%
2038	84 383	1,8%
2039	85 905	1,8%
2040	87 428	1,8%
2041	88 950	1,7%
2042	90 473	1,7%
2043	91 995	1,7%
2044	93 518	1,7%
2045	95 040	1,6%
2046	96 563	1,6%
2047	98 085	1,6%
2048	99 608	1,6%
2049	101 131	1,5%

Año	Cientes	Δ%
2050	102 653	1,5%
2051	104 176	1,5%
2052	105 698	1,5%
2053	107 221	1,4%
2054	108 743	1,4%
		<b>1,78%</b>

### B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12 del periodo 2023-2054 se usó 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 extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su 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 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12.

En la Tabla 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 1,21% en el periodo 2022-2054.

**Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 12**

Año	Población	Δ%
2022	197 337	-
2023	199 189	0,9%
2024	201 059	0,9%
2025	202 946	0,9%
2026	204 562	0,8%
2027	206 191	0,8%
2028	207 833	0,8%
2029	209 489	0,8%
2030	211 157	0,8%
2031	213 980	1,3%
2032	216 841	1,3%
2033	219 740	1,3%
2034	222 678	1,3%
2035	225 656	1,3%
2036	228 673	1,3%
2037	231 730	1,3%
2038	234 828	1,3%
2039	237 968	1,3%
2040	241 150	1,3%
2041	244 374	1,3%

Año	Población	Δ%
2042	247 641	1,3%
2043	250 952	1,3%
2044	254 307	1,3%
2045	257 707	1,3%
2046	261 153	1,3%
2047	264 645	1,3%
2048	268 183	1,3%
2049	271 769	1,3%
2050	275 402	1,3%
2051	279 084	1,3%
2052	282 816	1,3%
2053	286 597	1,3%
2054	290 429	1,3%
		<b>1,21%</b>

#### B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 12 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. Bajo ese supuesto, el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4303 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 Área de Demanda 12 se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo (2022).

La transformación de la proyección de la energía a proyección de 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 a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda 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 polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla 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 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 12**

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> )	0,9624	0,9399	0,8160	0,9671	0,9928	0,8699	
<b>ESTADISTICO t:</b>							
Variable 1	Valor	16,03	282,57	0,88	10,38	22,72	117,03
	Prob,	0,0000	0,0000	0,3899	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	25,31	19,77	10,53	8,63	-0,68	12,93
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,5040	0,0000
Variable 3	Valor				-1,85	8,24	
	Prob,				0,0773	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,03	
	Prob,					0,0000	
<b>ESTADISTICO F:</b>							
Valor	640,38	391,04	110,89	352,70	1051,89	167,12	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergrmin)

