
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 1

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 1¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 1 comprende instalaciones de las empresas Electronoroeste S.A. (en adelante "ENOSA"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP") y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") (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, ENOSA y ELECTROPERÚ presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 1, correspondiente al periodo 2025-2029.

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

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

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por

¹ Área de Demanda 1: Abarca los departamentos de Tumbes y Piura.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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, Osinermin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinermin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ:

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 1; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Las sobrecargas en la transformación fueron atendidas mediante la rotación de transformadores, con puntuales adquisiciones de nuevas unidades. Para el efecto se realizó la proyección espacial de la potencia, en lo posible con base en los pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores, a fin de identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio.
- Se considera las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025 a fin de no considerar instalaciones adicionales en el nuevo Plan de Inversiones 2025-2029.

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

- En la SET Paita Industrial, dos (02) celdas de alimentador de 10 kV y un (01) Transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Los Ejidos, una (01) celda de transformador de 60 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV y una (01) celda de alimentador de 22,9 kV.
- El cambio de conductor de la LT Castilla – Los Ejidos de 120 mm² a 240 mm².
- En la SET Morropón, una (01) celda de línea de 60 kV.
- Línea de 4,3 km AAAC de 240 mm², desde la SET Morropón a la derivación Morropón.
- En la SET Tumbes, un (01) transformador de reserva 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 1, para el período 2025-2029, se muestra a continuación:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 1
Periodo 2025-2029**

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 1	3 064 338	8,25	60	10
ENOSA	3 064 338	8,25	60	10
AT	2 811 700	8,25	60	6
Celda	500 773			2
Línea	584 358	8,25		2
Transformador	1 726 570		60	2
MT	252 637			4
Celda	252 637			4

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	8
2. UBICACIÓN	11
3. PROPUESTA INICIAL	15
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	15
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029.....	17
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	21
5. PROPUESTA FINAL.....	24
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	24
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029.....	26
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	30
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	30
6.1.1 Información base.....	31
6.1.1.1 Ventas de energía.....	31
6.1.1.2 Variables explicativas.....	31
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....	31
6.1.3 Proyección Ventas - Clientes Libres.....	31
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas.....	31
6.1.5 Proyección Global	33
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	34
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN.....	37
6.2.1 Consideraciones.....	37
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	38
6.2.3 Análisis de Alternativas	40
6.2.3.1 SE Zorritos, Tumbes, Máncora	40
6.2.3.2 SE Paita, Sullana	42
6.2.3.3 SE Piura	44
6.2.3.4 SE Bajo Piura.....	46
6.2.4 Transformadores de Reserva.....	47
6.2.5 Plan de Inversiones 2025-2029.....	48
6.2.5.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	48
6.2.5.2 Programación de Bajas.....	49
6.2.6 Plan de Inversiones 2021-2025.....	49
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	51
8. ANEXOS.....	52
9. REFERENCIAS	100

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de concesiones eléctricas establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por 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 1, 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.

Electronoroeste S.A. (en adelante "ENOSA"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP") y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 1, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda.

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

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

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

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

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

² **Artículo 8°**- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139°**-

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT", aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (en adelante "NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN")

(...)

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

Osinerghmin 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 Osinerghmin, 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.

(...)

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

Osinergrmin, 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/osinergrmin, 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 Osinergrmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

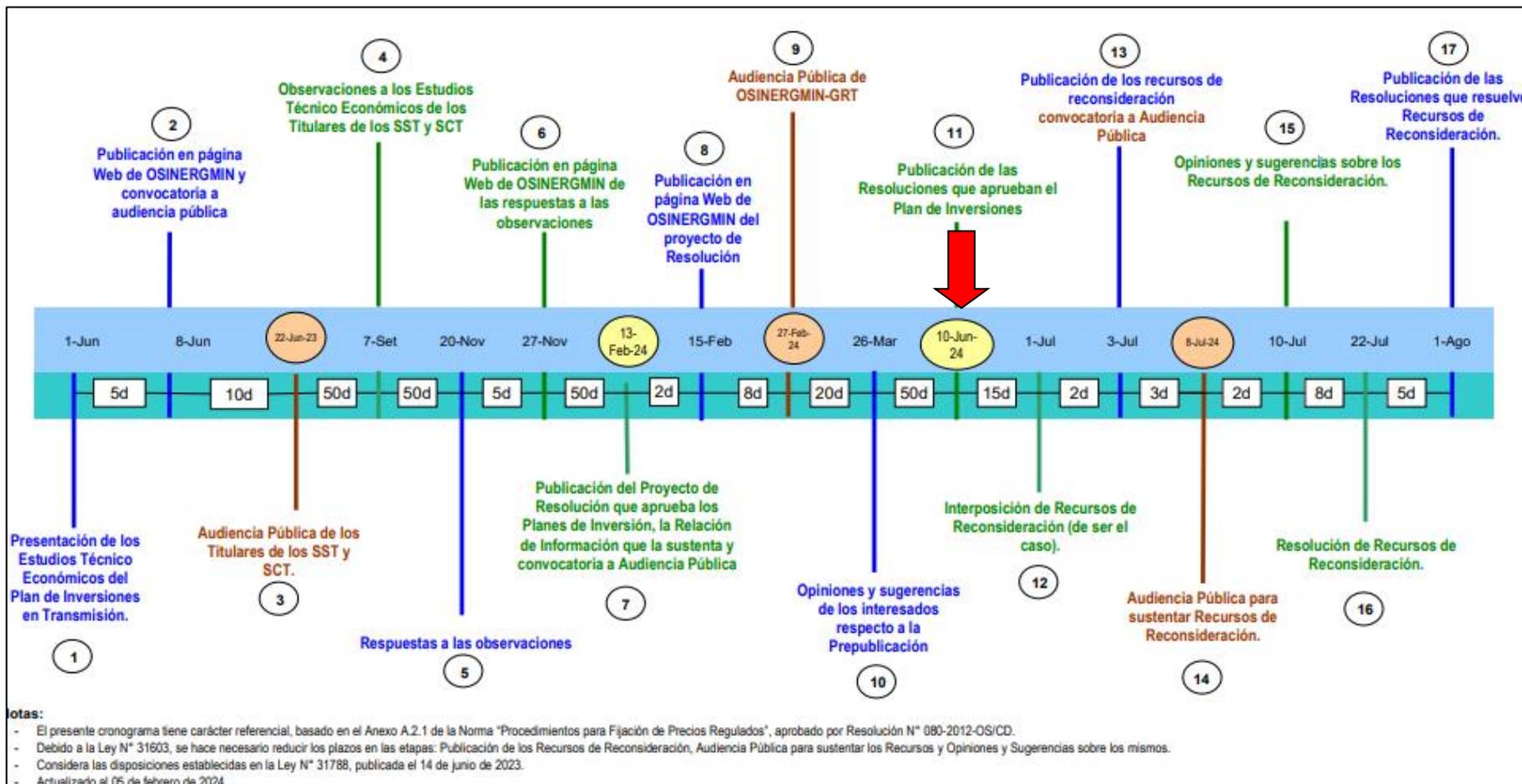
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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 de 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 ha previsto la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

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

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 1 está circunscrita a los departamentos de Tumbes y Piura, los cuales se ubican en la región Nor Oeste del Perú.

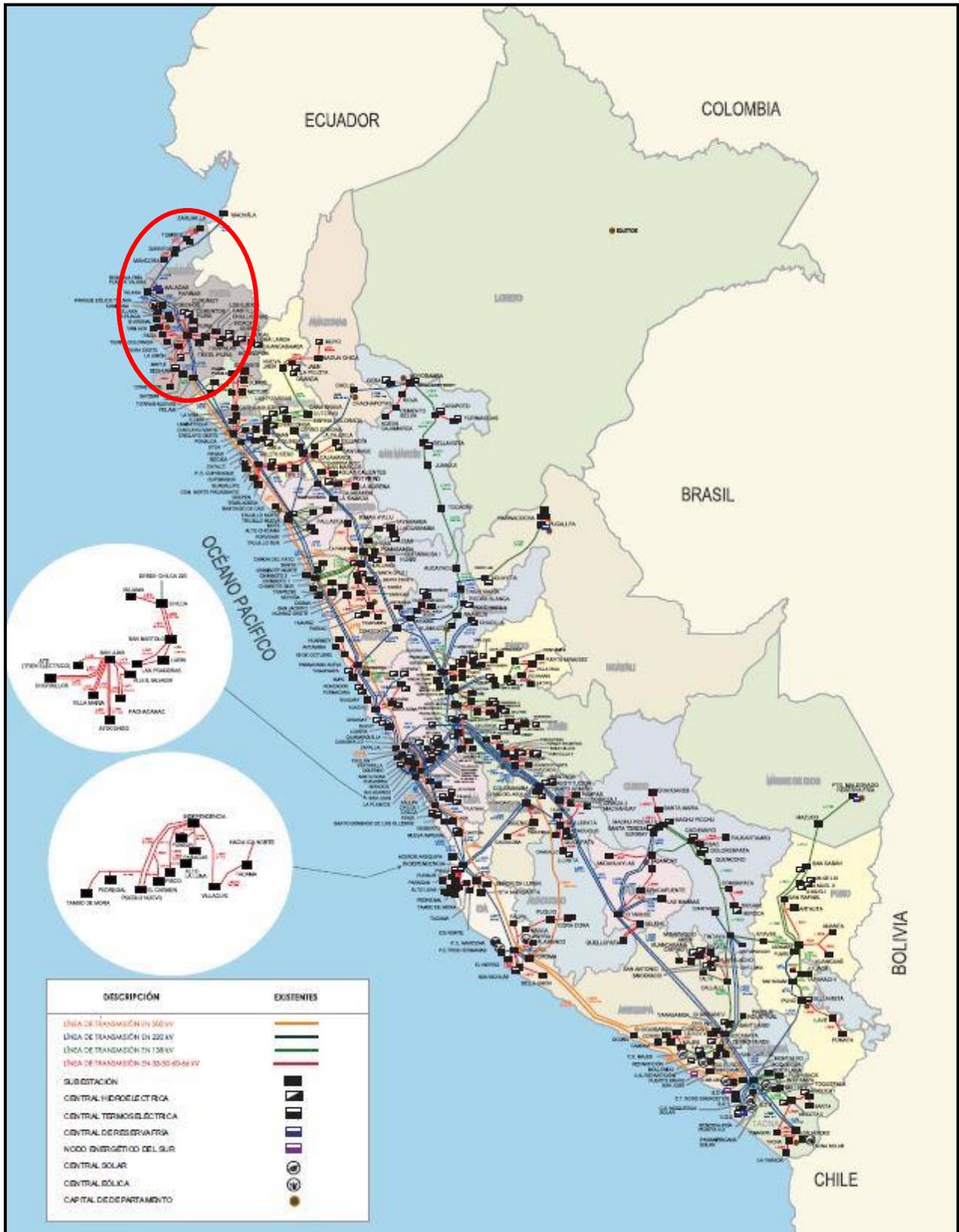
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas ENOSA, ELECTROPERÚ, REP y ADINELSA.

De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 1 está conformada por los sistemas eléctricos:

- Piura
- Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III (Poechos)
- Talara
- Tumbes, Tumbes Rural, Zarumilla, Zarumilla Rural, Máncora, Corrales, Zorritos
- Bajo Piura, Catacaos
- Frontera, Chulucanas, Santo Domingo-Chalaco I y II, Huancabamba-Huarmaca.

En el Gráfico 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 1.

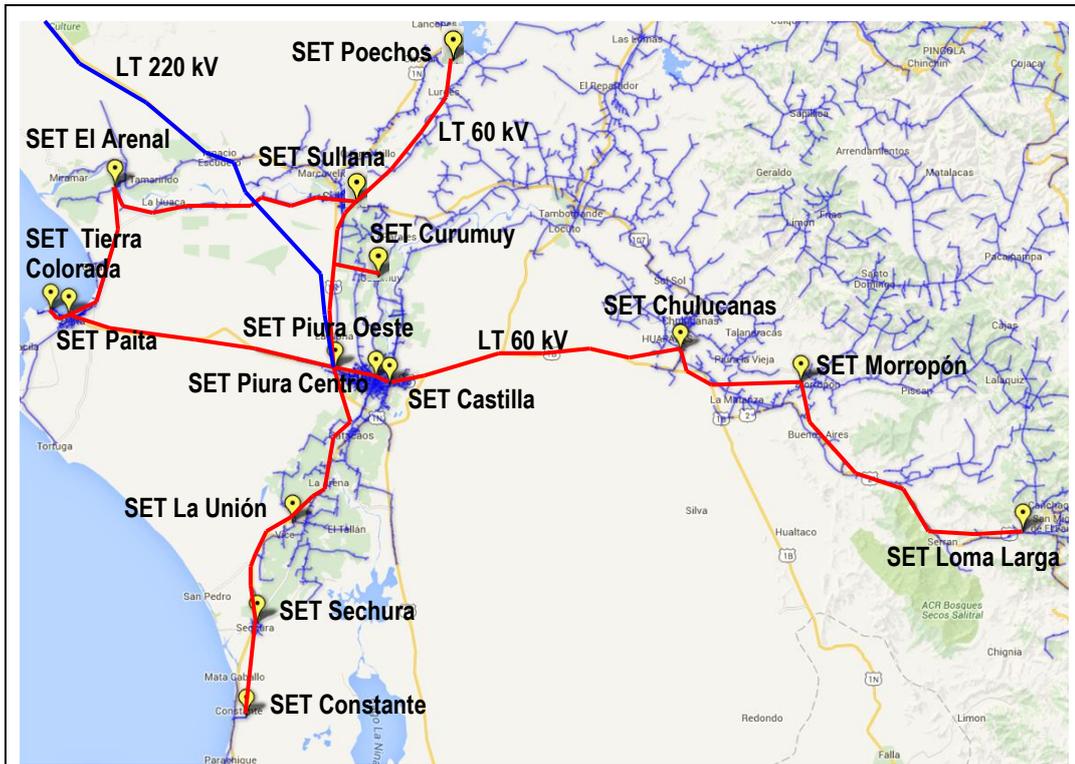
Gráfico 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 1



Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2019

Asimismo, en el Gráfico 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 1.

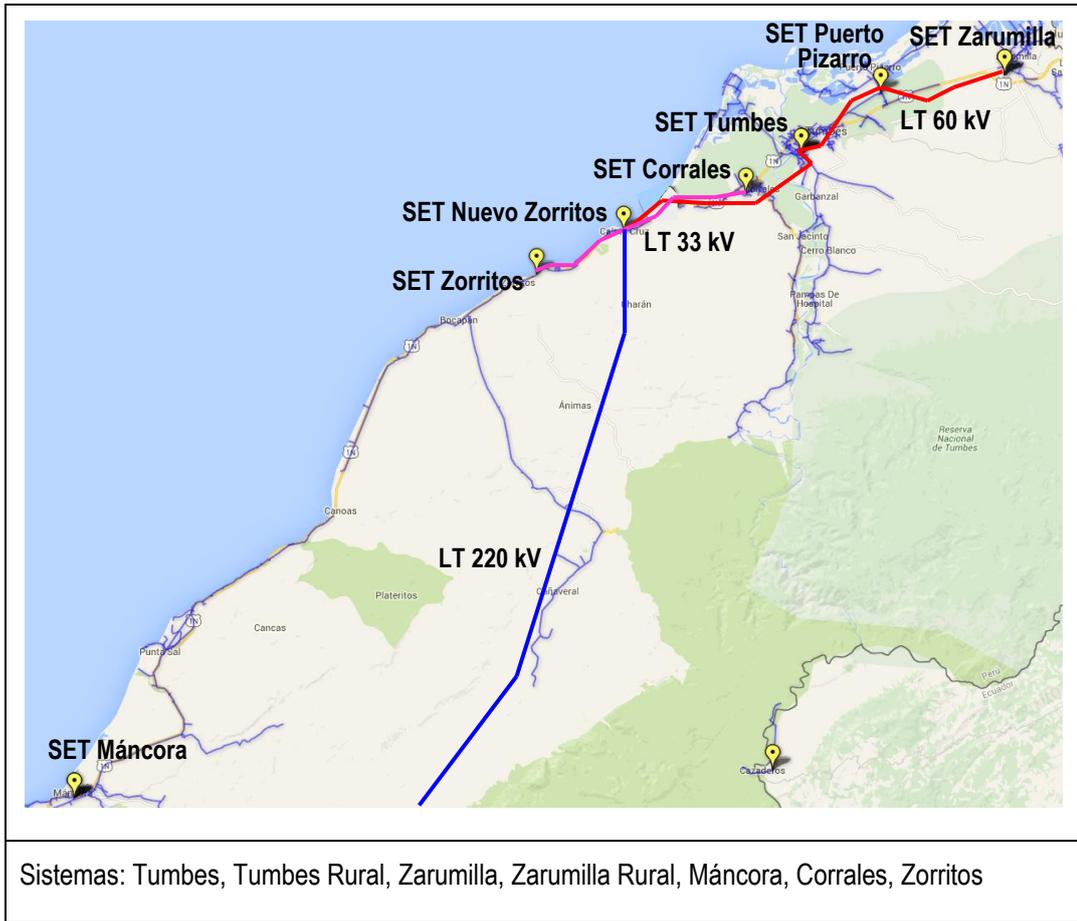
Gráfico 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 1



Sistemas: Piura, Bajo Piura, Catacaos, Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca, Sullana, Paita, El Arenal, Sullana II y III (Pechos).



Sistema: Talara



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante las cartas N° ENOSA-R-0444-2023 y N° 00249-2023-C recibidas el 01 de junio de 2023 y el 24 de mayo de 2023, respectivamente, las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ presentaron cada una un Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), para el Área de Demanda 1.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria remitida mediante Carta N° ENOSA-R-0478-2023 el 09 junio de 2023.

En adelante, toda esa documentación es la “PROPUESTA INICIAL” - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ENOSA y ELECTROPERÚ indican haber proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 1 sobre la información histórica de las ventas de energía desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión, y que, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 1 aplicaron métodos tendenciales y econométricos que requirió presentar las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

En lo particular, ENOSA menciona haber considerado los criterios y métodos especificados en el Capítulo Primero “Proyección de Demanda”, del Título II “Criterios y metodología para la determinación del Plan de Inversiones”, de la NORMA TARIFAS.

En lo que se refiere a la proyección de la demanda de los Clientes Libres, ENOSA y ELECTROPERÚ han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Respecto a la demanda de Clientes Libres existentes, ELECTROPERÚ ha tomado el consumo de esos clientes registrado en el año 2022 por ENOSA. Asimismo, ELECTROPERÚ señala que dicha información se considera sin incremento de carga para todo el periodo proyectado. En relación con la proyección de la Demanda Incorporada, ELECTROPERÚ menciona que consideró la información que ENOSA le alcanzó por correo electrónico en respuesta a su solicitud de información.

Por su parte, ELECTROPERÚ afirma que la proyección de la demanda global del Área de Demanda 1 integra la proyección de las demandas de Usuarios Regulados, Clientes Libres y Demandas Nuevas, a nivel de barras de cada subestación y por nivel de tensión.

En el Cuadro 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 ENOSA.

Cuadro 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 1 - ENOSA
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2022	28,22	50,03	99,39	111,57	18,63	56,81
2023	31,94	51,34	103,28	116,80	18,94	61,87
2024	35,67	52,75	108,15	122,12	19,31	67,12
2025	37,72	54,00	113,49	127,65	19,67	70,98
2026	38,39	54,98	118,37	131,77	20,03	73,07
2027	39,05	55,96	123,30	135,91	20,40	75,18
2028	39,73	56,96	128,27	140,09	20,78	77,31
2029	40,09	57,70	130,99	141,95	21,17	78,62
2030	40,40	58,33	133,28	143,52	21,49	79,73
2031	40,70	58,95	135,57	145,08	21,81	80,83
2032	41,01	59,57	137,86	146,64	22,13	81,94
2033	41,31	60,19	140,14	148,21	22,46	83,04
2034	41,62	60,82	142,43	149,77	22,78	84,14
TC	3,3%	1,6%	3,0%	2,5%	1,7%	3,3%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ENOSA.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del Cuadro 3.1, se desprende que ENOSA propone un incremento de demanda en el sistema eléctrico “Bajo Piura” de 42,1% (40,09 MW) en el 2029 respecto del 2022 (28,22 MW).

Por otra parte, en el Cuadro 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 ELECTROPERÚ.

