
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 6

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos regulatorios y criterios utilizados técnicos en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 6¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

ENEL Distribución Perú S.A.A. (en adelante “ENEL”), Statkraft Perú S.A. (en adelante STATKRAFT), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante ADINELSA), Hidrandina S.A. (en adelante HIDRANDINA), Conelsur LT S.A.C. (en adelante CONELSUR), y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 6, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico - económicos presentados por los TITULARES y las respuestas e información complementaria presentadas para absolver las observaciones de Osinergmin.

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

De los TITULARES, ENEL y ADINELSA han presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 6, correspondiente al período 2025-2029.

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

- Se han incluido como nuevas cargas aquellas que cuenten con el sustento documentado.

¹ Área de Demanda 6: Abarca el departamento de Lima y la provincia de Huarney del departamento de Ancash.

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

- 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 6; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Para atender las sobrecargas en los transformadores se analizó 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. En algunos casos, se ha considerado adelantar algunas ampliaciones de SET's.
- Para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplearon los máximos valores de potencia, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico. También se analizaron y plantearon Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1.
- Se ha determinado el modelo de reserva de transformación en función de la información presentada en los formatos y cálculos justificativos obtenidos.
- Se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, resulta pertinente implementar:

- Implementación de la nueva SET La Mar 220/60/10 kV de 180 MVA (incluye Polo de Reserva), Línea de Transmisión 220 kV Deriv. Barsi – Malvinas, completamente subterránea, 1600 mm² XLPE Cu, y Enlaces en 60 kV. Este proyecto se requiere para evitar la sobrecarga del Banco de Transformador TR-1 220/60 kV (180 MVA) de la SET Barsi.
- Ampliación de la SET Huarangal, mediante la implementación del segundo Banco de Transformadores 220/60/10 kV de 180 MVA, por razones de demanda.
- Reemplazo del Transformador TR3 60/10 kV – 25 MVA de la SET Canto Grande por Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA, por razones de demanda.
- Reemplazo del Transformador TR1 60/20/10 kV – 25 MVA de la SET Caudivilla por Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA, por razones de demanda.
- Derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Oquendo hacia la SET Filadelfia por sobrecarga de Líneas hacia SET Filadelfia. Esta derivación es completamente subterránea 1,3 km, 1200 mm² XLPE Cu.
- Nueva Línea 60 kV Chillón – Oquendo, simple terna, con un tramo aéreo 1,8 km de 500 mm² AAAC y un tramo subterráneo 5,9 km 1200 mm² XLPE Cu por el criterio de confiabilidad N-1.

- Derivación de la Línea 60 kV Huarangal – Comas hacia la SET Caudivilla, doble terna completamente subterráneo de 0,38 km, 1200 mm² XLPE Cu por el criterio de confiabilidad N-1.
- Reforzamiento de la Línea 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (0,25 km), que considera el cambio del calibre del conductor a 1600 mm² XLPE Cu por el criterio de confiabilidad N-1.
- Renovación de las Celdas 10 kV de las SET Chavarría, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: treinta y un (31) Celdas 10 kV (2 celdas de transformador, 3 celdas de medición, 3 celdas de acoplamiento y 23 celdas de alimentador).
- Renovación de las Celdas 10 kV de las SET Barsi, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: veintinueve (29) Celdas 10 kV (2 celdas de transformador, 3 celdas de medición, 3 celdas de acoplamiento y 21 celdas de alimentador).
- Rotación del Transformador 60/10 kV – 25 MVA, reemplazado en la SET Canto Grande, hacia la SET Mirador para reemplazar al Transformador existente 25 MVA, el cual se da de Baja por antigüedad y deterioro.
- Rotación del Transformador 60/10 kV – 25 MVA, reemplazado en la SET Caudivilla, hacia la SET Ancón para reemplazar al Transformador existente 6 MVA, el cual se da de Baja por antigüedad y deterioro.
- Cambio de posición de Transformadores en la SET Santa Marina: cambio del nuevo Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA de la posición 1 a la posición 2 y cambio del Transformador 60/20/10 kV – 25 MVA de la posición 2 a la posición 1.
- Reconocimiento de dos estructuras de transición para la Derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Mirones (SST) hacia la nueva SET José Granda.
- Implementación de 11 Celdas de Alimentador en diferentes SET's por razones de demanda.
- Renovación, por antigüedad y deterioro, de Transformador disponible para reserva 60/10 kV en SET Tacna de 25 MVA por un nuevo transformador en 60/10 kV - 25 MVA.
- Renovación de las celdas en SET Andahuasi, que incluye el reemplazo de las celdas de transformador 60 kV y 23 kV, así como de dos (2) Celdas de Alimentador; sin embargo, no se incluyen los módulos de centro de control y de telecomunicaciones solicitados por ADINELSA.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 6, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 6
Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 06	73 613 899	15	575	118
ENEL	73 124 541	15	575	114
MAT				
Celda	6 401 588			6
Línea	14 890 412	3.85		1
Transformador	14 255 383		420	3
Banco				
AT				
Celda	8 582 921			16
Línea	21 744 443	10.93		14
Transformador	2 745 091		155	5
Banco				
MT				
Celda	4 504 703			69
Banco				
ADINELSA	489 358			4
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	253 232			1
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	236 126			3
Banco				