Asimismo, en la Tabla 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 4,96%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 12 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	114 281,84	126 885,52	97 784,00	110 797,49	102 151,85	100 620,32
2023	117 492,10	133 184,22	98 798,31	113 139,35	99 638,84	102 242,44
2024	120 702,36	139 795,58	99 777,01	115 416,88	96 130,44	103 832,42
2025	123 912,63	146 735,15	100 722,54	117 630,09	91 560,15	105 391,97
2026	127 122,89	154 019,19	101 637,05	119 778,97	85 861,44	106 922,66
2027	130 333,16	161 664,83	102 522,54	121 863,52	78 967,82	108 425,93
2028	133 543,42	169 689,99	103 380,77	123 883,74	70 812,79	109 903,10
2029	136 753,68	178 113,54	104 213,37	125 839,64	61 329,84	111 355,40
2030	139 963,95	186 955,23	105 021,84	127 731,22	50 452,46	112 783,96
2031	143 174,21	196 235,84	105 807,54	129 558,47	38 114,15	114 189,84
2032	146 384,48	205 977,14	106 571,70	131 321,39	24 248,41	115 573,99
2033	149 594,74	216 202,00	107 315,49	133 019,98	8 788,73	116 937,35
2034	152 805,00	226 934,44	108 039,95	134 654,25	-8 331,40	118 280,75
2035	156 015,27	238 199,64	108 746,07	136 224,19	-27 178,48	119 604,99
2036	159 225,53	250 024,06	109 434,76	137 729,81	-47 819,01	120 910,80
2037	162 435,80	262 435,45	110 106,84	139 171,09	-70 319,51	122 198,89
2038	165 646,06	275 462,95	110 763,12	140 548,06	-94 746,47	123 469,91
2039	168 856,33	289 137,15	111 404,30	141 860,69	-121 166,40	124 724,48
2040	172 066,59	303 490,14	112 031,07	143 109,00	-149 645,80	125 963,17
2041	175 276,85	318 555,63	112 644,07	144 292,99	-180 251,18	127 186,53
2042	178 487,12	334 368,98	113 243,89	145 412,64	-213 049,05	128 395,09
2043	181 697,38	350 967,32	113 831,07	146 467,98	-248 105,91	129 589,32
2044	184 907,65	368 389,61	114 406,15	147 458,98	-285 488,27	130 769,69
2045	188 117,91	386 676,76	114 969,61	148 385,66	-325 262,62	131 936,64
2046	191 328,17	405 871,69	115 521,91	149 248,01	-367 495,48	133 090,59
2047	194 538,44	426 019,48	116 063,49	150 046,04	-412 253,34	134 231,93
2048	197 748,70	447 167,42	116 594,74	150 779,73	-459 602,73	135 361,03
2049	200 958,97	469 365,16	117 116,07	151 449,11	-509 610,13	136 478,27
2050	204 169,23	492 664,82	117 627,84	152 054,15	-562 342,05	137 583,97
2051	207 379,49	517 121,08	118 130,38	152 594,87	-617 865,01	138 678,47
2052	210 589,76	542 791,38	118 624,02	153 071,27	-676 245,50	139 762,06
2053	213 800,02	569 735,96	119 109,08	153 483,33	-737 550,03	140 835,06
2054	217 010,29	598 018,10	119 585,85	153 831,07	-801 845,10	141 897,75
	<b>2,02%</b>	<b>4,96%</b>	<b>0,63%</b>	<b>1,03%</b>		<b>1,08%</b>

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinermin)

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. La tasa de crecimiento promedio anual del modelo tendencial lineal (2,02%) 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 responde a una ecuación de regresión LOG, donde las ventas de energía están explicadas por las variables CLIENTES y TARIFA REAL. En la Tabla 6 se

presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

**Tabla 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 12**

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5 (seleccionado)	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA12) LOG(CLIENTES)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA12) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1))	VENTAS C PBIA12 CLIENTES	VENTAS C PBIA12 CLIENTES TARIFA	LOG(VENTAS) C LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1))	LOG(VENTAS) C LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1)) AR(1)	
R <sup>2</sup>	0,9684	0,9780	0,9634	0,9669	0,9769	0,9849	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	367,50	325,95	315,50	224,04	486,58	341,35	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	-4,62	-0,43	-3,61	0,28	0,41	0,28
	Prob.	0,0001	0,6747	0,0014	0,7801	0,6847	0,7840
Variable 2	Valor	2,38	1,04	1,96	0,72	29,37	3,93
	Prob.	0,0254	0,3089	0,0613	0,4802	0,0000	0,0008
Variable 3	Valor	8,62	11,00	9,24	8,94	-4,43	-1,37
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,1836
Variable 4	Valor		-3,26		-1,57		5,07
	Prob.		0,0035		0,1297		0,0001
Variable 5	Valor						3,28
	Prob.						0,0035

Fuente: Formato F-107 de Osinerghin

En la Tabla 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo 5 el seleccionado, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,16%.