Cuadro 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 1 - ELECTROPERÚ
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2022	27,30	50,03	100,31	108,91	18,63	56,81
2023	31,09	51,48	104,35	114,41	19,02	62,13
2024	34,90	53,07	109,46	120,04	19,47	67,68
2025	37,05	54,50	114,73	125,92	19,93	71,86
2026	37,79	55,65	119,50	130,36	20,38	74,25
2027	38,55	56,81	124,31	134,82	20,84	76,67
2028	39,31	57,99	129,19	139,32	21,31	79,12
2029	39,76	58,91	132,59	141,53	21,79	80,76
2030	40,03	59,47	134,64	142,85	22,08	81,75
2031	40,31	60,03	136,73	144,21	22,37	82,76
2032	40,60	60,61	138,86	145,59	22,68	83,78
2033	40,89	61,21	141,03	147,00	22,98	84,83
2034	41,18	61,81	143,26	148,44	23,30	85,91
TC	3,5%	1,8%	3,0%	2,6%	1,9%	3,5%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro 3.2, se desprende que ELECTROPERÚ propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Bajo Piura" de 45,6% (39,76 MW) en el 2029 respecto del 2022 (27,30 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA INICIAL de ENOSA

ENOSA, como parte de su PROPUESTA INICIAL, propone retiros de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2013-2017 (PI 2013-2017), Plan de Inversiones 2017-2021 (PI 2017-2021) y del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025), con ellos propone de las siguientes inversiones en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029):

SET AT/MT/MT "Grau"

Retiro de la Nueva SET Grau, línea de línea 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de interconexión y celdas en 10 y 22,9 kV del PI 2017-2021.

Retiro de la Celda de Alimentador 22,9 kV del PI 2021-2025.

- 2026 - Nueva SET Grau de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, línea de 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de interconexión, medición y alimentadores en 10 y 22,9 kV. **Demanda.**

SET AT/MT "Sechura"

Retiro de la ampliación de capacidad de transformación en SET Sechura, y la Implementación de celdas de 22,9 kV en SET Sechura: 01 transformación, 01 medición y 01 alimentador del PI 2021-2025.

Asimismo, retirar la baja Transformador de 60/10 kV – 7 MVA de la SET Sechura del PI 2021-2025 e incluirlo en el PI 2025-2029.

2. 2026 - Ampliación en SET Sechura: reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/22,9/10 kV-15 MVA. ***Demanda.***
3. 2027 - Implementación de celdas de 22,9 kV en SET Sechura: 01 transformación, 01 medición y 01 alimentador. ***Demanda.***
4. 2028 - Banco de capacitores de 4x1,25 MVAr en SET Sechura 10 kV. ***Calidad.***

SET AT/MT "El Arenal".

Retiro Ampliación de capacidad de transformación en SET El Arenal del PI 2021-2025.

5. 2027 - Ampliación en SET El Arenal: reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/13,8 kV-30 MVA. ***Demanda.***

SET AT/MT "Zarumilla"

6. 2027 - Ampliación en SET Zarumilla: reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/22,9/10 kV-20 MVA. ***Demanda.***

SET AT/MT "Poechos"

Retiro de la instalación de dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV en SET Poechos del PI 2021-2025.

7. 2027 - Instalación de dos celdas de alimentador de 22,9 kV en SET Poechos. ***Confiabledad.***

SET AT/MT/MT "Los Ejidos"

8. 2028 - Ampliación en SET Los Ejidos: instalación de un segundo transformador de 30/30/30 MVA. ***Demanda.***

SET AT/MT/MT "Paíta"

9. 2028 - Ampliación en SET Paíta: instalación de un segundo transformador de 30/30/30 MVA. ***Demanda.***

SET AT/MT/MT "Castilla"

10. 2028 - Ampliación en SET Castilla: instalación de un segundo transformador de 30/30/30 MVA. ***Demanda.***

SET AT/MT/MT "Morropón" y Línea 60 kV

Retiro de la Celda de línea 60 kV en derivación a SET Morropón del PI 2017-2021.

11. 2028 - Instalación de dos (02) celdas de línea 60 kV en SET Morropón y tramo de línea de 60 kV "Derivación – SET Morropón", 4,3 km de AAAC 240 mm². ***Confiabledad.***

LT 60 kV "Catilla - Los Ejidos"

12. 2028 - Ampliación de capacidad de transporte de línea 60 kV "Castilla – Los Ejidos": reemplazo de conductores existentes AAAC 120 mm² por AAAC 240 mm². **Confiabilidad.**

SET AT/MT/MT "Catacaos"

13. 2029 - Implementación de transformador de 60/22,9/10 kV - 15 MVA en área aledaña de subestación Catacaos y celdas conexión, medición y alimentadores de 10 y 22,9 kV. **Demanda/Confiabilidad/Calidad.**

Transformadores de Reserva

14. 2028 - 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA ubicado en la SET Paita Industrial. **Confiabilidad.**
15. 2028 - 03 transformadores de 60/22,9/10 kV – 15 MVA ubicados en las SET Poechos, Catacaos y Tumbes. **Confiabilidad.**

Celdas de alimentadores de 10 y 22,9 kV

16. 2029 - 03 celdas de alimentador de 10 kV para las SET Máncora, Chulucanas y Charán. **Demanda.**
17. 2029 - 03 celdas de alimentador de 22,9 kV para las SET Paita, Paita Industrial y Ejidos. **Demanda.**

SET Chulucanas

Retiro de la ampliación de capacidad de transformación en SET Chulucanas (rotación) y celdas de transformación en 60 y 22,9 kV del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029.

SET Morropón

Celda de línea 60 kV en derivación a SET Morropón del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029.

LT Zorritos - Mancora

18. Menciona solicitud de ITC al COES, Nueva SET Máncora.

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2013-2017

- Nueva línea 60 kV "Zorritos – Tumbes (24 km)", segunda terna, AAAC 240 mm²; asimismo, celdas de 60 kV respectivas.
- Instalación de segundo transformador en SET Zarumilla (rotación).
- Banco de capacitores de 2,5 MVAR en 22,9 kV en SET Loma Larga.
- Celda de acoplamiento en SET Sullana.

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2017-2021

- Capacitor de 3x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión en SET Castilla.
- Capacitor de 3x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en SET Los Ejidos.
- Capacitor de 1x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en SET Sullana.
- Capacitor de 4x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión en SET Tumbes.
- Capacitor de 4x1,2 MVAR – 22,9 kV y de 1x1,2 MVAR – 10kV y celda de conexión en SET Chulucanas.

PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ

ELECTROPERÚ, como parte de su PROPUESTA INICIAL, no propone inversiones:

**Cuadro 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 1
PLAN DE INVERSIONES SCT (USD)**

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Cantidad de Elementos
ENOSA	19 667 438	
AT	16 108 834	
Celda	2 361 599	8
Línea	2 008 594	16,2 km
Transformador	11 738 641	12
MT	3 558 604	
Celda	3 481 303	30
Banco de Capacitores	77 301	1
Total Área de Demanda 1	19 667 438	

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través de los Oficios N° 1502-2023-GRT y N° 1505-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinermin remitió a ENOSA y ELECTROPERÚ respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentado por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinermin 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 presentarse tanto en medio impreso como electrónico y 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 ENOSA son las siguientes:

- En el resumen ejecutivo y en el informe del ESTUDIO, no se identifica la relación de proyectos propuestos para el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad, asimismo, no presenta la relación de Bajas producto del planeamiento propuesto. Al respecto, ENOSA debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos en el ESTUDIO, debidamente sustentados.
- Se ha identificado la inviabilidad de validar los datos históricos y proyectados de las variables explicativas, así como de las proyecciones de las ventas de energía, toda vez que el año 2022 corresponde al año representativo y, por tanto, dicho año debe ser considerado como un dato de entrada en las estimaciones y porque las cifras mostradas en los formatos F-100 no habrían sido obtenidos de los archivos de donde se generaron (workfiles). Por tanto, se requiere que ENOSA revise los formatos F-100, así como la fuente de información, cálculos y metodologías aplicadas, y actualice toda la información de sustento (fuentes, hojas de cálculo, archivo F-100, workfiles y entre otros); y en base a ello realice los cambios necesarios en la proyección de demanda, en mérito a las observaciones alcanzadas por Osinerghmin.
- ENOSA no ha presentado la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos, a fin de verificar la depuración de los datos atípicos.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se observa que no se presenta todas las solicitudes de factibilidad de suministro que las sustentan. Al respecto, ENOSA debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA.
- El análisis del diagnóstico de las redes existentes debe comprender todas las instalaciones aprobadas en los planes de inversiones, las instalaciones que no se ejecuten hasta abril del periodo aprobado, tal como señala el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones. Por lo tanto, ENOSA debe verificar y/o completar el análisis del diagnóstico considerado lo mencionado en el presente numeral.
- Se observa que la valorización del Plan de Inversiones presentado en el ESTUDIO no corresponde a los valores que se encuentran en el formato F-305. Al respecto, ENOSA debe corregir los valores de inversión solicitados.
- ENOSA no ha considerado los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 1 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT, consignado junto a la Resolución N° 081-2021-OS/CD que aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, a que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027. Por tanto, ENOSA debe considerar los sistemas eléctricos que comprenden el Área de Demanda 1.
- De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, ENOSA debe presentar

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

- La evaluación de la cantidad de transformadores de reserva que debería tener cada Área de Demanda, debe estar sustentado de acuerdo con el procedimiento publicado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.
- ENOSA, en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME), aprobado mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

En relación a ELECTROPERU, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL, son las siguientes:

- ELECTROPERÚ no ha presentado el sustento documental de la proyección de demanda de su ESTUDIO. De los formatos F-100 revisados, se verifica que debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfile y demás archivos del ESTUDIO) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda, de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.
- ELECTROPERÚ no ha presentado los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.
- ELECTROPERÚ no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por tanto, debe adjuntar los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- ELECTROPERÚ no ha presentado los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-000 y F-200. En ese sentido, se requiere que presente los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.
- El numeral 5.4 de la NORMA TARIFAS señala que cada una de las secciones que conforman el ESTUDIO deberá estar acompañada de una memoria que describa los criterios, la metodología, la información de entrada y los resultados encontrados. En ese sentido, ELECTROPERÚ debe presentar su ESTUDIO tal como lo señala la NORMA TARIFAS.
- El numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS menciona que el contenido del ESTUDIO debe encontrarse numeradas, al respecto, ELECTROPERÚ debe presentar tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, con cartas N° ENOSA-R-0784-2023 y N° 00587-2023-C, las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin 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. El análisis de dichas respuestas se realizó en el ANEXO A del Informe N° 082-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido publicada en el portal web de Osinerghmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita expresar sus comentarios respecto de los temas observados. – [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ENOSA consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en la PROPUESTA INICIAL, resultandos mayores en el sistema eléctrico “Talara” en un promedio de 25%, en el periodo 2022-2034.

En el Cuadro 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 ENOSA.

Cuadro 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 1 - ENOSA
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2022	28,22	50,03	99,39	108,85	25,95	56,22
2023	29,87	51,93	106,70	117,72	22,98	60,15
2024	30,79	53,53	111,53	121,31	23,42	64,09
2025	31,29	54,52	115,25	123,97	23,91	66,84
2026	31,68	55,29	118,10	126,07	24,42	69,35
2027	32,08	56,08	121,02	127,91	24,93	70,73
2028	32,49	56,89	124,02	129,80	25,46	72,15
2029	32,90	57,71	127,08	131,74	25,99	73,60
2030	33,40	58,70	130,73	134,05	26,64	75,33
2031	33,92	59,72	134,51	136,43	27,30	77,12
2032	34,45	60,77	138,41	138,90	27,99	78,96
2033	35,00	61,86	142,43	141,44	28,70	80,87
2034	35,56	62,98	146,59	144,07	29,43	82,84
TC	1,9%	1,9%	3,3%	2,4%	1,1%	3,3%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ENOSA.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro 5.1, se desprende que ENOSA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes” de 30,9% (73,60 MW) en el 2029 respecto del 2022 (56,22 MW).

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para el sistema eléctrico “Bajo Piura” ha disminuido de 3,3% a 1,9% en el periodo 2022-2034.

Por otra parte, en el Cuadro 5.2 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTROPERÚ.

Cuadro 5.2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 1 - ELECTROPERÚ
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2022	26,91	49,24	97,40	107,03	18,22	55,41
2023	30,60	50,51	100,86	112,05	18,53	60,39

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2024	34,29	51,89	105,29	117,16	18,89	65,58
2025	36,30	53,06	109,61	122,37	19,21	69,27
2026	36,93	53,97	113,49	126,23	19,54	71,24
2027	37,57	54,89	117,44	130,14	19,88	73,25
2028	38,22	55,84	121,47	134,10	20,23	75,29
2029	38,56	56,53	124,02	135,75	20,59	76,52
2030	38,81	57,04	125,89	136,96	20,85	77,42
2031	39,06	57,56	127,81	138,20	21,12	78,34
2032	39,32	58,09	129,76	139,47	21,40	79,29
2033	39,59	58,64	131,76	140,76	21,68	80,25
2034	39,86	59,19	133,79	142,08	21,97	81,23
TC	3,3%	1,5%	2,7%	2,4%	1,6%	3,2%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ELECTROPERÚ.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA FINAL de ENOSA

ENOSA, como parte de su PROPUESTA FINAL, propone retiros de proyectos aprobados en el PI 2013-2017, PI 2017-2021 y PI 2021-2025, con ellos propone de las siguientes inversiones en el PI 2025-2029:

SET AT/MT/MT "Grau"

Retiro de la Nueva SET Grau, línea de línea 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de interconexión y celdas en 10 y 22,9 kV del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029.

Retiro de la Celda de Alimentador 22,9 kV del PI 2021-2025, e incluirlo en el PI 2025-2029.

- 2026 - Nueva SET Grau de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, línea de 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de interconexión, medición y alimentadores en 10 y 22,9 kV. **Demanda.**

SET AT/MT "Sechura"

Retiro de la ampliación de capacidad de transformación en SET Sechura, y la Implementación de celdas de 22,9 kV en SET Sechura: 01 transformación, 01 medición y 01 alimentador del PI 2021-2025.

Asimismo, retirar la baja Transformador de 60/10 kV – 7 MVA de la SET Sechura del PI 2021-2025.

2. 2026 - Ampliación en SET Sechura: reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/22,9/10 kV-15 MVA. **Demanda.**
3. 2026 - Implementación de celdas de 22,9 kV en SET Sechura: 01 transformación, 01 medición y 01 alimentador. **Demanda.**

SET AT/MT "El Arenal".

Retiro Ampliación de capacidad de transformación en SET El Arenal, mediante reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/13,8 kV – 30 MVA del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029 (2029). **Demanda.**

SET AT/MT "Zarumilla"

4. 2027 - Ampliación en SET Zarumilla: reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/22,9/10 kV-20 MVA. **Demanda.**

SET AT/MT "Poechos"

Retiro de la instalación de dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV en SET Poechos del PI 2021-2025, e incluirlo en el PI 2025-2029.

5. 2027 - Instalación de dos celdas de alimentador de 22,9 kV en SET Poechos. **Confiability.**

SET AT/MT/MT "Zorritos REP"

6. 2027 – Instalación de la celda de línea 60 kV en SET Zorritos REP. **Confiability.**

SET AT/MT/MT "Tumbes"

7. 2027 – Instalación de la celda de línea 60 kV en SET Tumbes. **Confiability.**

SET AT/MT/MT "Los Ejidos"

8. 2028 - Ampliación en SET Los Ejidos: instalación de un segundo transformador de 30/30/30 MVA. **Demanda.**
9. 2029 – 01 celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Los Ejidos. **Demanda.**

SET AT/MT/MT "Paita"

10. 2029 – 01 celda de alimentador de 22.9 kV en la SET Paita. **Demanda.**

SET AT/MT/MT "Morropón" y Línea 60 kV

Retiro de la Celda de línea 60 kV en derivación a SET Morropón del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029.

11. 2028 - Instalación de dos (02) celdas de línea 60 kV en SET Morropón y tramo de línea de 60 kV "Derivación – SET Morropón", 4,3 km de AAAC 240 mm². **Confiability.**

LT 60 kV "Catilla - Los Ejidos"

12. 2028 - Ampliación de capacidad de transporte de línea 60 kV "Castilla – Los Ejidos": reemplazo de conductores existentes AAAC 120 mm² por AAAC 240 mm² (3.9km). **Confiabilidad.**

SET AT/MT/MT "Catacaos"

13. 2028 - Implementación de transformador de 60/22,9/10 kV - 15 MVA en área aledaña de subestación Catacaos y celdas conexión, medición y alimentadores de 10 y 22,9 kV. **Demanda/Confiabilidad/Calidad.**

SET Paita Industrial

14. 2028 - 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en reemplazo de transformador de 30/7/25 MVA de reserva. **Demanda.**
15. 2029 - 02 celda de alimentador de 22,9 kV en SET Paita Industrial. **Demanda.**

SET Charán

16. 2029 – 01 Celda de alimentador, 01 celda de medición y 01 celda de acoplamiento de 10 kV en la SET Charán. **Demanda.**

SET Máncora

17. 2029 – 01 Celda de alimentador de 10 kV en la SET Máncora. **Demanda.**

SET Chulucanas

18. 2026 - Retiro de la ampliación de capacidad de transformación en SET Chulucanas (rotación) y celdas de transformación en 60 y 22,9 kV del PI 2017-2021, e incluirlo en el PI 2025-2029.
19. 2029 – 01 celda de alimentador de 22,9 kV en SET Chulucanas. **Demanda.**

LT 60 kV Zorritos Tumbes (24 km)

20. Retiro nueva línea 60 kV "Zorritos – Tumbes (24 km)", segunda terna, AAAC 240 mm²; asimismo, celdas de 60 kV respectivas del PI 2013-2017, e incluirlo en el PI 2025-2029.

Proyecto para MINEM

21. 2029 - Subestación Nueva Máncora 220/60 kV de 30 MVA y línea de interconexión.

Transformadores de Reserva

22. 01 de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Piura Centro.
23. 01 de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Paita Industrial.

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2013-2017

- Instalación de segundo transformador en SET Zarumilla (rotación).
- Banco de capacitores de 2,5 MVAR en 22,9 kV en SET Loma Larga.
- Celda de acoplamiento en SET Sullana.

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2017-2021

- Capacitor de 3x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión en SET Castilla.
- Capacitor de 3x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en SET Los Ejidos.
- Capacitor de 1x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en SET Sullana.
- Capacitor de 4x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión en SET Tumbes.
- Capacitor de 4x1,2 MVAR – 22,9 kV y de 1x1,2 MVAR – 10kV y celda de conexión en SET Chulucanas.

PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ

ELECTROPERÚ, como parte de su PROPUESTA INICIAL, no propone inversiones:

Cuadro 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 1
PLAN DE INVERSIONES SCT (USD)

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Cantidad de Elementos
ENOSA	22 574 898	
AT	18 846 176	
Celda	3 136 648	11
Línea	5 544 342	40,2 km
Transformador	10 165 186	9
MT	3 728 722	
Celda	3 728 722	33
Banco de Capacitores		
Total Área de Demanda 1	22 574 898	

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ como PROPUESTA INICIAL y la PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 1 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 las observaciones de Osinerghmin no han sido subsanadas adecuadamente o que 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 procede a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante "SER") dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinerghmin y los resultados obtenidos se denominarán en adelante "Osinerghmin".

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 1, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, sin embargo, en el ESTUDIO de ENOSA se ha verificado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Es del caso resaltar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. En el Anexo B del presente informe se desarrolla la metodología.

A continuación, se resume el desarrollo de la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 1, 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 que han presentado ELECTROPERÚ y ENOSA como parte de su PROPUESTA FINAL, han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a la información de los años anteriores, se ha tomado en cuenta los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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 de este informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Clientes Libres

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

En caso, los Clientes Libres existentes no presenten ni sustenten incremento de carga a partir del año 2023, se considerará el valor del consumo histórico del año 2022 – según la información de la Base de Datos del SICLI – como constante hasta el último año de proyección.

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 aprobada por Osinermin, conforme a los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Dicho ello, en el Área de Demanda 1, ENOSA en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 49 cargas nuevas, de las cuales 17 corresponden a cargas consideradas en el proceso de Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025. Al respecto, 23 no fueron aprobadas por Osinermin para la proyección de la demanda, porque no contaban con el sustento documentario, según lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ENOSA presentó documentación adicional de un total de 8 nuevas cargas, de las cuales 7 no fueron aprobadas por Osinermin para la proyección de demanda, por no contar con el sustento documentario.