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

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN.....	12
3. PROPUESTA INICIAL	17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	18
3.2.1 Proyectos propuestos	18
3.2.2 Inversiones propuestas.....	20
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	22
5. PROPUESTA FINAL	26
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	26
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	27
5.2.1 Proyectos propuestos	27
5.2.2 Inversiones propuestas.....	29
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	31
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	31
6.1.1 Información Base	32
6.1.1.1 Ventas de energía.....	32
6.1.1.2 Variables explicativas	32
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....	32
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	32
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	32
6.1.5 Proyección Global.....	34
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	35
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	38
6.2.1 Consideraciones	39
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	39
6.2.3 Análisis de Alternativas.....	48
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Norte	48
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huaral-Chancay, Huacho y Supe	65
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Huarmey	66
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Andahuasi	66
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	67
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	67
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	68
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
8. ANEXOS.....	72
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL	73
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	149
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	166
ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN	186
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS.....	190
9. REFERENCIAS	192

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, 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 6, para el período mayo 2025 - abril 2029.

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

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

Los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)², aprobada con Decreto Ley N° 25844, señala que el sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica .

Asimismo, el artículo 43³ de la LCE indica que las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas.

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;

(...)

Ahora bien, el artículo 44 de la LCE⁴ señala que la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independiente si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

También, el numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832 establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) son aquellas cuya puesta en operación comercial es posterior a la fecha de promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”) en la LCE.

El artículo 139 del RLCE establece los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

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

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

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por 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. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGHMIN; asimismo, este último 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.

(...)

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2021-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 080-2022-OS/CD (modificada con Resolución N° 145-2022-OS/CD) y actualizada con Resolución N° 017-2023-OS/CD (y su modificatoria, Resolución N° 041-2023-OS/CD).
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT" aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD.

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

Osinergmin, 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: <http://www.osinergmin.gob.pe>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: "Empresas", "Electricidad", "Transmisión", "Regulación Tarifaria", "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 ha desarrollado entre los días 22 y 23 de junio de 2023, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico económico de sus propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

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

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de 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 Osinergrmin a sus estudios.