**Tabla N° 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 12 (en MWh)**

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	123 007,24	117 556,21	118 832,15	116 621,01	116 002,36	109 284,83
2023	117 764,83	114 650,69	115 362,73	114 753,19	114 890,68	108 546,36
2024	121 008,53	117 991,48	118 264,74	117 799,37	118 364,14	111 392,50
2025	124 256,08	121 344,42	121 160,28	120 842,71	121 855,99	114 242,45
2026	127 507,40	124 709,26	124 049,68	123 883,36	125 365,91	117 096,17
2027	130 762,46	128 085,78	126 933,31	126 921,49	128 893,55	119 953,60
2028	134 021,21	131 473,77	129 811,49	129 957,22	132 438,61	122 814,68
2029	137 283,64	134 873,04	132 684,52	132 990,71	136 000,80	125 679,34
2030	140 549,72	138 283,41	135 552,69	136 022,06	139 579,81	128 547,54
2031	143 819,44	141 704,71	138 416,26	139 051,40	143 175,37	131 419,22
2032	147 092,77	145 136,74	141 275,48	142 078,83	146 787,22	134 294,31
2033	150 369,70	148 579,37	144 130,57	145 104,46	150 415,09	137 172,77
2034	153 650,21	152 032,41	146 981,74	148 128,36	154 058,74	140 054,53
2035	156 934,25	155 495,71	149 829,17	151 150,63	157 717,93	142 939,54
2036	160 221,81	158 969,13	152 673,06	154 171,35	161 392,42	145 827,76
2037	163 512,86	162 452,51	155 513,55	157 190,58	165 081,99	148 719,12
2038	166 807,37	165 945,72	158 350,81	160 208,40	168 786,43	151 613,57

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2039	170 105,30	169 448,60	161 184,98	163 224,86	172 505,52	154 511,07
2040	173 406,62	172 961,03	164 016,19	166 240,02	176 239,06	157 411,57
2041	176 711,30	176 482,87	166 844,56	169 253,94	179 986,85	160 315,02
2042	180 019,30	180 014,00	169 670,22	172 266,68	183 748,71	163 221,37
2043	183 330,60	183 554,28	172 493,27	175 278,26	187 524,44	166 130,59
2044	186 645,15	187 103,61	175 313,81	178 288,76	191 313,87	169 042,62
2045	189 962,93	190 661,85	178 131,94	181 298,19	195 116,82	171 957,42
2046	193 283,90	194 228,89	180 947,75	184 306,61	198 933,13	174 874,96
2047	196 608,02	197 804,62	183 761,32	187 314,05	202 762,63	177 795,19
2048	199 935,26	201 388,94	186 572,75	190 320,55	206 605,15	180 718,07
2049	203 265,59	204 981,73	189 382,09	193 326,14	210 460,55	183 643,57
2050	206 598,98	208 582,89	192 189,43	196 330,85	214 328,66	186 571,65
2051	209 935,39	212 192,32	194 994,83	199 334,71	218 209,35	189 502,28
2052	213 274,78	215 809,92	197 798,36	202 337,75	222 102,47	192 435,41
2053	216 617,14	219 435,59	200 600,08	205 340,00	226 007,88	195 371,02
2054	219 962,43	223 069,25	203 400,04	208 341,48	229 925,44	198 309,07
	<b>1,83%</b>	<b>2,02%</b>	<b>1,69%</b>	<b>1,83%</b>	<b>2,16%</b>	<b>1,88%</b>

Fuente: Formato F-107 de Osinerghin

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), se aprecia una bondad de ajuste ( $R^2$ ) de 97,69%, una significancia estadística individual en cada una de las variables explicativas a partir de los test "t" y una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura 4.