Por tanto, en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 y conforme al sustento presentado por los TITULARES, se ha aprobado 27 cargas nuevas como Demanda Incorporada propuestas por ENOSA que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro 6.1 se muestra la relación de cargas nuevas consideradas en la proyección de la demanda del Área de Demanda 1.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MANCORA	MANCO060	60	Condominio Marina Coast	1,6	2,5	5,0	6,2	6,2	6,2
PAITA	PAITA023	22,9	Ampliación de potencia de 1000kW a 1500kW para el suministro N°16804200 - Daewon Susan SAC	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
EL ARENAL	EAREN013	13,8	Sistema de utilización en MT 13.8 - 22.9 kV, tarifa libre, trifásico de Greenway Agroindustrias S.A. Suministro N°16210081	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
PAITA	PAITA010	10	Ampliación de potencia de 500 kW a 1200 kW para el suministro N° 12548336 - Marfiro Perú S.A. (Planta 1)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
PAITA	PAITA010	10	Ampliación de potencia en MT 10-22.9kV, trifásico, para el suministro N° 12549960 de la empresa Peruvian Sea Food SA	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
SULLANA	SULLA023	22,9	Ampliación de potencia hasta 887.58kW en el suministro N° 11042439 - FLP Del Perú SAC	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
SULLANA	SULLA023	22,9	Ampliación de potencia asta 800kW para suministro N° 05883322 de propiedad de Pachamama Farns, Fundo Pradera	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
POECHOS	POECH023	22,9	Factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño para a ampliación de alimentador A1525 y sistema de utilización en MT 2.9kV, trifásico para la parcela N°038267 de la empresa Agropacking Export SA	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
PIURA CENTRO	PCENT023	22,9	Factibilidad eléctrica y punto de diseño en MT - Proyecto AUNA - Clínica Piura	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
CONSTANTE	CONST023	22,9	Factibilidad de suministro eléctrico y fijación de punto de diseño en MT - Petroperú	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
PAITA INDUSTRIAL	PAITI010	10	Pure LNG S.A.C.	0,8	1,2	2,4	3,0	3,0	3,0
PAITA INDUSTRIAL	PAITI010	10	Galileo Technologies Corporation Sucursal Perú	-	0,3	0,5	0,7	0,7	0,7

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PAITA INDUSTRIAL	PAITI010	10	DP World Perú S.R.L.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
EJIDOS	EJIDOS023	22,9	Polinplast S.A.C.	-	0,5	1,0	1,2	1,2	1,2
SECHURA	SECHU010	10	Servicios y Congelados Piura S.A.C.	0,4	0,7	1,3	1,6	1,6	1,6
CASTILLA	CASTI023	22,9	Concesionaria Linea de Transmisión La Niña S.A.C.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PIURA OESTE	SEPO010	10	Sipan Group S.A.C.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CASTILLA	CASTI023	22,9	Sociedad Agrícola Rapel S.A.C.	1,5	2,4	4,8	6,0	6,0	6,0
PIURA OESTE	SEPO010	10	Consortio PTAP Curumuy	1,0	2,1	2,6	2,6	2,6	2,6
PIURA OESTE	SEPO010	10	Textiles Teijhf S.A.C.	1,0	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5
CHULUCANAS	CHULU010	10	Sr. Pablo Guell Torres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SULLANA	SULLA023	22,9	Trupal S.A.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
CHULUCANAS	CHULU010	10	Municipalidad Distrital de Paimas	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PUERTO PIZARRO	PPIZA023	22,9	Marinasol S.A.	-	0,6	1,2	1,5	1,5	1,5
TUMBES	TUMBE010	10	Consortio Internacional de Estudios - Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento	-	-	-	0,9	1,8	2,3
TUMBES	TUMBE023	22,9	Langostinera La Isla S.A.	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6
CHULUCANAS	CHULU023	22,9	Universidad Católica Sedes Sapientiae Filial Chulucanas	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Fuente: Formato F-116 de Osinerghmin

La evaluación de cada solicitud de demanda nueva, aprobada o no, por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentran en el archivo MS Excel del Formato de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ENOSA".

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Clientes Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 1 a nivel de tensión. Ver Cuadro 6.2.

Cuadro 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 1 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	361,21	199,22	1 764,18	2 324,60
2023	361,21	199,22	1 830,25	2 390,68
2024	361,21	203,32	1 894,80	2 459,33
2025	361,21	205,78	1 960,73	2 527,73
2026	361,21	212,35	2 028,36	2 601,92
2027	361,21	215,63	2 086,83	2 663,67
2028	361,21	215,63	2 138,60	2 715,44
2029	361,21	215,63	2 189,82	2 766,66
2030	361,21	215,63	2 217,46	2 794,30
2031	361,21	215,63	2 245,69	2 822,53
2032	361,21	215,63	2 274,52	2 851,36
2033	361,21	215,63	2 303,96	2 880,80
2034	361,21	215,63	2 334,03	2 910,87

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 1,9%.

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

Luego, con fines de proyectar la demanda por subestaciones, se 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 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 Clientes Libres y Demanda Incorporada.

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 1.

Cuadro 6.3
Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 1 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CONSTANTE	22,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
SECHURA	10	5,2	5,5	5,7	6,0	6,5	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6	7,7
LA UNIÓN	10	5,7	5,9	6,2	6,4	6,7	6,9	7,2	7,5	7,7	7,8	8,0	8,2	8,3
LA NIÑA	220	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
CATACAOS	22,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CHULUCANAS	10	3,9	4,0	4,3	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
CHULUCANAS	22,9	13,7	14,1	14,7	15,2	15,7	16,2	16,8	17,3	17,6	18,0	18,3	18,6	18,9
LOMA LARGA	22,9	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7
MORROPON	22,9	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9
EJIDOS	22,9	26,4	26,5	26,5	27,0	27,5	27,8	27,8	27,9	27,9	28,0	28,0	28,1	28,1
CASTILLA	10	19,1	19,8	20,6	21,5	22,3	23,2	24,1	25,1	25,6	26,2	26,7	27,3	27,9
CASTILLA	22,9	0,4	0,9	1,4	1,8	3,0	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8
PIURA CENTRO	10	47,8	49,4	51,1	53,0	54,9	56,8	58,8	60,8	62,0	63,1	64,3	65,6	66,8
PIURA CENTRO	22,9	8,2	8,5	9,6	10,3	10,6	10,9	11,2	11,5	11,7	11,8	12,0	12,2	12,4
PIURA OESTE	10	14,5	15,6	16,4	17,8	18,7	19,2	19,6	20,1	20,3	20,6	20,9	21,1	21,4
PIURA OESTE	60	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
PIURA OESTE	220	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
EL ARENAL	13,2	7,5	7,9	8,2	8,6	8,8	9,0	9,3	9,5	9,6	9,8	9,9	10,1	10,2
PAITA	10	30,6	31,9	32,5	32,7	32,9	33,2	33,4	33,6	33,7	33,8	34,0	34,1	34,2
PAITA	22,9	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7
PAITA INDUSTRIAL	10	3,2	3,7	4,3	5,0	6,2	6,9	7,1	7,3	7,3	7,4	7,5	7,6	7,7

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
POECHOS	22,9	9,1	10,0	10,4	10,7	11,1	11,5	11,9	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,5
SULLANA	10	29,8	30,7	31,7	32,7	33,7	34,8	35,9	37,1	37,7	38,4	39,0	39,7	40,4
SULLANA	22,9	13,1	14,7	15,0	15,2	15,3	15,4	15,6	15,7	15,8	15,9	16,0	16,1	16,2
TIERRA COLORADA	10	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3	8,5	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,4
LA HUACA	60	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
MALACAS	13,2	13,8	14,2	14,7	15,1	15,6	16,1	16,6	17,1	17,4	17,7	18,0	18,4	18,7
MALACAS	33	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
PARIÑAS	220	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
LOS CEREZOS	10	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
LA CRUZ	10	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
LOMA DE VIENTO	10	3,6	3,6	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8
MANCORA	10	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8
MANCORA	22,9	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
MANCORA	60	0,0	0,0	1,2	2,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
PUERTO PIZARRO	22,9	9,3	9,4	9,6	10,2	10,8	11,1	11,3	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0
TUMBES	10	16,2	16,7	17,2	17,8	18,3	19,4	20,4	21,3	21,6	22,0	22,4	22,7	23,1
TUMBES	22,9	5,7	5,7	5,9	5,9	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4
ZARUMILLA	10	4,8	4,9	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0
ZARUMILLA	22,9	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7
ZORRITOS	10	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ZORRITOS	22,9	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8
ZORRITOS	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I.CEREZOS	33	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
INYSA	33	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
TOTAL		426,6	439,7	453,5	467,0	482,6	495,5	506,0	516,4	522,2	528,0	534,0	540,1	546,4

Fuente: Formato F-121 de Osinerghmin.

En el Cuadro 6.4 y en los Gráficos 6.1 y 6.2 se presentan la comparación de las proyecciones según Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENOSA.

Cuadro 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

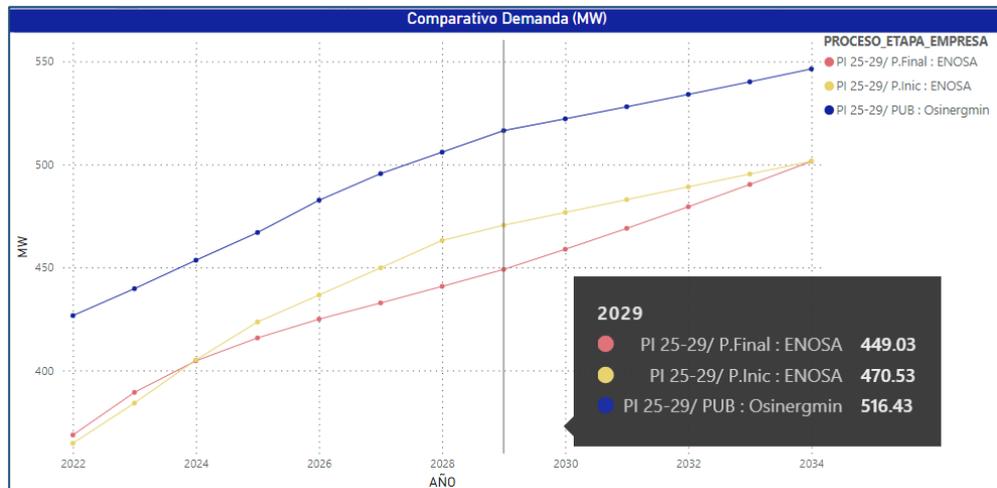
Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	426,6	368,7	364,6
2023	439,7	389,3	384,2
2024	453,5	404,7	405,1
2025	467,0	415,8	423,5
2026	482,6	424,9	436,6
2027	495,5	432,8	449,8
2028	506,0	440,8	463,1
2029	516,4	449,0	470,5
2030	522,2	458,9	476,7
2031	528,0	469,0	482,9
2032	534,0	479,5	489,1
2033	540,1	490,3	495,4

Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2034	546,4	501,5	501,6
TC	2,1%	2,6%	2,7%

Fuente: Formato F-121

Nota: Incluye el Total en MT, AT y MAT.

Gráfico 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)
Demanda total



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENOSA.

Nota: Incluye el Total en MT, AT y MAT.

Gráfico 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)
Demanda MT



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENOSA.

Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda solo a nivel de Media Tensión (MT).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 1, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por ENOSA:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 1; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. ENOSA al no considerar estas instalaciones, estaría incumpliendo el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No incluye un análisis completo de alternativas, según lo establece la NORMA TARIFAS, lo cual no permite verificar si la alternativa planteada representa la solución de mínimo costo en el Área de Demanda.
- No incluye los Elementos aprobados en Planes de Inversiones pasados, lo que distorsiona el dimensionamiento de los Elementos solicitados.
- 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. ENOSA al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- No reflejan la problemática real de las diversas áreas involucradas en sus solicitudes de Elementos tales como problemas de tensión y sobrecargas.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser remunerados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tomado 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, 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 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 previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Mediante la redistribución de la máxima demanda de la SET, se determinan la ubicación, el tamaño y la oportunidad de ingreso de los transformadores.

- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 30 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de inversiones vigente.
- La configuración de barras de las nuevas SET, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- 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 2034 y para los años 15, 20 y 30.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para 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 ENOSA, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 1, a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET existentes que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin, se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las SET y sus demandas proyectadas correspondientes, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las SET en el horizonte de estudio.

• Sobrecarga en Transformadores

Se verifica con el formato F-202 que no se presenta sobrecargas en los transformadores de dos devanados al año 2034.

Los transformadores de tres devanados que presentan sobrecarga al 2034 se muestran en el Cuadro N°6-5:

Cuadro N° 6-5
Sobrecarga en transformadores de tres devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
TP de la SET Ejidos	EJI060	EJI023	EJI013	30	30	30	1,25	1,25	0,00

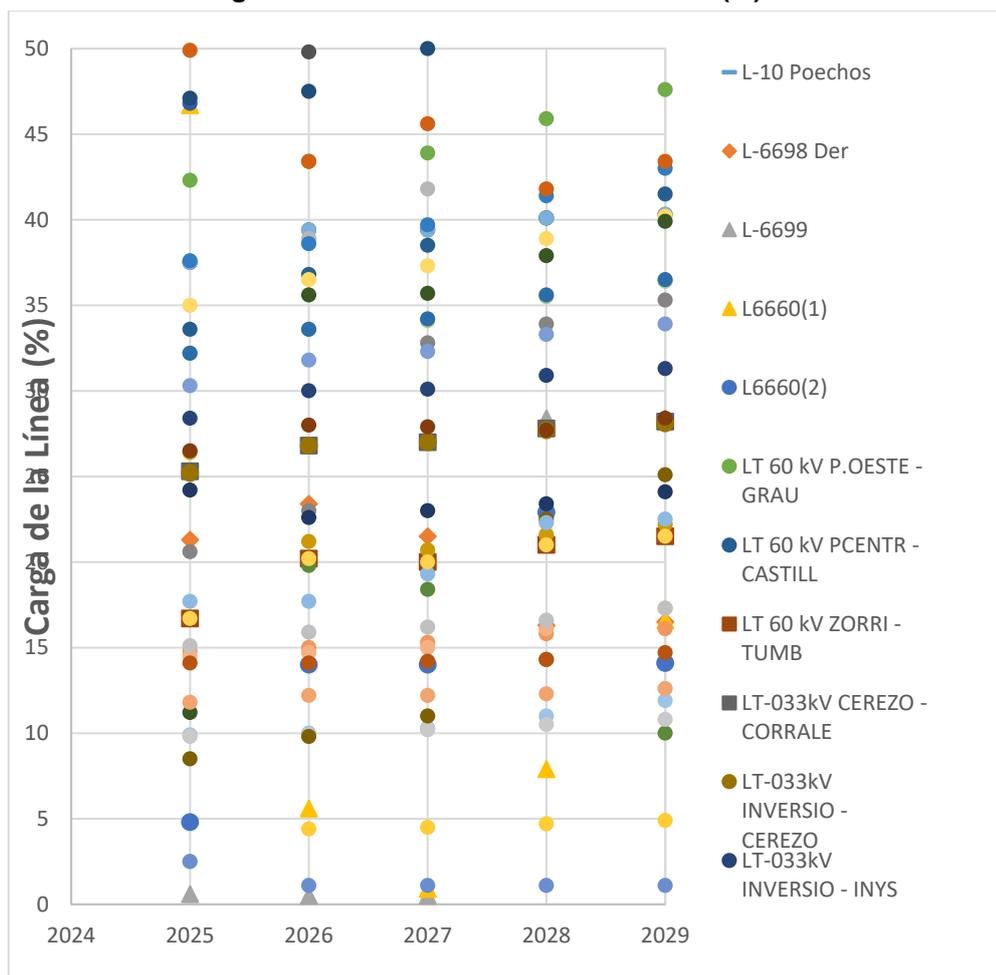
Fuente: Formato F-202 de Osinergmin

Respecto a las cargas de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 1, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia 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 las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de agosto de 2023.

La demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

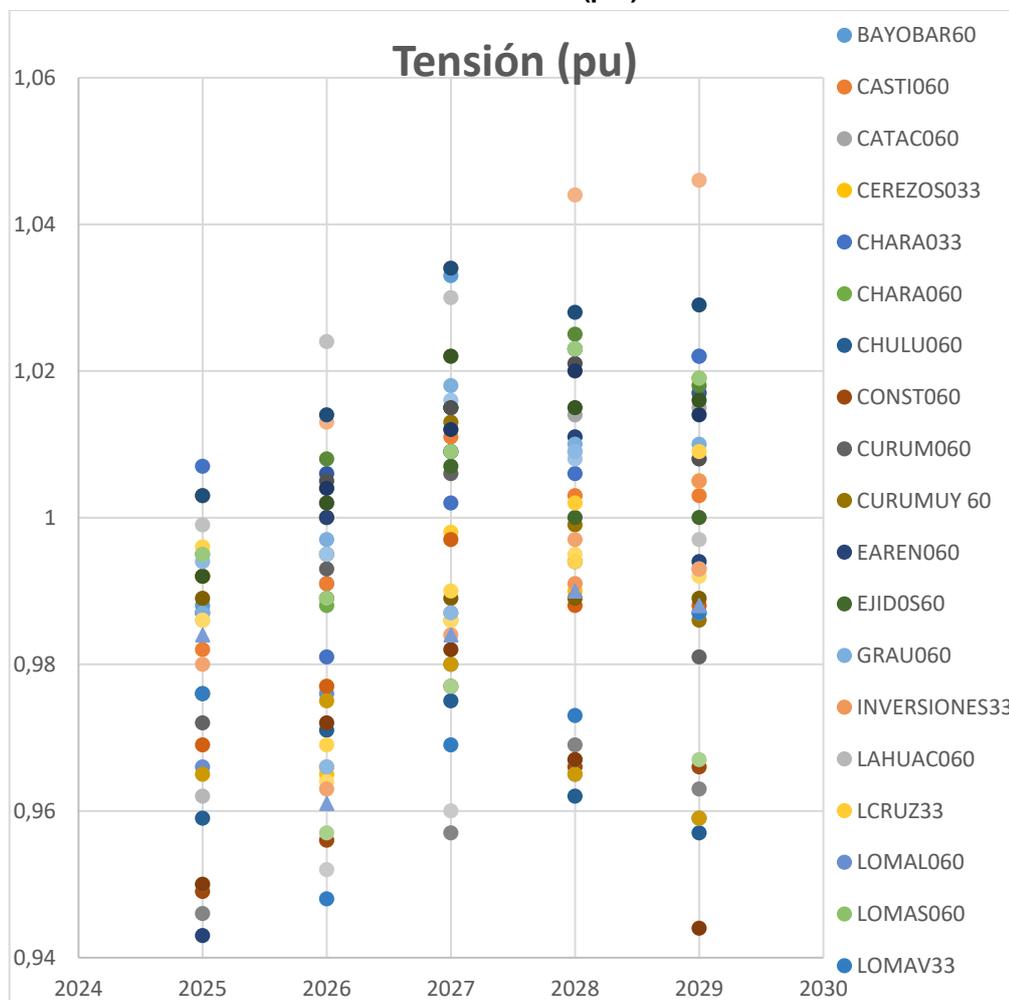
Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión, estas no presentan mayores inconvenientes en el período 2025-2029, las líneas de transmisión presentan cargabilidad menores al 100%, conforme se muestra en el Gráfico N° 6-2.

Gráfico N° 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Respecto al diagnóstico de perfiles de tensión, podemos indicar que en el Área de Demanda 1 no se presentaría problemas de regulación de tensión, por debajo de la mínima tensión permitida que establece la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en los años de proyección 2025-2029, conforme se observa en el siguiente gráfico:

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



Como resultado general del diagnóstico, conforme se indicó en los párrafos anteriores, el sistema eléctrico del Área de Demanda 1 en el período (2025-2029) no presentarían problemas de regulación de tensión.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 1, se han identificado los sistemas eléctricos en los cuales se requieren implementar proyectos.

6.2.3.1 SE Zorritos, Tumbes, Máncora

- **SET Tumbes**

En relación del retiro del BC de 4x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del

presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 y que no sean catalogados como "Obras en curso" por la División de Supervisión de Electricidad (DSE). En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Por otro lado, en el PI 2017-2021 se aprobó un transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA; en la visita de campo se observó que ya se encuentra en operación. En ese sentido, el transformador 60/33/10 kV de 30/12/30 MVA y la celda de transformador de 60 kV de propiedad de ADINELSA han quedado en desuso, cumpliendo su vida útil el año 2026 y al no preverse su utilización en el futuro planeamiento, se procede a dar de Baja.

- **SET Máncora**

En relación a la solicitud de la nueva SET Máncora que ENOSA pretende se le asigne al MINEM, se debe señalar que, ENOSA menciona que es para garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico de la carga atendida desde la SET Máncora. Al respecto, ELECTROPERÚ, en el levantamiento de las observaciones, señala que viene realizando una serie de actividades de reparaciones y adecuaciones en las estructuras existentes de la LT Zorritos – Máncora. Adicionalmente menciona que ha realizado coordinaciones con el personal de ENOSA para recibir sus comentarios sobre las deficiencias y observaciones sobre el estado de la línea, tomándose en cuenta en el programa de mantenimiento integral elaborado por ELECTROPERÚ.

Asimismo, ELECTROPERÚ recomienda que, a partir de abril de 2029, se analice nuevas alternativas de abastecimiento de energía a la subestación. Al respecto, no habiendo sobrecarga en la línea, el cambio por antigüedad será evaluado en el siguiente proceso del Plan de Inversiones.

En ese sentido, siendo que el titular de la línea indica que en coordinación con ENOSA realiza un mantenimiento integral a la línea, no se acepta la solicitud de incluir la nueva SET Máncora en el PI 2025-2029.

En relación a celda de alimentador de 10 kV, de acuerdo al formato F-204, la subestación tiene una celda de alimentador de 10 kV suficiente para atender la demanda en ese nivel de tensión. En ese sentido, no se requiere celda de alimentador de 10 kV en el PI 2025-2029.