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

Publicación del Proyecto de Resolución

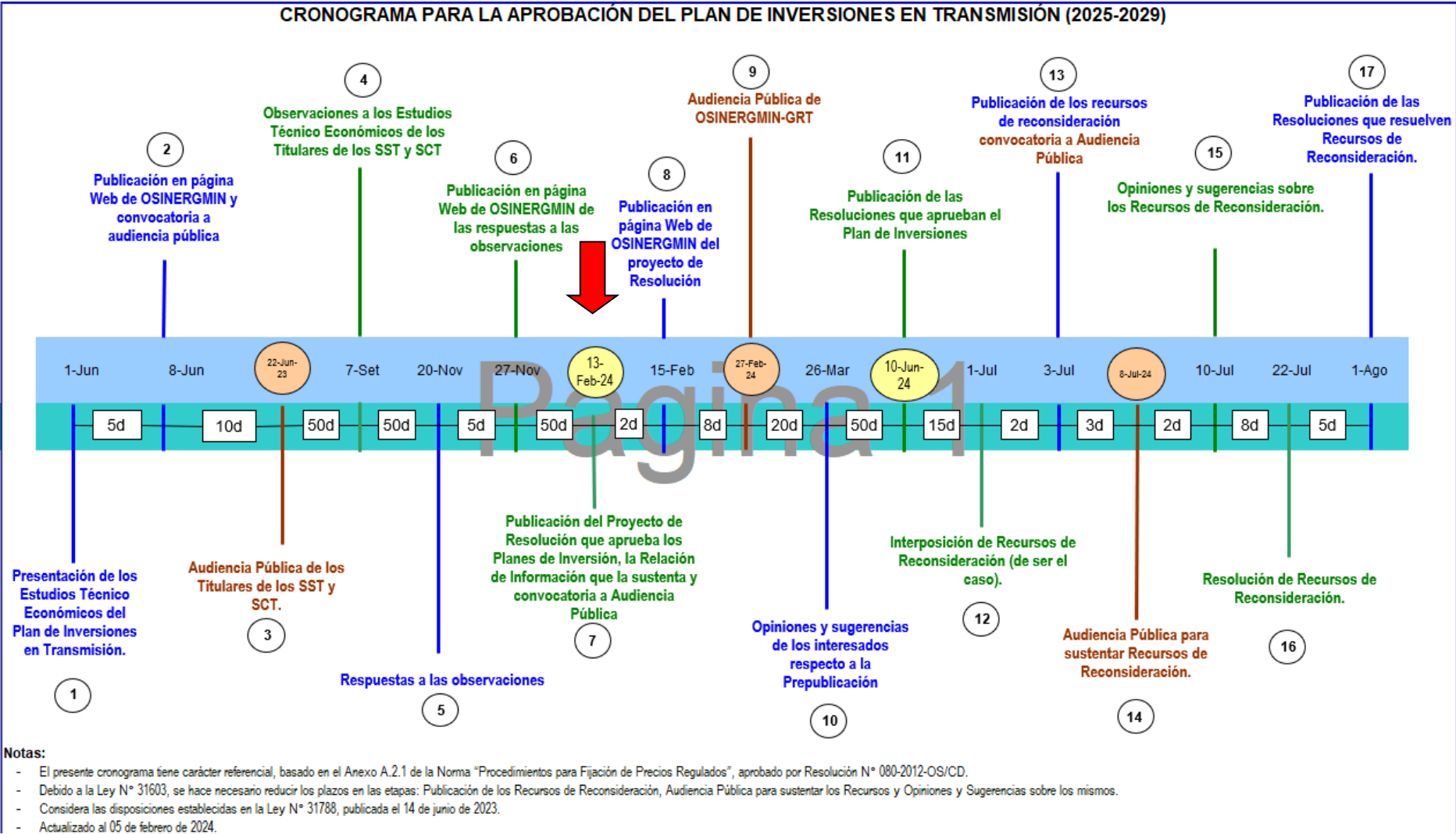
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinergrmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024,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

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

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

En la Figura 1-1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Figura 1-1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

El Área de Demanda 6 abarca el departamento de Lima y la provincia de Huarney del departamento de Ancash.