**Figura 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 12**

Dependent Variable: LOG(ENE12)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 12:56				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.286106	0.695626	0.411293	0.6847
LOG(CLIAD12)	1.218790	0.041503	29.36648	0.0000
LOG(TARAD12(-1))	-0.551476	0.124411	-4.432711	0.0002
R-squared	0.976912	Mean dependent var		11.14782
Adjusted R-squared	0.974904	S.D. dependent var		0.379135
S.E. of regression	0.060062	Akaike info criterion		-2.678723
Sum squared resid	0.082970	Schwarz criterion		-2.533558
Log likelihood	37.82340	Hannan-Quinn criter.		-2.636921
F-statistic	486.5843	Durbin-Watson stat		1.004436
Prob(F-statistic)	0.000000			

### Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

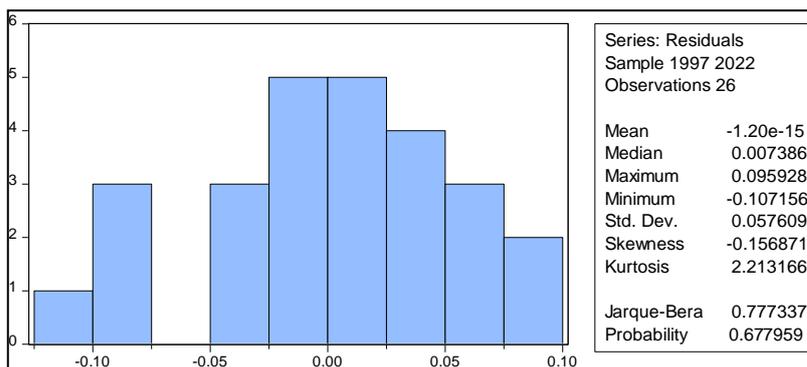
El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 12 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

#### Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura 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% (67,79%).

**Figura 5: Prueba de Normalidad de Residuos**



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (30,57%).

**Figura 6: Prueba de Heterocedasticidad**

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	1.248340	Prob. F(2,23)	0.3057	
Obs*R-squared	2.545967	Prob. Chi-Square(2)	0.2800	
Scaled explained SS	1.208514	Prob. Chi-Square(2)	0.5465	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 17:34				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.004085	0.020549	-0.198777	0.8442
LOG(CLIAD12)^2	-8.45E-05	0.000116	-0.728302	0.4738
LOG(TARAD12(-1))^2	0.001231	0.000998	1.233534	0.2298
R-squared	0.097922	Mean dependent var	0.003191	
Adjusted R-squared	0.019480	S.D. dependent var	0.003584	
S.E. of regression	0.003549	Akaike info criterion	-8.335914	
Sum squared resid	0.000290	Schwarz criterion	-8.190749	
Log likelihood	111.3669	Hannan-Quinn criter.	-8.294112	
F-statistic	1.248340	Durbin-Watson stat	1.672200	
Prob(F-statistic)	0.305709			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (12,29%).

**Figura 7: Prueba de Autocorrelación**

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	2.320742	Prob. F(2,21)	0.1229	
Obs*R-squared	4.706380	Prob. Chi-Square(2)	0.0951	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 17:35				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.181326	0.665503	0.272464	0.7879
LOG(CLIAD12)	-0.011665	0.040384	-0.288865	0.7755
LOG(TARAD12(-1))	-0.016070	0.118479	-0.135639	0.8934
RESID(-1)	0.476899	0.228001	2.091652	0.0488
RESID(-2)	-0.070012	0.234904	-0.298046	0.7686
R-squared	0.181015	Mean dependent var	-1.20E-15	
Adjusted R-squared	0.025017	S.D. dependent var	0.057609	
S.E. of regression	0.056884	Akaike info criterion	-2.724566	
Sum squared resid	0.067951	Schwarz criterion	-2.482625	
Log likelihood	40.41936	Hannan-Quinn criter.	-2.654896	
F-statistic	1.160371	Durbin-Watson stat	1.858557	
Prob(F-statistic)	0.356365			

### Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó 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 2,18% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla 8.