- **SET Charán**

En relación a la celda de alimentador, medición y acoplamiento de 10 kV, en su propuesta ENOSA señala que para la instalación de los Elementos solicitados se requiere también de un transformador de aterramiento en la SET Charán, esto se debe a que en la SET Charán se tiene previsto la activación de los grupos de generación, por lo que no sería técnicamente factible la instalación de estos Elementos sin el transformador de aterramiento que no se encuentra estandarizado en la Base de Datos de Módulos Estándares, debido a que cuando los grupos arranquen, podría producir fluctuaciones de tensión que afectarían a los usuarios. En ese sentido, no se acepta la solicitud de incluir la celda de alimentador en la SET Charán.

Se considera que eléctricamente es más conveniente, colocar una (01) celda de alimentador en 10kV en la SET Nueva Zorritos de REP para suministrar las cargas de las SET La Cruz y Cerezos, ubicada a 650 m aproximadamente de

la SET Charán, que no tendría problemas para la instalación de este Elemento. Por su parte, REP con carta CS-057-24011348 del 14.03.2024, que ENOSA presenta de sustento para que la carga se conecte en 22,9 kV señala que en la barra en 10 kV no contarían con espacio disponible para celdas adicionales.

Asimismo, REP recomienda conectarse a la barra de 22,9 kV de la SET Zorritos, en la cual se cuenta con dos (2) celdas de reserva, por lo que, recogiendo la recomendación de REP, corresponde a ENOSA hacer las gestiones ante REP y el COES para disponer de uno de los alimentadores de reserva existente en la barra de 22,9 kV de Zorritos.

En ese sentido, no se considera proyecto alguno en la SET Charán ni en la SET Zorritos, toda vez que las celdas de alimentador de 22,9 a utilizar se encuentran en reserva.

- **SET Zarumilla**

En relación al nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 20 MVA se debe señalar que, en el PI 2013-2017 se aprobó una rotación del transformador de la SET Puerto Pizarro que ENOSA pretende sea retirado, al respecto, la normativa vigente señala claramente que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio a lo señalado, la solicitud del nuevo transformador no tiene sustento, dado que la rotación del transformador de la SET Puerto Pizarro evita sobrecarga alguna en la SET Zarumilla. Asimismo, ENOSA no indica cual es la dificultad de realizar tal rotación, encontrándose el transformador en la subestación. En ese sentido, no se acepta la inclusión del nuevo transformador en esta subestación para el PI 2025-2029.

- **LT Zorritos - Tumbes**

En relación a la LT Zorritos – Tumbes, se debe señalar que, en el PI 2013-2017 se aprobó dicha línea y que ENOSA pretende sea retirado de dicho plan e incluirlo en el PI 2025-2029, al respecto, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

6.2.3.2 SE Paita, Sullana

- **SET Sullana**

En relación al retiro de la celda de acoplamiento del PI 2013-2017 y del retiro del BC de 1x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión del PI 2017-2021 en la SET Sullana, se debe mencionar que, la normativa vigente señala claramente que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Paita**

En relación a la celda de alimentador de 22,9 kV, se debe señalar que, la finalidad de la SET Paita Industrial es para atender la carga en este nivel de tensión por no existir espacios en la SET Paita. Por otro lado, de la visita de campo se pudo observar que en la SET Paita se tiene una celda de alimentador en este nivel de tensión y según el Formato F-204 no se requeriría una nueva celda. En ese sentido, no se acepta la solicitud de incluir la celda de alimentador en 22,9 kV en esta subestación.

- **SET Poechos**

En relación a las dos celdas de alimentador de 22,9 kV se debe señalar que, la solicitud de este proyecto tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinergmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Paita Industrial**

En relación al nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 30 MVA, se debe señalar que, el transformador instalado en la SET Paita Industrial es el transformador aprobado como reserva para la SET Piura Centro. Además, en el PI 2017-2021 se dispuso que el transformador aprobado para la SET Paita se instale en la SET Paita Industrial; sin embargo, sin hacer caso omiso, ENOSA instala el transformador en la SET Paita. Por ello, se dispone en el PI 2025-2029 el traslado del transformador y que la ubicación final del transformador sea la SET Paita.

Por otro lado, se acepta la solicitud de incluir un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA para la SET Paita Industrial, y disponer el traslado del transformador existente a la SET Grau como reserva de modo que se cumpla la finalidad para lo que fue aprobado (ver análisis realizado en el numeral 6.2.4 del presente informe).

En relación a las dos celdas de alimentador de 10 kV, se debe señalar que, en la subestación se encuentran instalados dos celdas de alimentador del PI 2017-2021, además, se encuentra aprobada una celda de alimentador en el PI 2021-2025; sin embargo, según el formato F-204 se requieren de cinco celdas de alimentador. En ese sentido, se acepta incluir en el PI 2025-2029 dos celdas de alimentador de 10 kV en la SET Paita Industrial.

- **SET El Arenal**

En relación a la ampliación de la SET El Arenal con un transformador de 60/13,8 kV de 30 MVA, se debe señalar que, esta solicitud tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinergmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

6.2.3.3 SE Piura

- **Nueva SET Grau**

En relación a la nueva SET Grau, se debe señalar que, esta subestación se encuentra aprobada en el PI 2017-2021 y que ENOSA pretende se retire y se incluya en el PI 2025-2029, al respecto, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

En relación al retiro de la celda de alimentador de 22,9 kV se debe señalar que, la solicitud de este proyecto tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinerghmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinerghmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Los Ejidos**

En relación a la ampliación de la SET Los Ejidos con un transformador de 30 MVA, se debe señalar que, la demanda de esta subestación supera la capacidad del transformador existente (30 MVA), puesto en operación comercial el año 2021, para mantener la continuidad de suministro, ENOSA viene utilizando un transformador de 12 MVA adicional de manera provisional. En ese sentido, se acepta la ampliación, para ello, el transformador que quedó disponible de la SET Castilla debe ser rotado a la SET Los Ejidos e incluir en el PI 2025-2029 las celdas de transformación de 60 y 22,9 kV.

En relación a la celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Los Ejidos, se debe señalar que, esta subestación tiene tres celdas de alimentador de 22,9 kV; sin embargo, según el formato F-204, se requiere de cuatro celdas de alimentador para atender la demanda. En ese sentido, se acepta incluir en el PI 2025-2029 una celda de alimentador 22,9 kV en la SET Los Ejidos.

En relación al retiro del BC de 3x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en la SET Los Ejidos del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **LT Castilla – Los Ejidos**

En relación a la ampliación de capacidad de transporte de la LT 60 kV Castilla – Los Ejidos, como sustento ENOSA señala que para desarrollar una confiabilidad N-1 con las demás líneas de transmisión aledañas, se requiere el reemplazo de los conductores existentes AAAC 120mm² por AAAC 240 mm². Al respecto, se verifica que las líneas aledañas a la SET Castilla tiene un conductor de 240 mm². En ese sentido, se acepta la solicitud de incluir en el PI 2025-2029 el cambio de conductor de la LT 60 kV Castilla – Los Ejidos.

Cabe señalar que, el numeral 15.6 de la NORMA TARIFAS establece que cuando un componente de algún Elemento (a excepción de los transformadores de potencia) es sustituido por otro que incrementa su capacidad, según lo aprobado en el Plan de Inversiones, se considera el costo de inversión incremental.

- **SET Castilla**

En relación al retiro del BC de 3x1,2 MVAR – 10 kV y celda de conexión en la SET Castilla del PI 2017-2021 se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Chulucanas**

En relación a la rotación del transformador 60/23/10 de 18/18/7 MVA de la SET Los Ejidos a la SET Chulucanas y las celdas de transformador asociadas, se debe señalar que, esta rotación se encuentra aprobada en el PI 2017-2021 y que ENOSA pretende se retire y se incluya en el presente Plan de Inversiones, al respecto tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

En relación a la celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Chulucanas, se debe señalar que, esta subestación tiene 4 alimentadores de 22,9 kV y que con los resultados de la evaluación de la demanda incorporada alcanzada por ENOSA en las opiniones y sugerencias el formato F-204 se confirma que son suficientes para suministrar toda demanda en este nivel de tensión. En ese sentido, no se acepta incluir en el PI 2025-2029 la celda de alimentador 22,9 kV en la SET Chulucanas.

En relación del retiro del BC de 4x1,2 MVAR – 22,9 kV y de 1x1,2 MVAR – 10 kV y celdas de conexión en la SET Chulucanas del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Loma Larga**

En relación al retiro del BC de 2,5 MVAR – 22,9 kV en la SET Loma Larga del PI 2013-2017 se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Morropón**

En relación al tramo de línea 60 kV Derivación – Morropón de 4,3 km AAAC 240 mm², y dos celdas de línea 60 kV en la SET Morropón, se debe señalar que, en el PI 2017-2021 se tiene aprobado una celda de línea en la SET

Morropón, que ENOSA pretende se retire; al respecto, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Por otro lado, para mejorar la confiabilidad de la SET Morropón se hace necesario la conversión de la conexión de T en “PI”, en ese sentido, se acepta incluir en el PI 2025-2029 la LT 60 kV Derivación – Morropón de 4,3 km AAAC 240 mm² y una celda de línea en la SET Morropón. Para la segunda celda de línea solicitada, se recomienda se haga uso de la aprobada en el PI 2017-2021 en la SET Morropón y durante el proceso de liquidaciones de los SST y SCT se incluya como cambio de características, completando así las instalaciones necesarias para la conexión en “PI” de esta subestación, debido a que, la celda de línea transformador existente se reutilizará como en una celda de transformador.

6.2.3.4 SE Bajo Piura

- **SET Sechura**

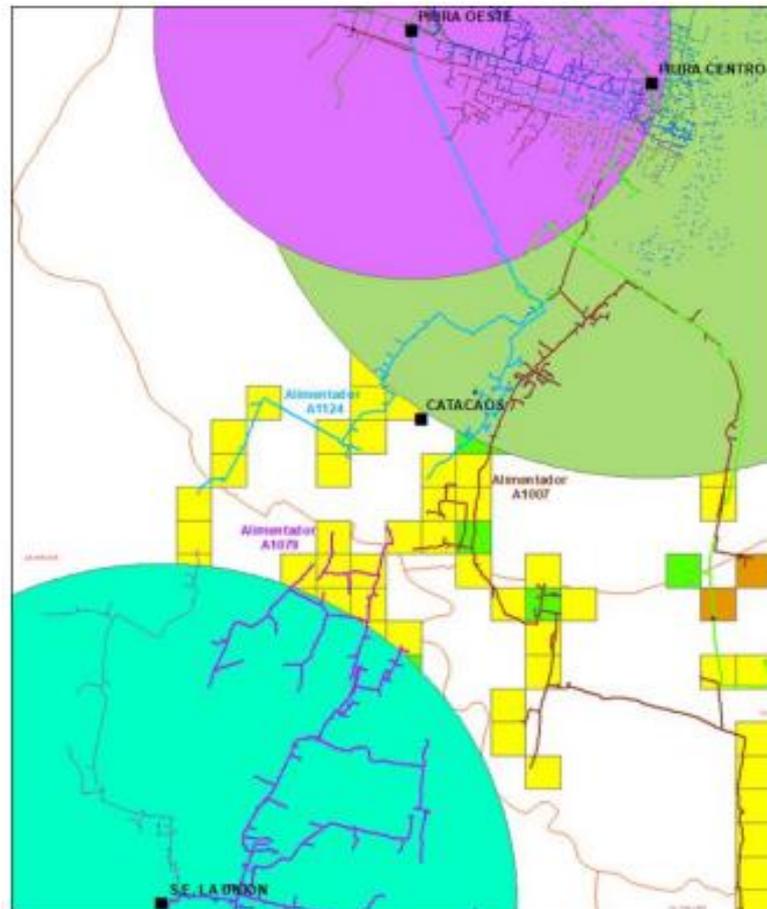
En relación a la ampliación de la SET Sechura, así como la implementación de las celdas de 22,9 kV, se debe señalar que, la solicitud tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinerghmin tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. Al respecto, Osinerghmin no se puede pronunciar sobre este pedido, toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **Nueva SET Catacaos**

En relación a la nueva SET Catacaos, se debe señalar que, se encuentra inconsistencias en el ESTUDIO, por ejemplo, ENOSA menciona que la SET será financiada por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), sin embargo, en otra parte de su ESTUDIO menciona que será propuesto para su ejecución a la DGER.

En la evaluación, ENOSA considera los radios de acción de las subestaciones existentes, pero no considera a la SET Grau aprobado en el PI 2017-2021, menciona además que el centro de carga se encuentra a 600 metros de la ubicación donde se construye la subestación, que se determinó utilizando los polígonos de Voronoi, de la siguiente Gráfico N° 6-3 (Figura 12 de su PROPUESTA FINAL), se puede observar que la ubicación de la SET Catacaos no estaría en el centro de carga y estaría ubicado en el límite del radio de acción de la SET Piura Centro.

Gráfico N° 6-3
Radio de Acción de subestaciones existentes



Fuente: PROPUESTA ENOSA

Presenta también, evaluación de los perfiles de tensión del alimentador A1007 de 10 kV de la SET Piura Centro, donde se evidencia la existencia de caída de tensión, también señala el uso de reguladores de tensión para mitigar dichas caídas, pero que solo solucionan por breve tiempo; sin embargo, no presentan la misma simulación considerando la SET Catacaos solucionando las caídas de tensión mencionadas.

En la evaluación realizada por Osinergmin, en la modificación del PI 2021-2025, se hizo notar a ENOSA que la SET Catacaos no solucionaba la caída de tensión en el nivel de 10 kV, por lo que se sugirió, a modo de solución, alimentar la demanda de Catacaos desde la SET Grau, para lo cual se requeriría que el alimentador pase de 10 kV a 22,9 kV. Corresponde a ENOSA demostrar la imposibilidad de aplicar tal propuesta y que por el contrario demostrar que desde la SET Catacaos si podría solucionar tal problemática.

En ese sentido, no se acepta la inclusión de la SET Catacaos en el PI 2025-2029, debido a que no tiene sustento técnico, adicionalmente no soluciona la caída de tensión del alimentador A1007 de la SET Piura Centro, así como también no se encuentra en el centro de carga.

6.2.4 Transformadores de Reserva

En relación a la solicitud de los transformadores de reserva, se debe señalar que, ENOSA evalúa los transformadores de reserva en subgrupos (04) para

determinar el número de transformadores que necesita el sistema, considerando ya de antemano (subgrupos) que requiere 4 transformadores de reserva, cuando el sistema debería determinar si la distancia que menciona ENOSA hace más económico de tener transformadores de reserva adicionales.

Por otro lado, ENOSA no sigue los criterios de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, obtiene la potencia no suministrada (PNS) con una hoja Excel y no del archivo de flujo de potencia ("PFD"). En ese sentido, se procede a calcular el número de transformadores de reserva que requiere el AD01.

En el Anexo C, se tiene el desarrollo y resultado de la metodología de los transformadores de reserva compartida, donde se obtuvo para el Área de Demanda 1, la necesidad de requerir de dos (02) transformadores de reserva, ubicados en la SET Grau y en la SET Tumbes. Sin embargo, se hace notar que ENOSA tiene un transformador de reserva (existente) que se encuentra en la SET Paita Industrial, el cual deberá ser trasladado a la SET Grau.

Por lo expuesto, se incluye en el PI 2025-2029 un transformador de reserva de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA para la SET Tumbes.

6.2.5 Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.5.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

6.2.5.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a reserva en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso.

En el caso del Área de Demanda 1, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029. Cabe mencionar, que la demanda de las SET La Cruz y SET Cerezos, serán atendidas desde la SET Nueva Zorritos.

Cuadro N° 6-6
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 1

Programación de Bajas AD01				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 1MVA	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 4 MVA	SET La Cruz
1	Adinelsa	2026	Transformador 60/33/10 kV de 30/12/30 MVA	SET Tumbes
1	Adinelsa	2026	Celda de Transformador 60 kV	SET Tumbes

En resumen, el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 1, que se requiere implementarse en el periodo 2025-2029 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-7
Propuesta Osinermin – ÁREA DE DEMANDA 1
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 1	3 064 338	8,25	60	10
ENOSA	3 064 338	8,25	60	10
AT	2 811 700	8,25	60	6
Celda	500 773			2
Línea	584 358	8,25		2
Transformador	1 726 570		60	2
MT	252 637			4
Celda	252 637			4

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

6.2.6 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que

no han sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo a lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la Gerencia de Supervisión de Electricidad de Osinergmin, 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 TARIFAS¹¹, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021- 2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 1, no se ha encontrado instalaciones sobre las cuales se ha propuesto su retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 y la existencia de alternativas de mínimo costo que las sustituirán.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por ENOSA y ELECTROPERÚ, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 1 es de 2,1%, menor que el presentado por ENOSA en su PROPUESTA FINAL (2,6%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 1, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 3 064 338 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a ENOSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 1, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 1, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) 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.

/hbc



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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ENOSA a la PREPUBLICACIÓN

1. Retiro de Elementos aprobados

ENOSA señala que, no insistirá en el retiro de los Elementos del PI 2013-2017 y PI 2017-2021, donde agregan que actualmente se tienen obras de transmisión en construcción que permiten aplazar las inversiones listando lo siguiente:

Correspondiente a los proyectos del PI 2013-2017:

- Instalación de segundo transformador en SET Zarumilla (rotación).
- Banco de capacitores de 2,5 MVAR en 22,9 kV en SET Loma Larga.
- Celda de acoplamiento en SET Sullana.

Correspondiente a los proyectos PI 2017-2021:

- Capacitor de 3x1,2 MAR - 10 kV y celda de conexión en SET Castilla.
- Capacitores de 3x1,2 MVAR - 22,9 kV y celda de conexión en SET Los Ejidos.
- Capacitor de 1x1,2 MVAR - 22,9 kV y celda de conexión en SET Sullana.
- Capacitor de 4x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión en SET Tumbes.
- - Capacitores de 4x1,2 MVAR - 22,9 kV y de 1x1,2 MVAR - 10 kV y celdas de conexión en SET Chulucanas.

Como sustento añade que, la tasa de crecimiento -promedio anual- de la demanda en media tensión obtenida por Osinerghmin es de 2,5% menor que la propuesta de ENOSA (2,8%). En el año horizonte, la demanda proyectada por Osinerghmin (450,2 MW) es 7,7 MW menos que lo estimado por ENOSA (442,5 MW).

En ese contexto, los análisis realizados en el Estudio "Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de ELECTRONORESTE S.A. Período 2025-2029" y que sustentan el retiro de los proyectos aprobados en el PI 2013-2017 y 2017-2021 son válidos para el nuevo escenario de demanda de la PREPUBLICACIÓN, que como se muestra en el cuadro anterior, es menor que lo propuesto por ENOSA.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tal como se indicó en el Informe Legal N° 096-2024-GRT, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como "Obras en curso" por la DSE, es decir, son improcedentes las solicitudes de modificación y/o de retiros de proyectos aprobados en Planes de Inversiones anteriores; los Elementos que hace referencia ENOSA asociados a las SET Sullana, Loma Larga y Zarumilla corresponden al PI 2013-2017; mientras que los elementos que hace referencia asociados a la SET Castilla, Ejidos, Sullana, Tumbes y Chulucanas corresponden al PI 2017-2021. El Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Conclusión

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

2. Inclusión de Elementos a PI 2025-2029.

ENOSA señala que, los Elementos del PI 2013-2017 correspondiente al proyecto "LT 60 kV "Zorritos - Tumbes (24 km)", segunda terna, AAAC 240 mm²; con sus respectivas celdas de línea en 60 kV y los Elementos del PI 2017-2021, correspondiente a los proyectos: Nueva SET Grau, línea de línea 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de

interconexión y celdas en 10 y 22,9 kV, Ampliación de capacidad de transformación en SET Chulucanas (rotación) y celdas de transformación en 60 y 22,9 kV y Celda de línea 60 kV en derivación a SET Morropón. Así como a los proyectos correspondiente al PI 2021-2025: Ampliación de capacidad de transformación en SET El Arenal, mediante reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/13,8 kV - 30 MVA, Ampliación de capacidad de transformación en SET Sechura, mediante reemplazo de transformador existente por uno nuevo de 60/22,9/10 kV - 15 MVA, Implementación de celdas de 22,9 kV en SET Sechura: 01 transformación, 01 medición y 01 alimentador, Instalación de dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV en SET Poechos y Una (01) celda de alimentador de 22,9 kV en futura SET Grau, se deben incluir en el PI 2025-2029.