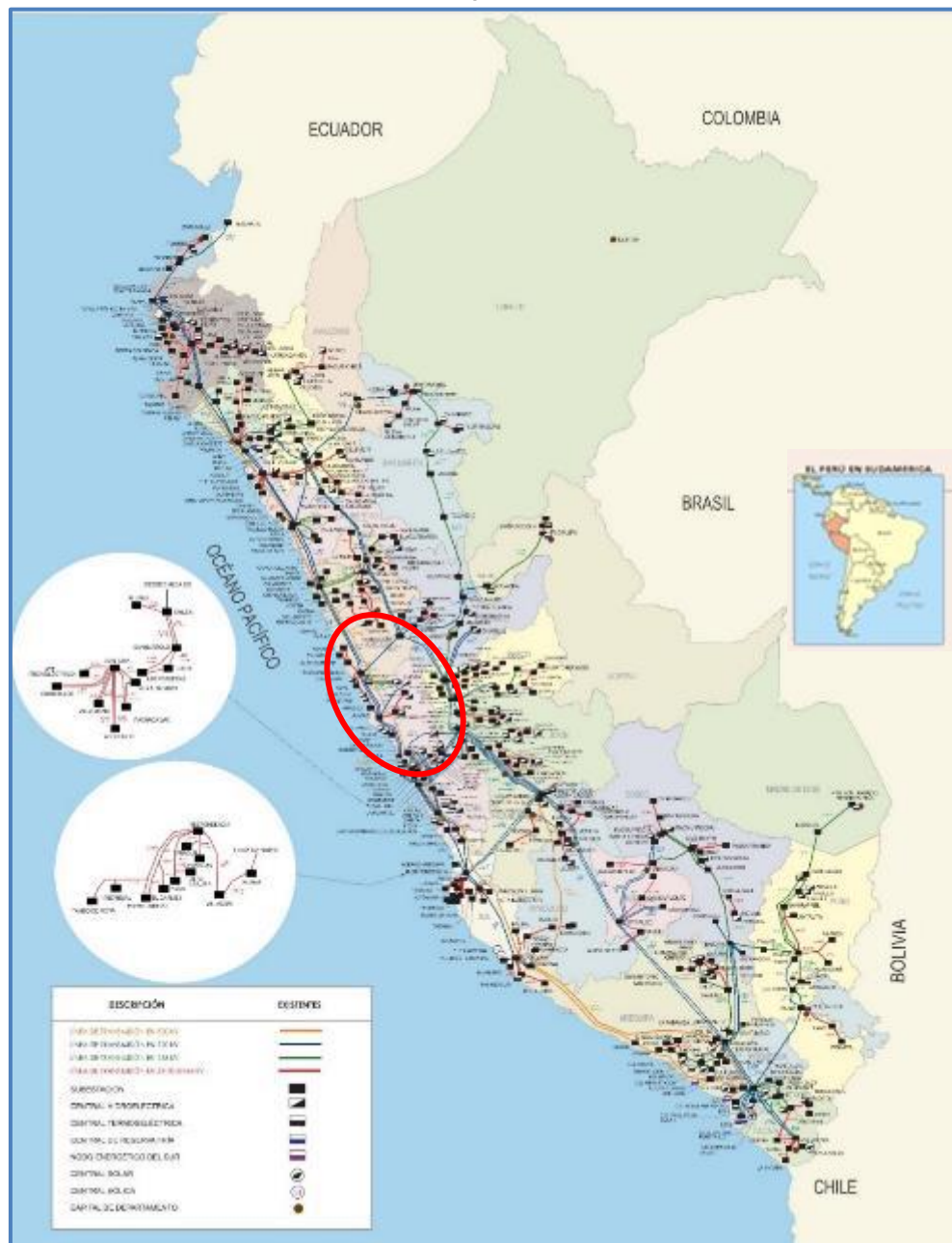
En el Área de Demanda 6 se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: Enel Distribución Perú S.A.A. (en adelante ENEL), Statkraft Perú S.A. (en adelante STATKRAFT), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante REP), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante ADINELSA), Hidrandina S.A. (en adelante HIDRANDINA) y Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR"), en conjunto llamadas "TITULARES".

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD y modificatorias, el Área de Demanda 6 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Lima Norte
- Huaral-Chancay
- Huacho
- Supe-Barranca-Pativilca
- Huarney
- Andahuasi
- Paramonga

En el Gráfico 2-1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 6.

Gráfico 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 6



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

Asimismo, en el Gráfico 2-2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones existente del sistema de transmisión del Área de Demanda 6.