**Tabla 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 12 (en MWh)**

Año	Ajuste final	TC
2022	105 794,85	-
2023	108 081,05	2,16%
2024	111 348,63	3,02%
2025	114 633,52	2,95%
2026	117 935,40	2,88%
2027	121 253,96	2,81%
2028	124 588,91	2,75%
2029	127 939,96	2,69%
2030	130 529,72	2,02%
2031	133 171,91	2,02%
2032	135 867,59	2,02%

Año	Ajuste final	TC
2033	138 617,83	2,02%
2034	141 423,74	2,02%
2035	144 286,44	2,02%
2036	147 207,10	2,02%
2037	150 186,87	2,02%
2038	153 226,96	2,02%
2039	156 328,59	2,02%
2040	159 493,01	2,02%
2041	162 721,47	2,02%
2042	166 015,29	2,02%
2043	169 375,78	2,02%
2044	172 804,29	2,02%
2045	176 302,21	2,02%
2046	179 870,93	2,02%
2047	183 511,89	2,02%
2048	187 226,54	2,02%
2049	191 016,39	2,02%
2050	194 882,96	2,02%
2051	198 827,79	2,02%
2052	202 852,47	2,02%
2053	206 958,63	2,02%
2054	211 147,89	2,02%
		<b>2,18%</b>

Fuente: Formato F-108 de Osinermin

### 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 Área de Demanda 12) 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 Usuarios Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza considerando la información proporcionada por los propios usuarios libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso de que el usuario libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas; y, en caso no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes en todo el periodo proyectado. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

En el Área de Demanda 12, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los usuarios libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

### B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

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

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

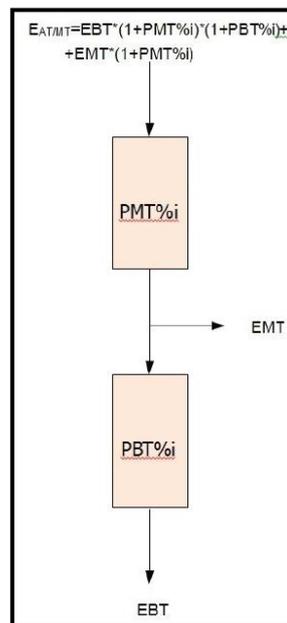
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

#### B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 12 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, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT a la proyección de ventas de energía.

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

**Figura 8: Integración de Pérdidas de Energía**



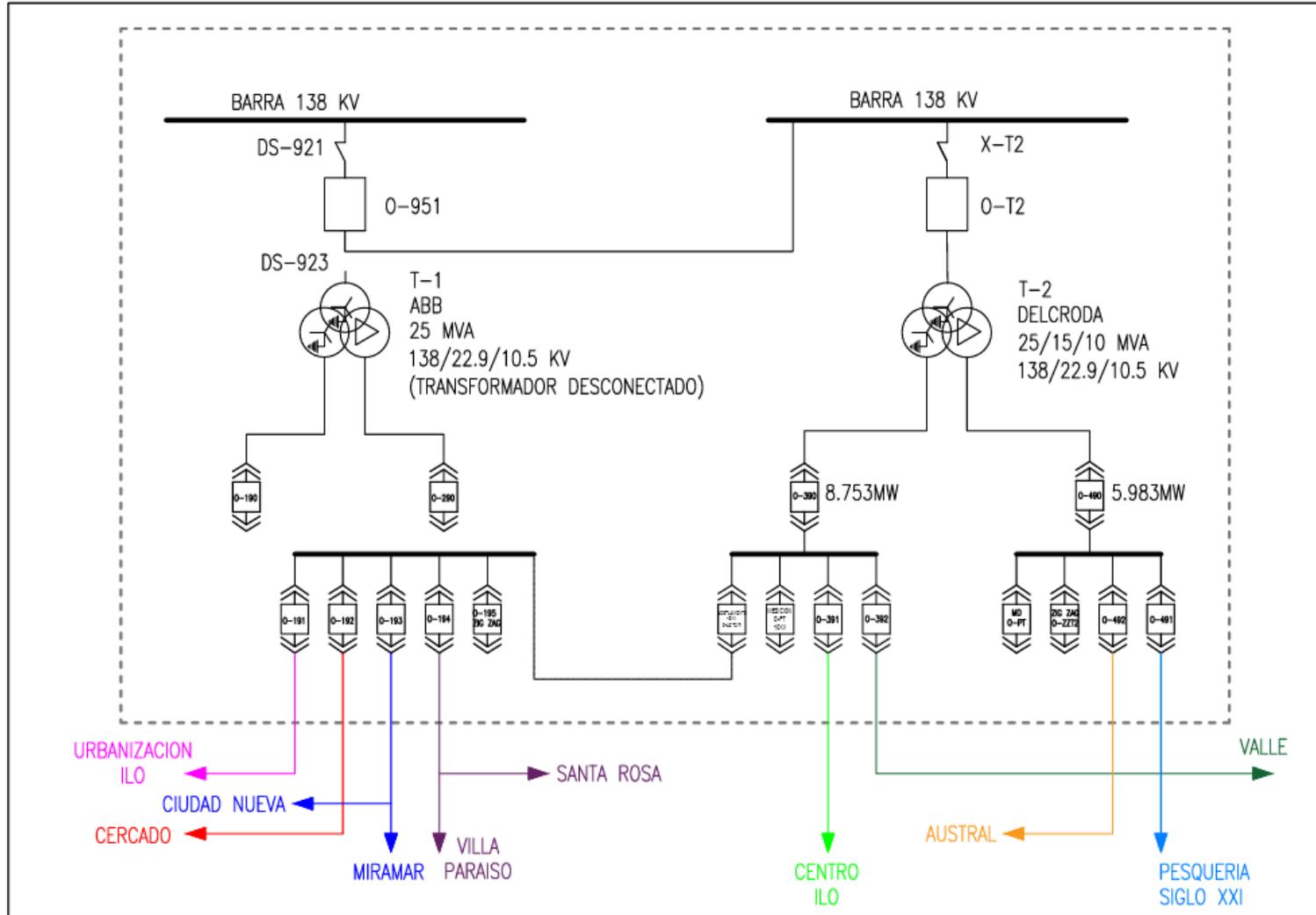
#### B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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.