Como sustento, menciona que, similar a la observación anterior, los análisis realizados en el Estudio "Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de ELECTRONORESTE S.A. Período 2025-2029" y que sustentan la reprogramación de los proyectos aprobados en el PI 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, son válidos para el nuevo escenario de demanda de la PREPUBLICACIÓN, que del resultado que se presenta, es menor que lo propuesto por ENOSA. Cabe señalar que, corresponde que Osinerghmin evalúe la solicitud y emita un pronunciamiento sobre el fondo (análisis técnico), sobre la base de lo señalado en el artículo VIII del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

Respecto a las solicitudes de reprogramación de Elementos del PI 2021-2025 judicializados, ENOSA señala que no existe un pronunciamiento sobre el fondo de su solicitud. Conforme a lo anterior, el hecho de que se incluya el Elemento para el período 2025-2029, no implica que se avoque al conocimiento del caso, pues en este caso lo que harían las partes, es conciliar las pretensiones haciendo viable los proyectos eléctricos que sean necesarios para la demanda eléctrica para el periodo 2025-2029 y no para el periodo 2021-2025, considerando el interés de los usuarios del servicio eléctrico toda vez que, los proyectos que se encuentran previstos en el Plan de Inversiones son cargados a las tarifas de los usuarios finales.

Por lo expuesto, ENOSA solicita retirar los elementos del Plan de Inversiones e incluir al PI 2025-2029 los Elementos señalados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tal como se indicó en el Informe Legal N° 096-2024-GRT, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como "Obras en curso" por la DSE, es decir, son improcedentes las solicitudes de modificación y/o de retiros de proyectos aprobados en Planes de Inversiones anteriores; los elementos que hace referencia ENOSA asociados al proyecto LT 60 kV Nueva Zorritos-Tumbes corresponden al PI 2013-2017; mientras que los elementos que hace referencia ENOSA asociados a la Nueva SET Grau, ampliación de la SET Chulucanas (rotación TP), celda LT 60 kV Derivación a Morropón corresponden al PI 2017-2021.

En relación a los elementos del PI 2021-2025 que solicita retirar e incluirlos en el PI 2025-2029 referidos a los transformadores de las SET Arenal y SET Sechura, así como las celdas de alimentador en 22,9 kV en las SET Sechura, Poechos y Grau, como se indicó en Informe Legal N° 096-2024-GRT, las solicitudes tienen relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinerghmin tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. Por lo indicado, Osinerghmin no se puede pronunciar toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional.

El Informe Legal 445-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Conclusión

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

3. Necesidad de la SET Catacaos

ENOSA señala que la futura subestación Grau no resuelve la problemática de tensión en la red de media tensión. Indicando que, Osinerghmin establece que la Propuesta de ENOSA no considera la futura SET Grau; sin embargo, dicha subestación no resuelve el problema de tensión en la red de media tensión, ubicado a más de 27 km de la subestación La Unión.

Además, agrega dos puntos al respecto:

- Para una densidad media de 1-2 MW/km², la red de 10 kV tiene un alcance de 5 km sin problemas de tensión y operando en condiciones de eficiencia; asimismo,
- Para dicha densidad, la red de 22,9 kV tiene un alcance de 9 km sin problemas de tensión y operando en condiciones de eficiencia.

ENOSA indica que, la ubicación propuesta para la subestación Catacaos se encuentra a 19 km de la subestación La Unión y a 8 km de la futura subestación Grau. A partir de dicha subestación intermedia y la implementación de redes en 10 y 22,9 kV se resolvería el problema de tensión y un desarrollo eficiente de la distribución.

Respecto a la ubicación propuesta, a 600 metros de la ubicación teórica (centro de carga), ambos se encuentran a las mismas distancias que las subestaciones La Unión y Grau, inclusive de la subestación Piura Centro; asimismo, en el Volumen IV del Estudio "Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de ELECTRONORESTE S.A. Período 2025-2029", ENOSA indica haber sustentado el análisis técnico y económico de las dos alternativas de ubicación, resultado con menores costos totales lo propuesto por ENOSA.

Por otro lado, agrega que, el 29 de diciembre de 2023, posterior a la presentación de la propuesta inicial del proceso en curso (01/06/2023) y levantamiento de observaciones de ENOSA (20/11/2023), el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), correspondiente al periodo 2024-2033. En dicho PNER no está incluido la subestación Catacaos.

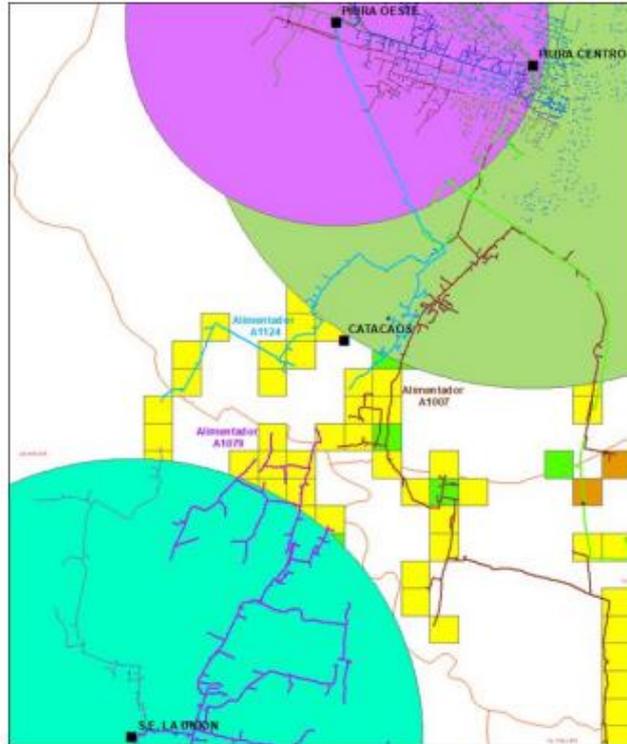
Por lo expuesto, ENOSA solicita incluir al PI 2025-2029 la subestación Catacaos y nuevas celdas en 10 y 22,9 kV.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ENOSA menciona que la SET Grau no resuelve la problemática de tensión en la red de media tensión, sin embargo, no demuestra ello, y tampoco demuestra que la SET Catacaos solucione dichos problemas.

Respecto a la ubicación propuesta para la subestación Catacaos, ENOSA señala que, a partir de dicha subestación y la implementación de redes en 10 y 22,9 kV se resolvería el problema de tensión y un desarrollo eficiente de la distribución, sin embargo, no presenta los sustentos para demostrar que la SET Catacaos resuelve los problemas mencionados, asimismo, no presenta la evaluación de los perfiles de tensión del alimentador A1007 conectado a la SET Catacaos dando solución a las caídas de tensión mencionadas.

Respecto a la ubicación propuesta (centro de carga), ENOSA señala que sustentó el análisis técnico y económico de las dos alternativas de ubicación, resultado con menores costos totales lo propuesto por ENOSA, se debe señalar que, en la siguiente imagen (sustento de ENOSA en su propuesta) se puede observar que la SET Catacaos propuesta, se encuentra en el límite del radio de acción de la SET Piura Centro, asimismo, no considera a la SET Grau en su análisis.



Al respecto, se puede inferir que el centro de carga presentado no corresponde al centro de carga real. Además, Osinergmin en la modificación del PI 2021-2025 hizo notar a ENOSA que la SET Catacaos no solucionaba la caída de tensión en el nivel de 10 kV, por lo que se sugirió, alimentar la demanda del Alimentador A1007 desde la SET Grau, para lo cual se requeriría que el alimentador de 10 kV pase a 22,9 kV. Se señaló que, corresponde a ENOSA demostrar la imposibilidad de aplicar tal propuesta y que por el contrario demostrar que desde la SET Catacaos si podría solucionar tal problemática, hecho que ENOSA no ha podido demostrar.

En cuanto a su inclusión en el PI 2025-2029, dado que no está en el PNER 2024-2033, es importante destacar que ENOSA, aunque tiene aprobados numerosos proyectos en el Plan de Inversiones, no los ejecuta. Además, implementa proyectos no aprobados y solicita la inclusión de otros que no son necesarios para cubrir la demanda del Área de Demanda 1.

Conclusión

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

4. Celdas de 10 kV en SET Zorritos

ENOSA señala respecto a las celdas de 10 kV aprobadas para la SET Zorritos de REP, que su implementación no es factible, debido a que la barra existente de 10 kV se encuentra siniestra, fuera de servicio, y no hay espacio para celdas.

Con documento CS- 057 – 24011348, REP manifiesta que la barra de 10 kV solo cuenta con servicios auxiliares, así mismo, no cuenta con transformador Zigzag ni protección homopolar para la operación, no existe espacio disponible para celdas adicionales en la barra de 10 kV, no siendo factible la propuesta de celda de 10 kV en la SET Zorritos. REP recomienda conectarse al sistema a través de la barra de 22,9 kV, que cuenta con celda de reserva.

Por lo expuesto, ENOSA solicita considerar la conexión a la celda de 22,9 kV en lugar de las celdas de 10 kV aprobadas para la SET Zorritos de REP.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de la carta CS- 057 – 24011348, se verifica que no es posible realizar el proyecto celdas de alimentador 10 kV, por otro lado, REP señala que cuentan con dos celdas de alimentador de 22,9 kV de reserva, corresponde que ENOSA utilice para el suministro de la demanda desde una celda de alimentador de 22,9 kV de reserva, y que haga los tramites con REP y el COES para realizar los estudios necesarios para desarrollar el proyecto en la barra de 22,9 kV en la SET Nueva Zorritos.

Conclusión

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

5. Celda de alimentador 22,9 kV de Chulucanas

ENOSA señala que, la subestación Chulucanas tiene problemas de calidad en el alimentador A1071 de 10 kV, ha analizado el estado actual y realizado el análisis eléctrico de dicho alimentador mediante simulaciones de flujos de carga.

En base a dichos análisis ENOSA ha determinado que considerando el estado actual de alimentador A1071 ya no es factible la atención de nuevas factibilidades atendidas a partir de dicho alimentador. El incremento de la demanda ocasionaría caídas de tensión y como consecuencia el incumplimiento de lo establecido en la NTCSE.

Además, señala que, en base a los resultados obtenidos de la modelación eléctrica, se ha determinado que dicho problema -de calidad- se resuelve con la implementación de un nuevo alimentador de 22,9 kV que descarga al alimentador A1071. Con dicho alimentador nuevo de 22,9 kV, se resuelven los problemas de calidad, un desarrollo eficiente de la distribución y mejora de la confiabilidad en dicho sistema de distribución.

El análisis detallado que sustenta la necesidad de un nuevo alimentador de 22,9 kV presenta ENOSA en el Anexo 02 de su informe de opiniones y sugerencias.

Por lo expuesto, ENOSA solicita incluir al PI 2025-2029 una celda de alimentador de 22,9 kV en la subestación Chulucanas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ENOSA afirma haber realizado un análisis eléctrico del alimentador A1071 de 10 kV, aunque no presenta las simulaciones correspondientes y solo entrega un informe que no puede ser verificado.

La SET Chulucanas según el F-204 cuenta con 2 celdas de alimentador en 10 kV, ENOSA no presenta información del segundo alimentador en 10 kV.

En relación a las demandas en 10 kV, ENOSA adjunta ocho documentos referidos a demandas que serían incorporadas en la SET Chulucanas (alimentador A1071). De la revisión de la documentación presentada por ENOSA, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B "Metodología empleada para el Estudio de Demanda", solo una carga cuenta con la información completa e implicaría una demanda adicional de 340 kW; la validación y revisión efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda presentada se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ENOSA". Por lo indicado, los dos alimentadores existentes en 10 kV son suficientes para alimentar la demanda proyectada al año 2034.

Por otro lado, en el formato F-204, la SET Chulucanas tiene cuatro (04) alimentadores de 22,9 kV, que no son mencionados en el informe, los cuales también son suficientes para alimentar la demanda proyectada al año 2034 (13,45 MW).

Conclusión

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

6. Nuevo Transformador Paita Industrial

ENOSA señala que, el nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA para la SET Paita Industrial, y traslado del transformador existente a la SET Grau, implica cortes de servicio para el cambio correspondiente. Además, añade que, Osinergmin dispone un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA para la SET Paita Industrial, así como el retiro y traslado del existente a la SET Grau.

Al respecto, señala ENOSA, realizar el cambio del transformador podría implicar modificar obras civiles, así como realizar interrupciones de servicio con duración prolongada con afectación de la calidad de suministro a todos los clientes atendidos desde la SET Paita industrial.

Por lo expuesto, ENOSA solicita considerar que el nuevo transformador vaya como reserva en la SET Grau y en SET Paita industrial quede en forma definitiva con el transformador aprobado como reserva de Piura Centro.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ENOSA indica que el cambio de transformador podría implicar trabajos de obras civiles, pero no presenta evidencia de ello, ya que el transformador a instalar tiene la misma capacidad que el actual.

Por otro lado, el transformador instalado actualmente en la SET Paita Industrial fue aprobado para ser de reserva, por lo que, no se le considera la remuneración por el COyM, el transformador aprobado deberá entrar en operación en esta subestación contando con el reconocimiento tanto de la inversión como del COyM.

Conclusión

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

7. Programación de bajas

ENOSA señala que, en la PREPUBLICACIÓN, en la programación de bajas se indica un transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA de ELECTROPERÚ en la SET Tumbes, pero ELECTROPERÚ no cuenta con dicho transformador en la SET Tumbes.

En la SET Tumbes se reemplazó transformador de ADINELSA 60/33/10 kV de 30/12/30 MVA, actualmente fuera de servicio por reemplazo con nuevo transformador de 35/35/35 MVA 60/22,9/10 kV.

Por lo expuesto, ENOSA solicita rectificar la propiedad y potencia del transformador fuera de servicio en la SET Tumbes.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha verificado que el transformador es de ADINELSA. Se procede a la precisión en la Publicación del PI 2025-2029 en cuanto a la titularidad y a la capacidad.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ADINELSA a la PREPUBLICACIÓN

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

1. Programación de Bajas

ADINELSA señala que, Osinergmin para el Área de Demanda 1, ha aprobado una programación de Bajas, el cual incluye un transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA en la SET Tumbes para el año 2025, asignando la titularidad del transformador a la empresa ELECTROPERÚ en lugar de ADINELSA.

Agrega, Osinergmin mediante correo de fecha 06 de marzo de 2024 advirtió a ADINELSA sobre el error material en la asignación de la titularidad del transformador a favor de ELECTROPERÚ y en la potencia del mismo, debiendo corresponder a ADINELSA y es de 30 MVA:

Como sustento de Osinergmin para la programación de la baja del transformador 60/33/10 kV 30 MVA de la SE Tumbes, señala que el transformador ha quedado en desuso y que ha cumplido su vida útil, sin prever su utilización en el futuro planeamiento.

Sobre la base de los antecedentes descritos, ADINELSA sugiere que se programe la baja del transformador 60/33/10 kV de 30 MVA luego de que se cumpla los 30 años de vida útil que reconoce la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, la baja del citado transformador deberá ser programada para el año 2026.

En relación a la antigüedad del transformador 60/33/10 kV de 30 MVA en la SET Tumbes, esta es del año 1996, cumpliendo los 30 años recién en el año 2026. Presenta como evidencia fotografía de la placa del transformador. Al respecto, el mismo Osinergmin en el archivo F-200 (formatos del SER), reconoce que el transformador es del año 1996.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha verificado que el TP es de ADINELSA. Se procede a la precisión en la Publicación del PI 2025-2029 en cuanto a la titularidad y a la capacidad. Asimismo, la celda de transformador de 60 kV será dado de Baja junto al transformador.

Por otro lado, la fecha de Baja se realizará el año 2026 cuando cumpla los 30 años de vida útil.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELECTROPERÚ a la PREPUBLICACIÓN

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

1. Programación de Bajas

ELECTROPERÚ señala que, en el cuadro N° 6-6 “Programación de Bajas - Área de Demanda 1” del PI 2025-2029, Osinergmin ha considerado que el titular del transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA es ELECTROPERU.

Al respecto, ELECTROPERÚ precisa que no es el titular del citado transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA de la SET Tumbes; en virtud de lo cual, solicita se sirvan efectuar la corrección del cuadro N° 6-6 correspondiente en la oportunidad de la publicación de la versión definitiva del PI 2025-2029, a efecto de evitar alguna ineficacia de vuestra disposición o responsabilidad a ELECTROPERÚ que se derive de ello.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha verificado que el TP es de ADINELSA. Se procede a la precisión en la Publicación del PI 2025-2029 en cuanto a la titularidad y a la capacidad.

Conclusión

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

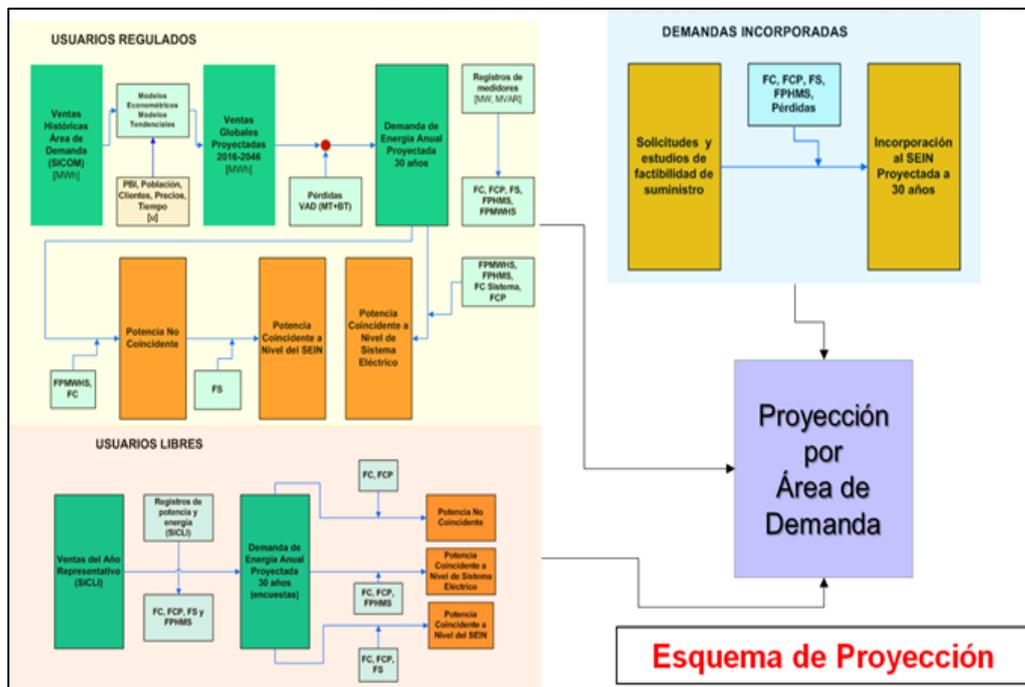
Anexo B

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: Flujograma 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 de los

departamentos de Piura y Tumbes, 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 1 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 1 del Año Representativo (2022) se empleó los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 1 del año 2022 se calculó ponderando el PBI departamental con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 1 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 1 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 1 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 1 del Año Representativo se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinermin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 1.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 1 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 1 correspondiente al Año Representativo 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 entre las ventas de energía del Área de Demanda 1. Finalmente, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 1 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 del PBI de los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 1, en ella se observa que se encuentra relacionado con el PBI del mismo Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica aplicada al año 2020 (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,39%.

Figura 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 1

Dependent Variable: PBI01				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 09:03				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	77.00063	355.5707	0.216555	0.8305
PBI01(-1)	1.035911	0.028100	36.86554	0.0000
D2020	-2406.806	589.6313	-4.081884	0.0005
R-squared	0.983944	Mean dependent var	12690.16	
Adjusted R-squared	0.982548	S.D. dependent var	4182.156	
S.E. of regression	552.4902	Akaike info criterion	15.57492	
Sum squared resid	7020645.	Schwarz criterion	15.72008	
Log likelihood	-199.4739	Hannan-Quinn criter.	15.61672	
F-statistic	704.7444	Durbin-Watson stat	1.729053	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el PBI del Área de Demanda 1 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 1, donde la tasa de crecimiento es 3,99% durante el periodo 2022-2054.

Tabla 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 1

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	18 629,75	-
2023	20 396,42	9,5%
2024	21 205,87	4,0%
2025	22 044,39	4,0%
2026	22 913,02	3,9%
2027	23 812,85	3,9%
2028	24 744,98	3,9%
2029	25 710,59	3,9%
2030	26 710,88	3,9%
2031	27 747,09	3,9%
2032	28 820,50	3,9%
2033	29 932,47	3,9%
2034	31 084,37	3,8%
2035	32 277,63	3,8%
2036	33 513,74	3,8%
2037	34 794,24	3,8%
2038	36 120,73	3,8%
2039	37 494,85	3,8%
2040	38 918,32	3,8%
2041	40 392,90	3,8%
2042	41 920,44	3,8%
2043	43 502,83	3,8%
2044	45 142,05	3,8%
2045	46 840,13	3,8%
2046	48 599,20	3,8%
2047	50 421,43	3,7%
2048	52 309,10	3,7%
2049	54 264,55	3,7%
2050	56 290,23	3,7%
2051	58 388,66	3,7%
2052	60 562,43	3,7%
2053	62 814,27	3,7%
2054	65 146,98	3,7%
		3,99%

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 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 1

Dependent Variable: CLI01 Method: Least Squares Date: 10/12/23 Time: 16:12 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	116974.9	6565.861	17.81562	0.0000
@TREND	16868.32	433.2541	38.93401	0.0000
R-squared	0.983775	Mean dependent var		336263.0
Adjusted R-squared	0.983126	S.D. dependent var		134987.7
S.E. of regression	17534.75	Akaike info criterion		22.45294
Sum squared resid	7.69E+09	Schwarz criterion		22.54893
Log likelihood	-301.1147	Hannan-Quinn criter.		22.48149
F-statistic	1515.857	Durbin-Watson stat		0.202272
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 1 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 2, donde la tasa de crecimiento es 2,15% durante el periodo 2022-2054.

Tabla 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 1

Año	Clientes	Δ%
2022	554 701	-
2023	572 420	3,2%
2024	589 288	2,9%
2025	606 156	2,9%
2026	623 024	2,8%
2027	639 893	2,7%
2028	656 761	2,6%
2029	673 629	2,6%
2030	690 498	2,5%
2031	707 366	2,4%
2032	724 234	2,4%
2033	741 103	2,3%
2034	757 971	2,3%
2035	774 839	2,2%
2036	791 708	2,2%
2037	808 576	2,1%
2038	825 444	2,1%
2039	842 313	2,0%
2040	859 181	2,0%
2041	876 049	2,0%
2042	892 918	1,9%
2043	909 786	1,9%
2044	926 654	1,9%
2045	943 523	1,8%
2046	960 391	1,8%
2047	977 259	1,8%
2048	994 128	1,7%

Año	Cientes	Δ%
2049	1 010 996	1,7%
2050	1 027 864	1,7%
2051	1 044 732	1,6%
2052	1 061 601	1,6%
2053	1 078 469	1,6%
2054	1 095 337	1,6%
		2,15%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 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). 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 se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla 3 se presenta los valores proyectados de la variable POBLACIÓN, donde la tasa de crecimiento es 1,27% durante el periodo 2022-2054.

Tabla 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 1

Año	Población	Δ%
2022	1 878 924	-
2023	1 899 509	1,1%
2024	1 920 319	1,1%
2025	1 941 357	1,1%
2026	1 959 850	1,0%
2027	1 978 519	1,0%
2028	1 997 366	1,0%
2029	2 016 394	1,0%
2030	2 035 602	1,0%
2031	2 063 350	1,4%
2032	2 091 476	1,4%
2033	2 119 986	1,4%
2034	2 148 885	1,4%
2035	2 178 178	1,4%
2036	2 207 871	1,4%
2037	2 237 969	1,4%
2038	2 268 478	1,4%
2039	2 299 403	1,4%
2040	2 330 750	1,4%
2041	2 362 525	1,4%

Año	Población	Δ%
2042	2 394 733	1,4%
2043	2 427 381	1,4%
2044	2 460 474	1,4%
2045	2 494 019	1,4%
2046	2 528 022	1,4%
2047	2 562 488	1,4%
2048	2 597 426	1,4%
2049	2 632 839	1,4%
2050	2 668 737	1,4%
2051	2 705 124	1,4%
2052	2 742 007	1,4%
2053	2 779 394	1,4%
2054	2 817 292	1,4%
		1,27%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 1 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 encontrará estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,3795 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 se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

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

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

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

Respecto de los modelos tendenciales se plantearon los siguientes tipos:

- 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

MÉTODO:		Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
ECUACIÓN:		VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T ²	VENTAS C T T ² T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
(R ²)		0,7590	0,8162	0,7313	0,8399	0,9272	0,8652
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	4,26	147,23	-0,66	1,07	4,42	103,90
	Prob,	0,0003	0,0000	0,5161	0,2942	0,0002	0,0000
Variable 2	Valor	8,87	10,54	8,25	6,12	-1,06	12,67
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3012	0,0000
Variable 3	Valor				-3,48	4,31	
	Prob,				0,0019	0,0003	
Variable 4	Valor					-5,25	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		78,71	111,01	68,06	62,96	97,67	160,45
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 de Osinerghmin

Asimismo, la Tabla 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 obtenidas con los modelos tendenciales estimados, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento negativas hasta 6,13%.

Tabla 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	1 187 320,41	1 393 176,54	1 022 478,20	1 005 723,56	806 143,06	1 084 447,29
2023	1 223 002,70	1 478 584,50	1 034 497,12	996 146,32	684 493,69	1 107 483,49
2024	1 258 684,98	1 569 228,36	1 046 094,24	983 216,52	537 998,48	1 130 174,99
2025	1 294 367,27	1 665 429,08	1 057 298,16	966 934,17	365 122,20	1 152 538,59
2026	1 330 049,55	1 767 527,34	1 068 134,67	947 299,26	164 329,60	1 174 589,73
2027	1 365 731,84	1 875 884,68	1 078 627,10	924 311,79	-65 914,54	1 196 342,66
2028	1 401 414,12	1 990 884,82	1 088 796,64	897 971,76	-327 145,46	1 217 810,53
2029	1 437 096,41	2 112 934,97	1 098 662,57	868 279,18	-620 898,40	1 239 005,55
2030	1 472 778,69	2 242 467,35	1 108 242,49	835 234,04	-948 708,59	1 259 939,08
2031	1 508 460,98	2 379 940,64	1 117 552,51	798 836,34	-1 312 111,26	1 280 621,68
2032	1 544 143,26	2 525 841,66	1 126 607,43	759 086,08	-1 712 641,65	1 301 063,19
2033	1 579 825,55	2 680 687,06	1 135 420,86	715 983,27	-2 151 834,99	1 321 272,85
2034	1 615 507,83	2 845 025,18	1 144 005,34	669 527,90	-2 631 226,52	1 341 259,27
2035	1 651 190,12	3 019 437,97	1 152 372,47	619 719,97	-3 152 351,48	1 361 030,56
2036	1 686 872,40	3 204 543,04	1 160 532,98	566 559,49	-3 716 745,09	1 380 594,32
2037	1 722 554,69	3 400 995,88	1 168 496,84	510 046,45	-4 325 942,59	1 399 957,72
2038	1 758 236,97	3 609 492,16	1 176 273,29	450 180,85	-4 981 479,22	1 419 127,51
2039	1 793 919,26	3 830 770,19	1 183 870,96	386 962,69	-5 684 890,21	1 438 110,06
2040	1 829 601,54	4 065 613,56	1 191 297,88	320 391,98	-6 437 710,80	1 456 911,39
2041	1 865 283,83	4 314 853,88	1 198 561,55	250 468,70	-7 241 476,22	1 475 537,20
2042	1 900 966,11	4 579 373,74	1 205 669,01	177 192,88	-8 097 721,70	1 493 992,91
2043	1 936 648,40	4 860 109,86	1 212 626,82	100 564,49	-9 007 982,48	1 512 283,62
2044	1 972 330,68	5 158 056,36	1 219 441,17	20 583,55	-9 973 793,80	1 530 414,21
2045	2 008 012,97	5 474 268,31	1 226 117,84	-62 749,96	-10 996 690,89	1 548 389,31
2046	2 043 695,25	5 809 865,48	1 232 662,29	-149 436,01	-12 078 208,98	1 566 213,32
2047	2 079 377,54	6 166 036,25	1 239 079,66	-239 474,63	-13 219 883,30	1 583 890,44
2048	2 115 059,82	6 544 041,88	1 245 374,78	-332 865,80	-14 423 249,10	1 601 424,66
2049	2 150 742,11	6 945 220,96	1 251 552,23	-429 609,53	-15 689 841,61	1 618 819,81
2050	2 186 424,39	7 370 994,10	1 257 616,33	-529 705,82	-17 021 196,06	1 636 079,53
2051	2 222 106,68	7 822 869,05	1 263 571,15	-633 154,67	-18 418 847,68	1 653 207,32
2052	2 257 788,96	8 302 445,96	1 269 420,58	-739 956,07	-19 884 331,72	1 670 206,51
2053	2 293 471,25	8 811 423,08	1 275 168,27	-850 110,03	-21 419 183,40	1 687 080,30
2054	2 329 153,53	9 351 602,77	1 280 817,71	-963 616,54	-23 024 937,97	1 703 831,74
	2,13%	6,13%	0,71%			1,42%

Fuente: Formato F-106 de Osinerghmin

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento futuro de una variable a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,13%) es la que se considera en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación de regresión potencial, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2015, la cual refleja la

migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre.

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 1 (MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2 (seleccionado)	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA01) LOG(CLIENTES) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA01) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) D2015	VENTAS C PBIA01 CLIENTES TARIFA(-1)	VENTAS C PBIA01 POBLACION 1/TARIFA(-1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA01) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA01) LOG(POBLACION)	
R ²	0,9822	0,9803	0,9308	0,9550	0,9708	0,9051	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	303,81	273,33	98,69	155,48	254,66	114,46	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	-0,25	5,12	2,38	1,07	4,05	2,11
	Prob.	0,8068	0,0000	0,0264	0,2969	0,0005	0,0451
Variable 2	Valor	1,12	2,74	3,50	8,95	2,49	7,19
	Prob.	0,2760	0,0121	0,0020	0,0000	0,0204	0,0000
Variable 3	Valor	1,32	2,59	-1,33	-3,31	2,09	-2,08
	Prob.	0,2011	0,0166	0,1958	0,0032	0,0481	0,0485
Variable 4	Valor	8,51	-8,96	-4,80	4,67	-7,53	
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	
Variable 5	Valor	2,87	3,26				
	Prob.	0,0089	0,0036				

Fuente: Formato F-107 de Osinerghmin

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 2 el seleccionado, con un crecimiento promedio anual de 3,78%.

Tabla 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 1 (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	1 104 146,47	1 090 223,96	1 016 361,40	943 830,83	1 114 179,63	1 041 343,26
2023	1 185 032,52	1 177 113,52	1 215 685,40	1 128 673,66	1 208 023,13	1 213 850,48
2024	1 236 777,17	1 226 457,53	1 278 455,65	1 191 016,73	1 260 498,95	1 282 883,17
2025	1 289 813,51	1 277 204,62	1 344 229,06	1 256 050,29	1 314 583,19	1 355 485,57
2026	1 344 170,59	1 329 395,27	1 413 113,46	1 326 290,15	1 370 325,06	1 435 274,46
2027	1 399 878,14	1 383 070,87	1 485 220,57	1 399 476,94	1 427 775,01	1 519 393,22
2028	1 456 966,59	1 438 273,81	1 560 666,13	1 475 720,24	1 486 984,84	1 608 069,24
2029	1 515 467,09	1 495 047,49	1 639 570,01	1 555 132,77	1 548 007,68	1 701 540,36
2030	1 575 411,52	1 553 436,35	1 722 056,42	1 637 834,85	1 610 898,12	1 800 062,63
2031	1 636 832,47	1 613 485,93	1 808 254,00	1 716 678,39	1 675 712,20	1 890 848,68
2032	1 699 763,30	1 675 242,89	1 898 296,02	1 798 891,20	1 742 507,51	1 985 823,70
2033	1 764 238,14	1 738 755,07	1 992 320,54	1 884 600,87	1 811 343,17	2 085 174,79
2034	1 830 291,87	1 804 071,49	2 090 470,58	1 973 940,62	1 882 279,97	2 189 099,14
2035	1 897 960,18	1 871 242,43	2 192 894,27	2 067 048,62	1 955 380,35	2 297 803,03
2036	1 967 279,54	1 940 319,46	2 299 745,10	2 164 067,26	2 030 708,49	2 411 500,31

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2037	2 038 287,27	2 011 355,43	2 411 182,05	2 265 145,14	2 108 330,35	2 530 416,45
2038	2 111 021,49	2 084 404,60	2 527 369,80	2 370 435,44	2 188 313,73	2 654 785,25
2039	2 185 521,16	2 159 522,58	2 648 478,96	2 480 097,94	2 270 728,33	2 784 853,21
2040	2 261 826,14	2 236 766,45	2 774 686,26	2 594 297,41	2 355 645,79	2 920 876,01
2041	2 339 977,12	2 316 194,74	2 906 174,78	2 713 204,75	2 443 139,76	3 063 120,97
2042	2 420 015,72	2 397 867,52	3 043 134,17	2 836 998,03	2 533 285,97	3 211 869,83
2043	2 501 984,43	2 481 846,43	3 185 760,90	2 965 860,16	2 626 162,26	3 367 412,66
2044	2 585 926,71	2 568 194,68	3 334 258,48	3 099 982,55	2 721 848,68	3 530 057,37
2045	2 671 886,92	2 656 977,16	3 488 837,74	3 239 561,91	2 820 427,51	3 700 121,15
2046	2 759 910,41	2 748 260,44	3 649 717,07	3 384 803,10	2 921 983,37	3 877 938,02
2047	2 850 043,50	2 842 112,84	3 817 122,72	3 535 919,42	3 026 603,24	4 063 859,98
2048	2 942 333,51	2 938 604,46	3 991 289,05	3 693 128,45	3 134 376,59	4 258 244,28
2049	3 036 828,77	3 037 807,21	4 172 458,85	3 856 661,15	3 245 395,38	4 461 481,04
2050	3 133 578,65	3 139 794,94	4 360 883,60	4 026 750,73	3 359 754,17	4 673 958,25
2051	3 232 633,59	3 244 643,37	4 556 823,85	4 203 644,32	3 477 550,21	4 896 099,12
2052	3 334 045,08	3 352 430,25	4 760 549,47	4 387 595,45	3 598 883,47	5 128 337,34
2053	3 437 865,75	3 463 235,35	4 972 340,05	4 578 866,09	3 723 856,75	5 371 123,01
2054	3 544 149,31	3 577 140,52	5 192 485,21	4 777 728,74	3 852 575,75	5 624 929,83
	3,71%	3,78%	5,23%	5,20%	3,95%	5,41%

Fuente: Formato F-107 de Osinerghmin

En la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 2) se aprecia una bondad de ajuste (R^2) de 98,03%, una significancia estadística individual en cada una de las variables explicativas a partir de los test "t" y una significancia grupal del modelo a partir del test "F". Ver Figura 4.

Figura 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 1

Dependent Variable: LOG(ENE01)				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 09:44				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.447439	0.673169	5.121211	0.0000
LOG(PBIAD01)	0.664888	0.243021	2.735927	0.0121
LOG(CLIAD01)	0.522961	0.201712	2.592609	0.0166
LOG(TARAD01)	-0.824977	0.092084	-8.959011	0.0000
D2015	0.269895	0.082912	3.255188	0.0036
R-squared	0.980275	Mean dependent var		13.37361
Adjusted R-squared	0.976688	S.D. dependent var		0.522738
S.E. of regression	0.079813	Akaike info criterion		-2.052693
Sum squared resid	0.140141	Schwarz criterion		-1.812723
Log likelihood	32.71135	Hannan-Quinn criter.		-1.981337
F-statistic	273.3286	Durbin-Watson stat		1.505147
Prob(F-statistic)	0.000000			

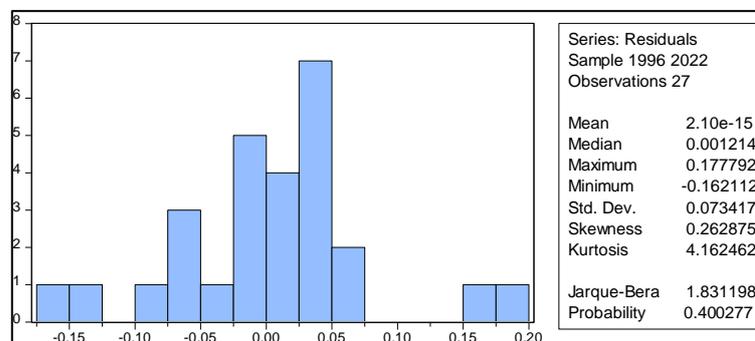
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de la demanda del Área de Demanda 1 es consistente estadísticamente, pues supera 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% (40,02%).

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% (65,78%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.612936	Prob. F(4,22)	0.6578	
Obs*R-squared	2.707256	Prob. Chi-Square(4)	0.6079	
Scaled explained SS	2.842121	Prob. Chi-Square(4)	0.5846	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/02/23 Time: 11:04				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.029841	0.041136	-0.725405	0.4758
LOG(PBIAD01)^2	0.000960	0.001623	0.591211	0.5604
LOG(CLIAD01)^2	-0.000337	0.001000	-0.337518	0.7389
LOG(TARAD01)^2	0.000383	0.001563	0.245309	0.8085
D2015^2	-0.008207	0.010078	-0.814282	0.4242
R-squared	0.100269	Mean dependent var	0.005190	
Adjusted R-squared	-0.063319	S.D. dependent var	0.009406	
S.E. of regression	0.009699	Akaike info criterion	-6.267941	
Sum squared resid	0.002070	Schwarz criterion	-6.027971	
Log likelihood	89.61720	Hannan-Quinn criter.	-6.196585	
F-statistic	0.612936	Durbin-Watson stat	1.833571	
Prob(F-statistic)	0.657766			

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% (56,62%).

Figura 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test				
F-statistic	0.585231	Prob. F(2,20)	0.5662	
Obs*R-squared	1.492763	Prob. Chi-Square(2)	0.4741	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/02/23 Time: 11:05				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.139006	0.701549	0.198141	0.8449
LOG(PBIAD01)	-0.001799	0.248135	-0.007252	0.9943
LOG(CLIAD01)	-0.005732	0.205773	-0.027856	0.9781
LOG(TARAD01)	-0.014383	0.094865	-0.151614	0.8810
D2015	-0.042421	0.096951	-0.437556	0.6664
RESID(-1)	0.247714	0.281050	0.881391	0.3886
RESID(-2)	0.158589	0.259018	0.612271	0.5473
R-squared	0.055288	Mean dependent var	2.10E-15	
Adjusted R-squared	-0.228126	S.D. dependent var	0.073417	
S.E. of regression	0.081361	Akaike info criterion	-1.961419	
Sum squared resid	0.132393	Schwarz criterion	-1.625461	
Log likelihood	33.47916	Hannan-Quinn criter.	-1.861521	
F-statistic	0.195077	Durbin-Watson stat	1.748387	
Prob(F-statistic)	0.974487			

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 a partir del 2030 se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

Considerando lo anterior, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,54% 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 1 (MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	927 067,26	-
2023	962 136,92	3,78%
2024	1 002 469,22	4,19%
2025	1 043 948,35	4,14%
2026	1 086 607,40	4,09%

Año	Ajuste final	TC
2027	1 130 480,21	4,04%
2028	1 175 601,43	3,99%
2029	1 222 006,51	3,95%
2030	1 248 010,43	2,13%
2031	1 274 567,70	2,13%
2032	1 301 690,09	2,13%
2033	1 329 389,65	2,13%
2034	1 357 678,64	2,13%
2035	1 386 569,62	2,13%
2036	1 416 075,38	2,13%
2037	1 446 209,02	2,13%
2038	1 476 983,89	2,13%
2039	1 508 413,65	2,13%
2040	1 540 512,21	2,13%
2041	1 573 293,83	2,13%
2042	1 606 773,03	2,13%
2043	1 640 964,65	2,13%
2044	1 675 883,86	2,13%
2045	1 711 546,14	2,13%
2046	1 747 967,30	2,13%
2047	1 785 163,50	2,13%
2048	1 823 151,22	2,13%
2049	1 861 947,30	2,13%
2050	1 901 568,95	2,13%
2051	1 942 033,74	2,13%
2052	1 983 359,61	2,13%
2053	2 025 564,88	2,13%
2054	2 068 668,26	2,13%
		2,54%

Fuente: Formato F-108 de Osinergmin

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 1 que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 1) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores, es el caso cuando un cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga; sin embargo, de no haber esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico

debe desprenderse de la Base de Datos SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 5, el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se ha mantenido constante durante el período de análisis, toda vez no haya 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 debe estar consignado el 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 la 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 relacionados con el mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como Demandas Incorporadas, dado que esas cargas han sido incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como Demandas Incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

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

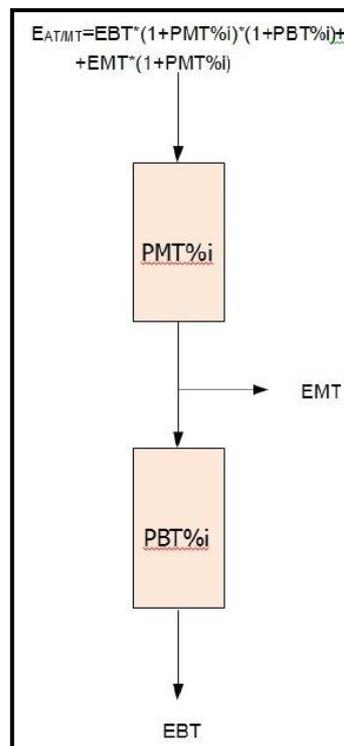
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 1 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 sumó 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

Metodología y Determinación de Transformadores de Reserva

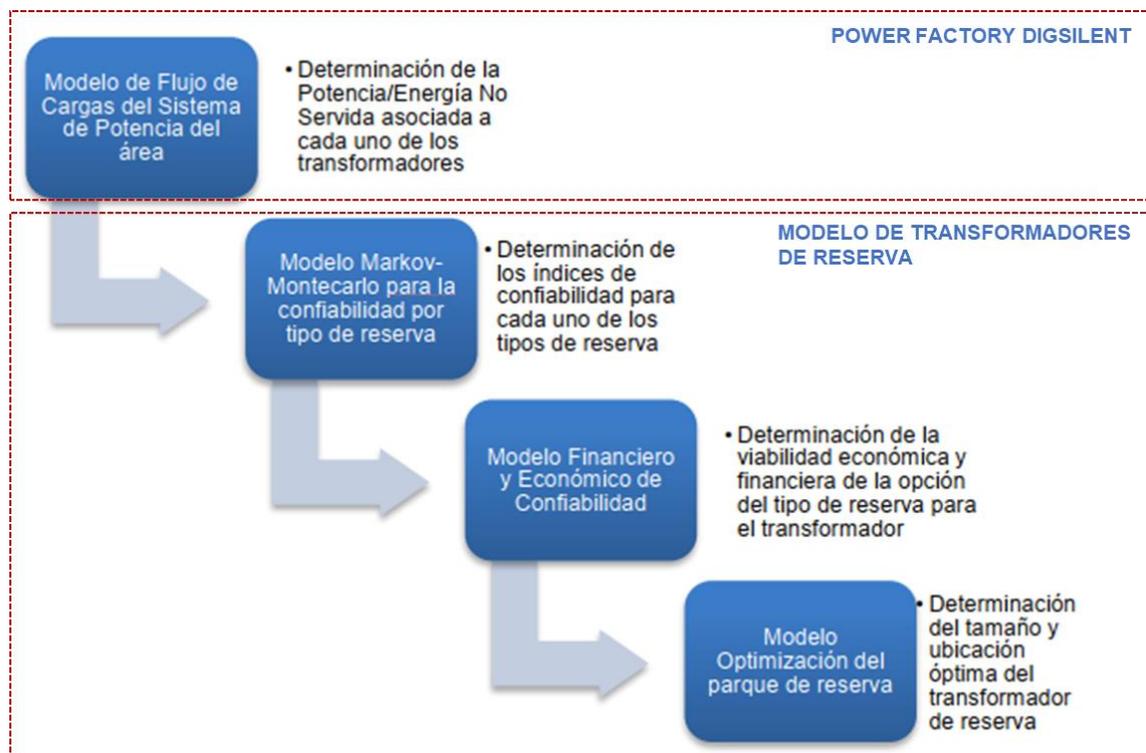
METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

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

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

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



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

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

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

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

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

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

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

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

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

C.4. Optimización

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

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

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

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

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

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

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

ENOSA, en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad al parque de transformadores del AD1, requiere 4 transformadores de reserva del tipo compartida. Por lo que, solicitó la aprobación de dos (2) transformadores de reserva (adicionales a las que ya tiene).