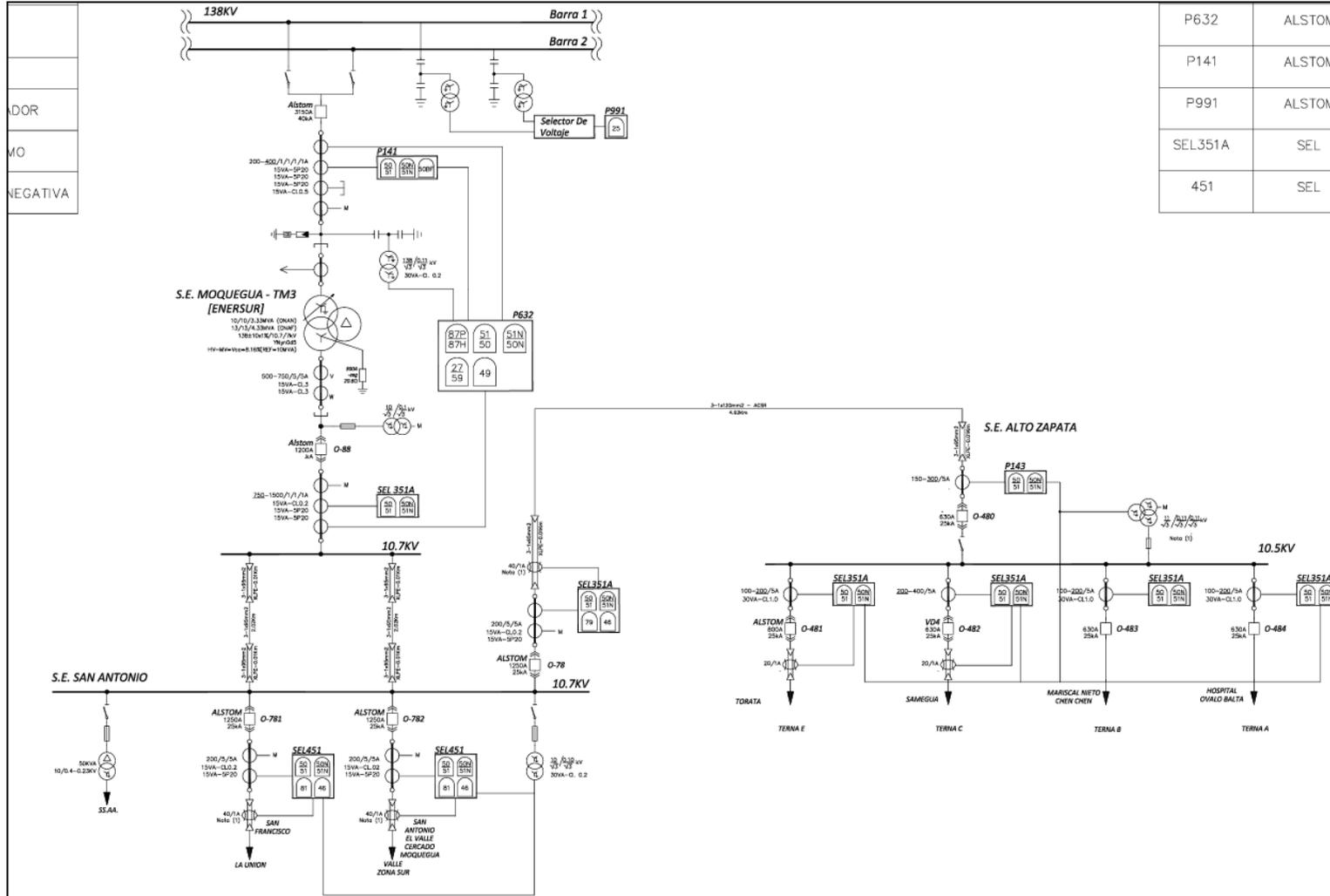
Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