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
Enosa	1 TR 30 MVA	60/23/10	Chulucanas	Existente
Enosa	1 TR 30 MVA	60/23/10	Tumbes	Existente
Enosa	1 TR 30 MVA	60/23/10	Piura Centro	Nuevo
Enosa	1 TR 30 MVA	60/23/10	Paita Industrial	Nuevo

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD1

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 1 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 60/23 kV de 9, 10, 15 y 30 MVA.
- Transformadores en 60/10 kV de 9, 18, 15, 20 y 25 MVA.
- Transformadores en 60/23/10 kV de 9, 10, 13, 15, 30, 35 y 50 MVA.

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 1

Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
Adinelsa	Zarumilla	TP-060023010-010CO1E
Enosa	Zarumilla	TP-060023010-010CO1E
Enosa	Puerto Pizarro	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Tumbes	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Mancora	TP-0602310-030COE
Enosa	El Arenal	TP-060010-30COE
Enosa	Paita	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Paita	TP-060010-010CO1E
Enosa	Paita Industrial	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Tierra Colorada	TP-060010-025CO1E
Enosa	Poechos	TP-060023-015CO1E
Enosa	Sullana	TP-060023010-035CO1E
Enosa	Sullana	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Piura Centro	TP-060023010-050CO1E
Enosa	Piura Centro	TP-060023010-050CO1E
Enosa	Castilla	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Grau	TP-060023010-030CO1E
Enosa	Ejidos	TP-060023-030CO1E

Enosa	Ejidos	TP-060023-030CO1E
Enosa	Chulucanas	TP-060023010-013CO1E
Enosa	Chulucanas	TP-060023010-015CO1E
Enosa	Lomas	TP-060023-015CO1E
Enosa	Quiroz	TP-060023-010CO1E
Enosa	Morropón	TP-060023-009CO1E
Enosa	Loma Larga	TP-060023-009CO1E
Enosa	La Unión	TP-060010-015CO1E
Enosa	Sechura	TP-0602310-015COE
Enosa	Constante	TP-060023010-009CO1E

En el Área de Demanda 1, actualmente se tiene el siguiente transformador de reserva.

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
60/23/10 kV - 30 MVA	Piura Centro	Reserva

Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores, aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción	SET
2025	Segundo transformador en 60/23/10 kV- 30 MVA, rotado de "reserva" SET Sullana	Ejidos

Definido el parque de transformadores, se determina las Potencias No Servidas que presentan los transformadores ante un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	3,02	3,31	3,50	3,67	3,92	4,04	4,20	4,37	4,51	4,61
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	0,32	0,84
Puerto Pizarro	TP-060023010-030CO1E	10,17	10,75	11,14	11,32	11,50	11,60	11,71	11,81	11,92	12,04
Tumbes	TP-060023010-030CO1E	13,00	13,48	13,95	14,43	14,82	14,99	15,16	15,34	15,51	15,70
Máncora	TP-0602310-030COE	7,41	7,70	8,01	8,32	8,63	8,82	9,00	9,19	9,38	9,57
El Arenal	TP-060010-30COE	8,61	8,83	9,05	9,28	9,51	9,64	9,78	9,91	10,05	10,20
Paita	TP-060023010-030CO1E	17,28	17,42	17,56	17,72	17,86	17,95	18,04	18,13	18,22	18,31
Paita	TP-060010-010CO1E	3,93	3,95	3,98	4,00	4,03	4,05	4,06	4,08	4,09	4,11
Paita Industrial	TP-060023010-030CO1E	20,41	21,82	22,68	22,99	23,30	23,48	23,66	23,85	24,04	24,23
Tierra Colorada	TP-060010-025CO1E	7,87	8,08	8,29	8,50	8,72	8,85	8,97	9,10	9,24	9,37
Poecho	TP-060023-015CO1E	10,73	11,11	11,50	11,90	12,31	12,55	12,78	13,03	13,27	13,53
Sullana	TP-060023010-035CO1E	14,91	16,55	17,83	19,53	20,94	19,01	20,16	21,22	21,99	21,31
Sullana	TP-060023010-030CO1E	14,91	16,55	17,83	19,53	20,94	19,01	20,16	21,22	21,99	21,31

Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	20,25	22,74	24,33	26,02	27,31	28,95	29,80	31,09	32,26	32,49
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	3,87	4,67	5,62	6,23	6,81	7,45	7,67	8,05	8,78	9,07
Castilla	TP-060023010-030CO1E	17,93	19,79	21,08	21,79	22,52	22,92	23,34	23,77	24,20	24,65
Grau	TP-060023010-030CO1E	21,19	21,94	22,72	23,52	24,35	24,82	25,29	25,77	26,26	26,76
Ejidos	TP-060023-030CO1E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ejidos	TP-060023-030CO1E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chulucanas	TP-060023010-013CO1E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chulucanas	TP-060023010-015CO1E	0,12	0,46	0,96	1,48	1,82	2,19	2,40	2,34	2,66	2,83
Morropon	TP-060023-009CO1E	4,75	4,91	5,08	5,25	5,43	5,53	5,63	5,73	5,84	5,94
Loma Larga	TP-060023-009CO1E	2,05	2,13	2,22	2,31	2,40	2,45	2,50	2,55	2,61	2,66
La Unión	TP-060010-015CO1E	6,41	6,68	6,95	7,22	7,51	7,67	7,84	8,00	8,18	8,34
Sechura	TP-0602310-015COE	6,00	6,54	6,89	7,05	7,21	7,31	7,40	7,49	7,59	7,68
Constante	TP-060023010-009CO1E	4,28	4,32	4,37	4,43	4,48	4,51	4,54	4,57	4,60	4,63

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

C,5,3, Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	\$ 474,332	\$ 415,134	-\$ 183,179	Reserva en Bodega
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	-\$ 375,303	-\$ 455,988	-\$ 1,082,392	No viable
Puerto Pizarro	TP-060023010-030CO1E	\$ 1,676,093	\$ 1,619,405	\$ 984,680	Reserva en Bodega
Tumbes 1	TP-060023010-030CO1E	\$ 3,220,756	\$ 3,204,382	\$ 2,621,943	Reserva en Bodega
Mancora	TP-060023010-030CO1E	\$ 1,161,703	\$ 1,091,810	\$ 440,203	Reserva en Bodega
El Arenal	TP-060010-030CO1E	\$ 2,073,842	\$ 2,042,517	\$ 1,508,335	Reserva en Bodega
Paita	TP-060023010-030CO1E	\$ 3,224,296	\$ 3,207,440	\$ 2,624,519	Reserva en Bodega
Paita	TP-060010-010CO1E	\$ 453,551	\$ 404,197	-\$ 120,891	Reserva en Bodega
Paita Industrial	TP-060023010-030CO1E	\$ 3,280,644	\$ 3,266,688	\$ 2,688,012	Reserva en Bodega
Tierra Colorada	TP-060010-025CO1E	\$ 1,457,149	\$ 1,415,217	\$ 873,152	Reserva en Bodega
Pochos	TP-060023-015CO1E	\$ 2,413,759	\$ 2,405,010	\$ 1,921,975	Reserva en Bodega
Sullana	TP-060023010-035CO1E	\$ 4,100,294	\$ 4,101,662	\$ 3,536,415	Reserva en Bodega
Sullana	TP-060023010-030CO1E	\$ 4,152,963	\$ 4,160,012	\$ 3,608,029	Reserva en Bodega
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	\$ 6,058,414	\$ 6,093,483	\$ 5,548,804	Reserva en Bodega
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	\$ 981,813	\$ 887,515	\$ 174,527	Reserva en Bodega
Castilla	TP-060023010-030CO1E	\$ 4,261,515	\$ 4,273,596	\$ 3,729,309	Reserva en Bodega
Grau	TP-060023010-030CO1E	\$ 5,862,083	\$ 5,912,090	\$ 5,417,356	Reserva en Bodega
Los Ejidos	TP-060023-030CO1E	-\$ 558,191	-\$ 656,695	-\$ 1,279,051	No viable
Los Ejidos	TP-060023-030CO1E	-\$ 558,191	-\$ 656,695	-\$ 1,279,051	No viable
Chulucanas	TP-060023010-015CO1E	-\$ 528,517	-\$ 621,784	-\$ 1,277,022	No viable
Chulucanas	TP-060023010-015CO1E	-\$ 145,417	-\$ 229,128	-\$ 871,828	No viable
Morropon	TP-060023-009CO1E	\$ 910,063	\$ 873,868	\$ 368,245	Reserva en Bodega
Loma Larga	TP-060023-009CO1E	\$ 62,802	\$ 4,974	-\$ 528,917	Reserva en Bodega
La Union	TP-060010-015CO1E	\$ 1,301,225	\$ 1,266,928	\$ 750,821	Reserva en Bodega
Sechura	TP-060023010-015CO1E	\$ 945,618	\$ 889,811	\$ 283,436	Reserva en Bodega
Constante	TP-060023010-009CO1E	\$ 435,693	\$ 377,594	-\$ 216,205	Reserva en Bodega

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

C,5,4, Agrupamientos de transformadores

Alternativa I: Parque de Transformadores con PNS del AD1, dividido en dos (02) grupos considerando ubicación geográfica,

Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Tumbes, Máncora y Zarumilla.

Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Piura, Chulucanas, Sullana, Paita.

Alternativa II: Parque de Transformadores del AD1 en tres (03) grupos, agrupados según sistemas eléctricos cercanos.

- Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Tumbes, Máncora y Zarumilla.
- Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Paita, El Arenal, Sullana.
- Grupo III: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Piura, Chulucanas.

Alternativa-I		x	Alternativa-II		x
Grupo	SET		Grupo	SET	
G1	Zarumilla	x	G1	Zarumilla	x
	Puerto-Pizarro	x		Puerto-Pizarro	x
	Tumbes	x		Tumbes	x
	Máncora	x		Máncora	x
G2	El-Arenal	x	G2	El-Arenal	x
	Paita	x		Paita	x
	Paita-Industrial	x		Paita-Industrial	x
	Tierra-Colorada	x		Tierra-Colorada	x
	Pochos	x		Pochos	x
	Sullana	x		Sullana	x
	Piura-Centro	x	G3	Piura-Centro	x
	Castilla	x		Grau	x
	Grau	x		La-Unión	x
	Morropón	x		Sechura	x
	Loma-Larga	x		Constante	x
	La-Unión	x		Morropón	x
	Sechura	x		Loma-Larga	x
	Constante	x		Castilla	x

C,5,5, Resultados de Optimización

A continuación, se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Resultados Alternativa 1

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
1_G1_TP-060	Mancora	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Puerto Pizarro	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Tumbes 1	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Zarumilla	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
1_G2_TP-060	Castilla	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Constante	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	El Arenal	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Grau	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	La Union Enosa	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Loma Larga	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Morropon	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Paita	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Paita Industrial	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Piura Centro	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Poechos	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Sechura	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Sullana	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Tierra Colorada	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
Total general				391.04	417.70	445.14	474.09	496.24

Como se observa, según la alternativa 1, para el AD1 se necesita en total dos transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA, A ubicarse en las SETs Tumbes y Grau.

Resultados Alternativa 2

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
1_G1_TP-060	Mancora	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Puerto Pizarro	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Tumbes 1	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
	Zarumilla	Móvil	Tumbes 1	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82
1_G2_TP-060	El Arenal	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
	Paita	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
	Paita Industrial	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
	Poechos	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
	Sullana	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
	Tierra Colorada	Móvil	Paita Industrial	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30
1_G3_TP-060	Castilla	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Constante	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Grau	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	La Union Enosa	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Loma Larga	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Morropon	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Piura Centro	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
	Sechura	Móvil	Grau	21.19	22.74	24.33	26.02	27.31
Total general				343.98	366.73	386.55	403.85	417.56

Como se observa, según la alternativa 2, para el AD1 se necesita en total tres (3) transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA, A ubicarse en las SETs Tumbes, Paita Industrial y Grau.

Por tanto, la alternativa seleccionada, será aquella que presente el menor costo total de confiabilidad.

C,5,6, Selección de Alternativas

A continuación, se resume los resultados de las alternativas evaluadas, para brindar confiabilidad a toda el Área de Demanda 1:

ALTERNATIVAS	GRUPOS	SETs	COSTO CONFIABILIDAD (Modelo Reseva)	COSTO TOTAL CONFIABILIDAD (2029)
Alternativa 1	Grupo I	Zarumilla, Puerto Pizarro, Tumbes, Mancora	\$ 1,014,971.85	\$ 3,968,253.85
	Grupo II	El Arenal, Paita, Paita Industrial, Tierra Colorada, Poechos, Sullana, Piura Centro, Grau, La Unión, Sechura, Constante, Morropón, Loma Larga, Constante	\$ 2,953,282.01	
Alternativa 2	Grupo I	Zarumilla, Puerto Pizarro, Tumbes, Mancora	\$ 1,014,971.85	\$ 4,413,622.84
	Grupo II	El Arenal, Paita, Paita Industrial, Tierra Colorada, Poechos, Sullana.	\$ 1,681,036.42	
	Grupo III	Piura Centro, Grau, La Unión, Sechura, Constante, Morropón, Loma Larga, Constante	\$ 1,717,614.57	

De la tabla anterior, se observa que la mejor alternativa es la N° 1, por presentar el menor costo de confiabilidad, Por tanto, para brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores del AD1, se requiere contar con dos (2) transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA.

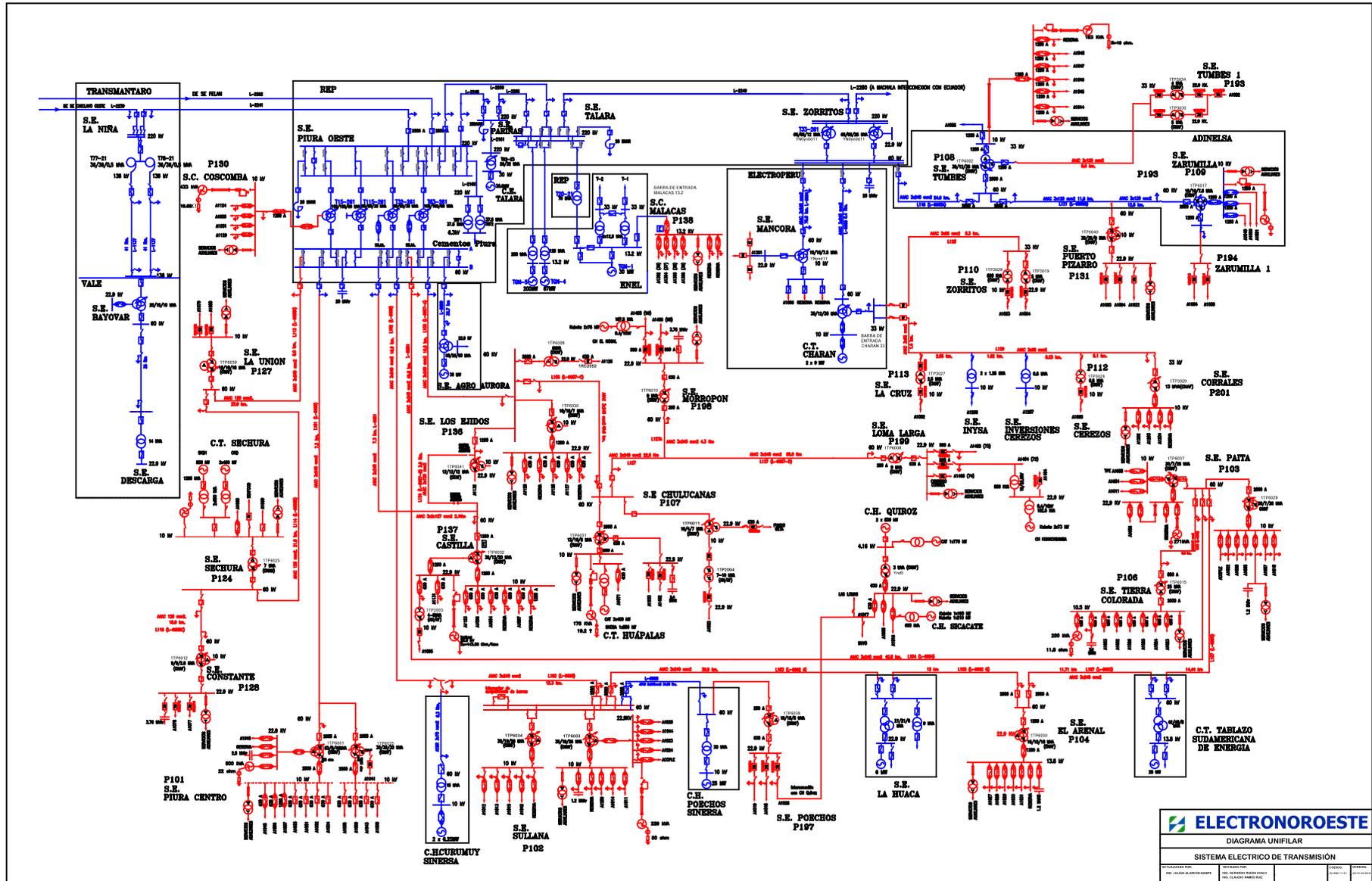
C,6, Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

Actualmente en el AD1 se remunera un transformado de reserva de 60/23/10 kV de 30 MVA en la SET Piura Centro, dicha reserva deberá reubicarse a la SET Grau.

Asimismo, considerando los resultados de la aplicación de la metodología para determinar transformadores de reserva del tipo compartida, se requiere la aprobación de un transformador de reserva adicional al que ya cuenta el AD1 en 60/23/10 kV – 30 MVA a ubicarse en la SET Tumbes.

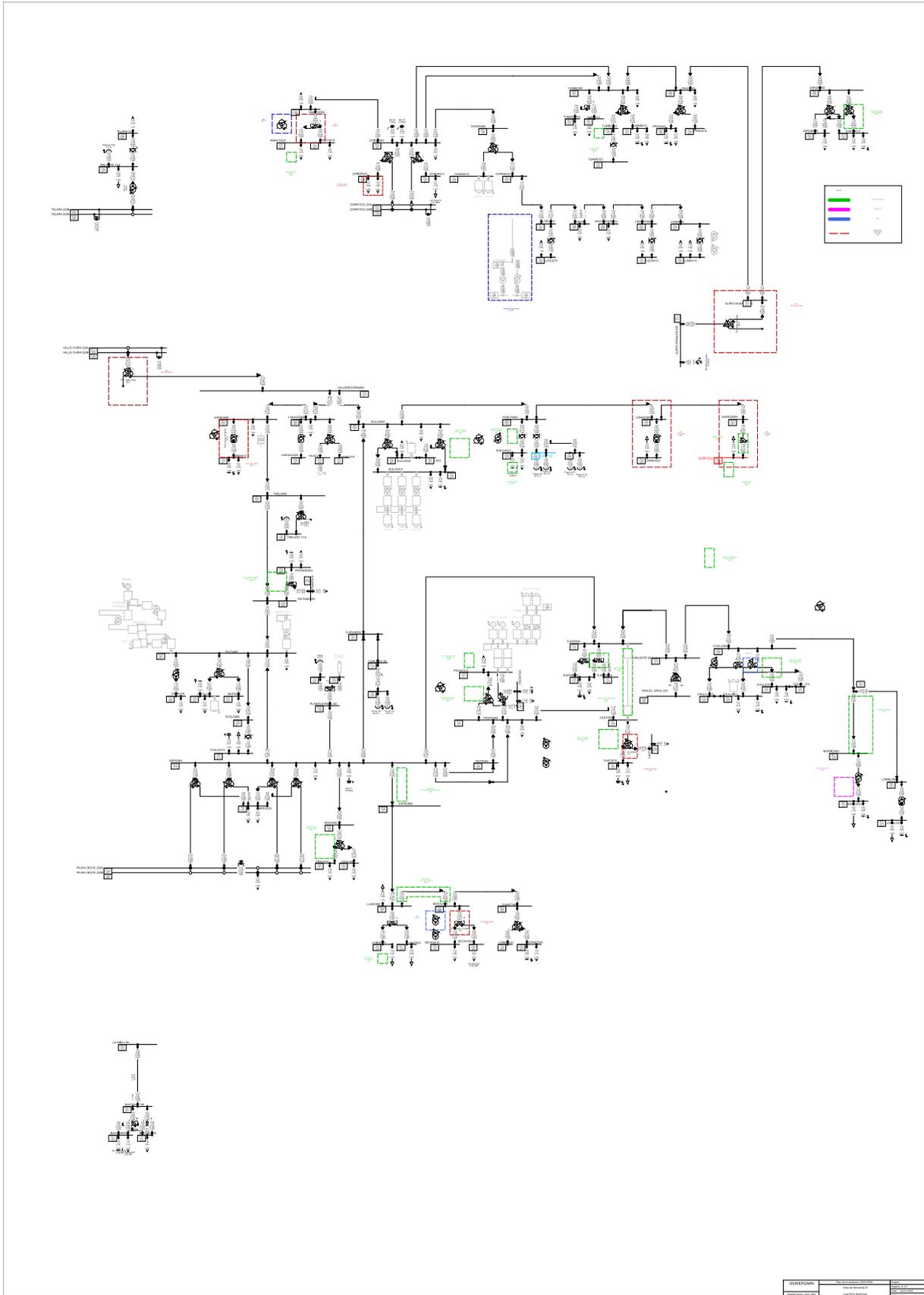
,

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema Actual
según información de Titulares

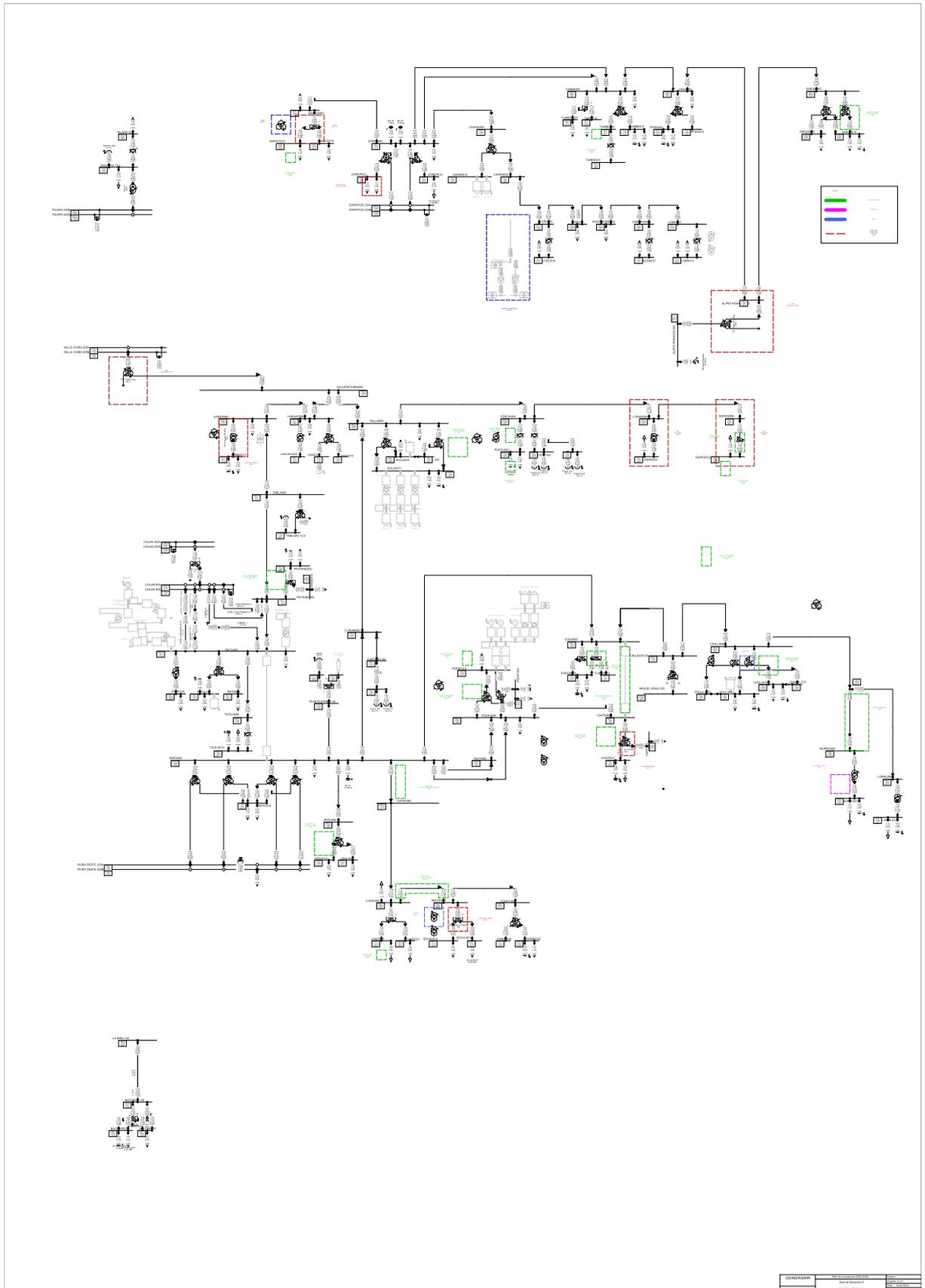


Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

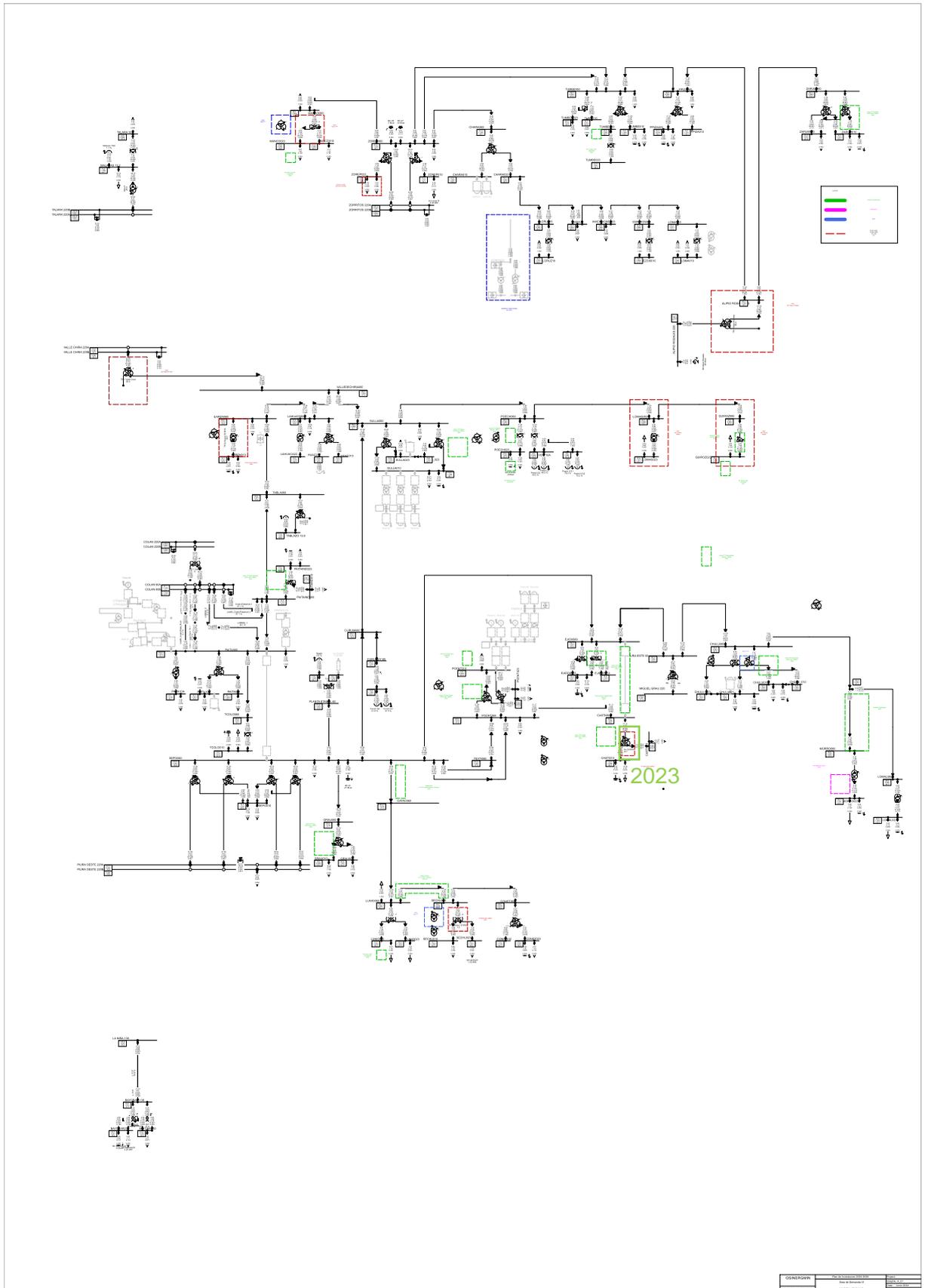
Área de Demanda 1 (Año 2025)



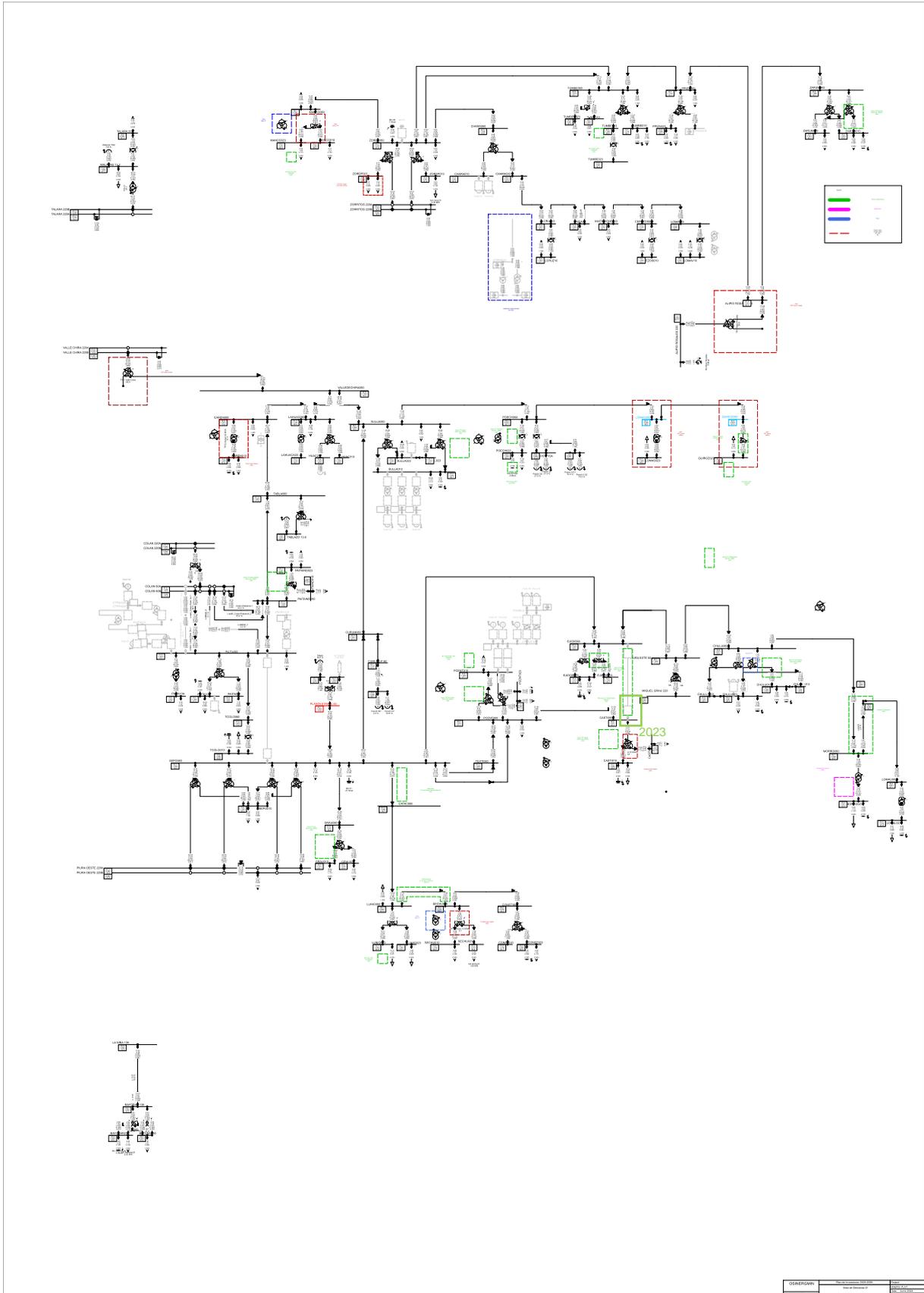
Área de Demanda 1 (Año 2026)



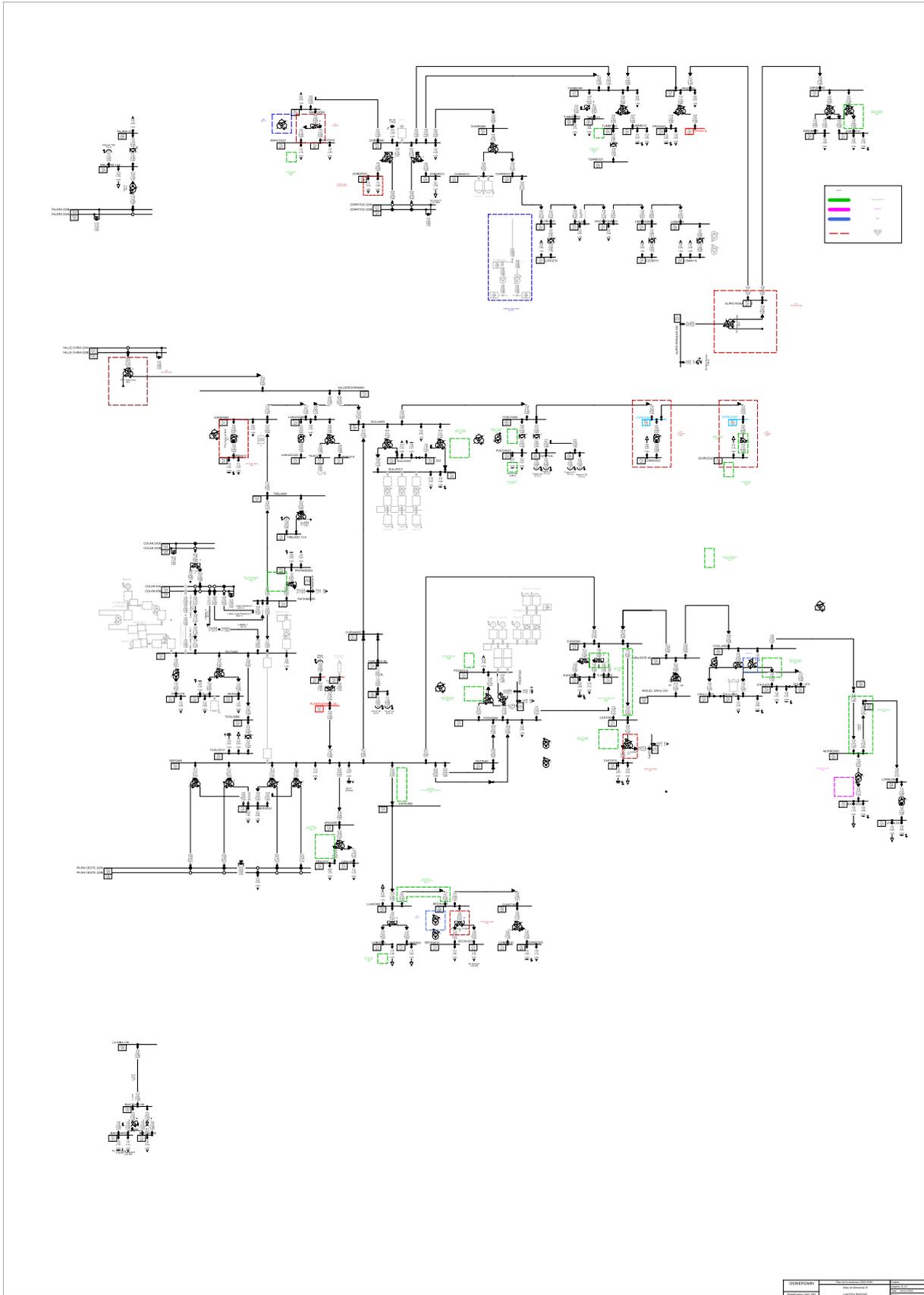
Área de Demanda 1 (Año 2027)



Área de Demanda 1 (Año 2028)



Área de Demanda 1 (Año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029 determinado
por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 1

Proyecto N°	Año previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD
1	2025	ENOSA	01 Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Los Ejidos	71 242
2	2025	ENOSA	02 Celdas de Alimentador 10 kV	SET Paita Industrial	112 812
3	2028	ENOSA	01 Celda de Transformador 60 kV y 01 Celda de Transformador 22,9 kV	SET Los Ejidos	310 118
4	2028	ENOSA	Cambio de conductor LT Castilla – Los Ejidos	Línea	70 192
5	2028	ENOSA	Transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Paita Industrial	898 797
6	2028	ENOSA	LT Derv, Morropón -Morropón incluye celda de línea	SET Morropón	773 405
7	2029	ENOSA	Transformador de reserva 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Tumbes	827 773

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

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

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 1

Programación de Bajas AD01				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 1MVA	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 4 MVA	SET La Cruz
1	Adinelsa	2026	Transformador 60/33/10 kV de 30/12/30 MVA	SET Tumbes
1	Adinelsa	2026	Celda de Transformador 60 kV	SET Tumbes

Anexo G
Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 1

Año	ENOSA		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 725,69	-	1 764,18	-
2023	1 845,38	6,94%	1 830,25	3,75%
2024	1 908,34	3,41%	1 894,80	3,53%
2025	1 955,31	2,46%	1 960,73	3,48%
2026	2 001,76	2,38%	2 028,36	3,45%
2027	2 040,31	1,93%	2 086,83	2,88%
2028	2 079,77	1,93%	2 138,60	2,48%
2029	2 120,15	1,94%	2 189,82	2,40%
2030	2 168,36	2,27%	2 217,46	1,26%
2031	2 218,16	2,30%	2 245,69	1,27%
2032	2 269,58	2,32%	2 274,52	1,28%
2033	2 322,69	2,34%	2 303,96	1,29%
2034	2 377,56	2,36%	2 334,03	1,31%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115] de la PROPUESTA FINAL y de Osinerghmin

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 01 (USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025			184 054	100%	100%
2026	6 053 356	7 869 113	-		
2027	1 907 060	4 239 569	-		
2028	3 318 884	4 492 016	2 052 511	-38,16%	-54,31%
2029	8 388 139	5 974 199	827 773	-90,13%	-86,14%
TOTAL	19 667 428	22 574 898	3 064 338	-84,42%	-86,43%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados 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] Observaciones 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] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.