**Anexo C**  
**Diagrama Unifilar del Sistema**  
**Actual según información de**  
**Titulares**

### Diagrama Unifilar SET Ilo

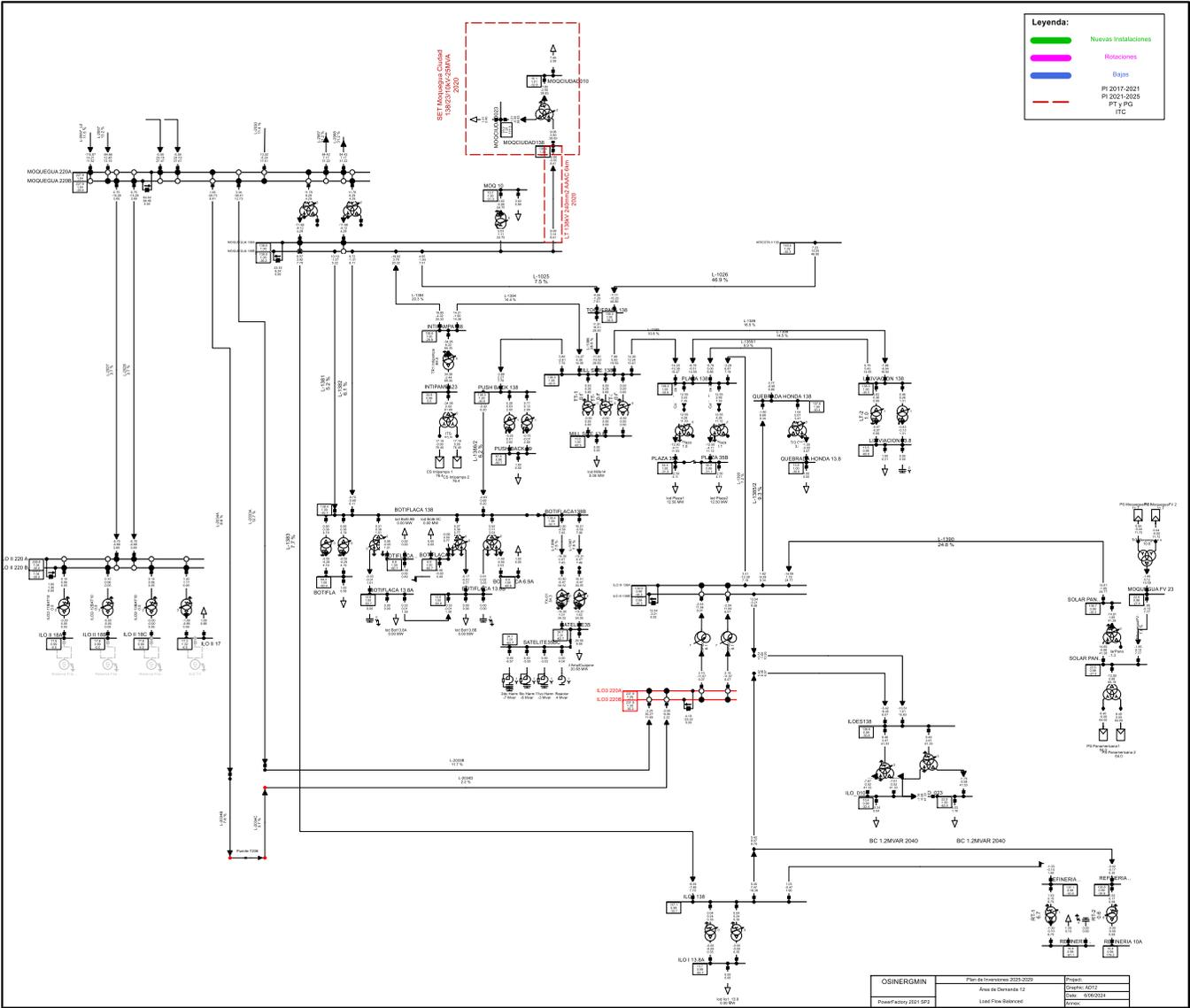


### Diagrama Unifilar SET Moquegua



**Anexo D**  
**Diagrama Unifilar de la Alternativa**  
**Seleccionada según análisis de**  
**Osinergmin**

Área de Demanda 12 (año 2029)



**Anexo E**  
**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 12**

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD
-	-	-	-	-	-

NOTA: Conforme al análisis realizado, en el periodo 2025-2029, no se requieren proyectos de inversión para el Área de Demanda 12.

**PROGRAMACIÓN DE BAJAS**  
**Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 12**

Programación de Bajas AD12				
N°	Titular	Año	Proyecto	Instalación
-	-	-	-	-

NOTA: Conforme al análisis realizado, en el periodo 2025-2029, no se requieren dar de baja instalaciones para el Área de Demanda 12.

## **Anexo F**

# **Cuadros Comparativos**

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029**  
**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA**  
**ÁREA DE DEMANDA 12 (MT)**

Año	Titular AD 12		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	133,77	-	138,11	-
2023	158,14	18,21%	141,37	2,36%
2024	168,27	6,41%	146,27	3,46%
2025	175,63	4,37%	151,18	3,36%
2026	182,93	4,15%	154,78	2,38%
2027	186,89	2,17%	158,41	2,34%
2028	190,85	2,12%	162,05	2,30%
2029	194,57	1,95%	165,70	2,26%
2030	197,49	1,50%	168,53	1,71%
2031	200,26	1,40%	171,41	1,71%
2032	203,08	1,41%	174,35	1,72%
2033	205,96	1,42%	177,35	1,72%
2034	208,90	1,43%	180,41	1,73%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]  
(2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT). La demanda Global en (GWh) de ELECTROSUR corresponde a la PROPUESTA FINAL.

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029**  
**COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 12**  
**(USD)**

Año	Propuesta Inicial ELECTROSUR (A)	Propuesta Final ELECTROSUR (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 281 381	1 281 381	-	-	-
2026	95 177	95 177	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 376 558</b>	<b>1 376 558</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 9. Referencias

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