Gráfico 2-2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 6

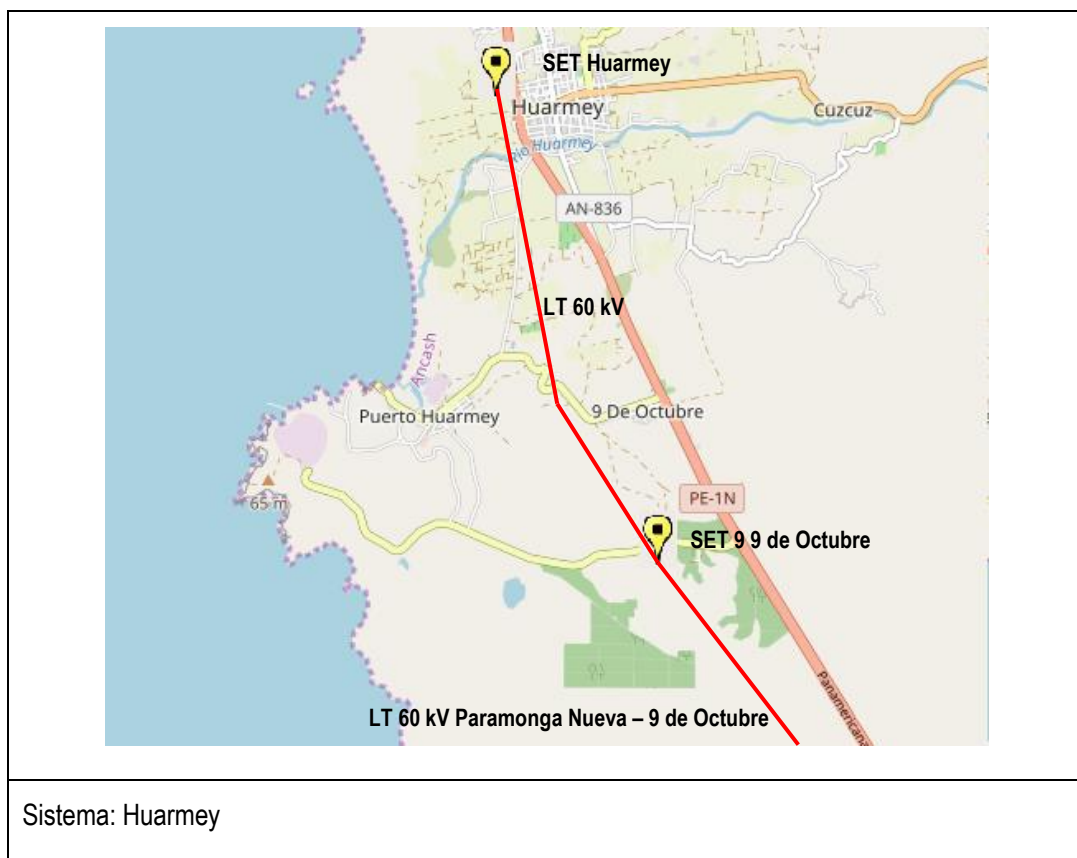




Sistemas: Huaral – Chancay



Sistema: Huacho, Andahuasi, Supe



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante la Carta GRyRI-081-2023, recibida el 31 de mayo de 2023, y Carta N° 152-2023-GT-ADINELSA, recibida el 1 de junio de 2023, ENEL y ADINELSA presentaron los Estudios Técnico Económicos que sustentan su propuesta de Plan de Inversiones del Área de Demanda 6 para el periodo 2025-2029.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria que presentó ENEL, remitida el 23 de agosto de 2023, mediante correo electrónico a requerimiento de Osinergmin.

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

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL de ENEL y ADINELSA han proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 6 sobre la información histórica de las ventas de energía desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. En lo particular, ADINELSA indica que consideró información base hasta el año 2021.

ENEL y ADINELSA, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 6, aplicaron métodos tendenciales y econométricos, la cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección. Por su parte, ENEL señala que considerando el modelo de proyección seleccionado (modelo 5 del formato F-107 de la propuesta inicial de ENEL), se proyectó la demanda de energía de los usuarios regulados para el período 2022-2052.

En la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ENEL y ADINELSA indican que se ha considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Asimismo, ADINELSA enfatiza que consideró las cargas existentes constantes en el horizonte de evaluación aprobadas por Osinergmin en el proceso de modificación del PI 2021-2025. ENEL menciona que el crecimiento de la demanda de los Usuarios Libres se efectuó individualmente, considerando las solicitudes de futuros incrementos de carga efectuados por los mismos. En caso de no disponer de ninguna solicitud o información relativa al incremento de la demanda de cada usuario, consideró demanda constante durante el período

de proyección. Por lo tanto, ENEL y ADINELSA tomaron las cargas existentes como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), consideró aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

Finalmente, para obtener el pronóstico de la demanda del Área de Demanda 6, ENEL y ADINELSA suman la proyección de la demanda de Usuarios Libres a la de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga 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 ENEL y ADINELSA. También, del mismo cuadro se tiene que ENEL propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Lima Norte” de 36% en el año 2029 (1 729,11 MW) respecto del 2022 (1 271,81 MW).

Cuadro 3-1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 6
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Norte	Huaral - Chancay	Huacho	Supe - Barranca - Pativilca	Huarmey	Andahuasi	Paramonga
2022	1 271,81	37,78	30,52	16,60	4,31	5,61	44,05
2023	1 333,30	43,22	32,08	17,78	4,40	6,52	44,09
2024	1 388,54	46,69	33,40	18,53	4,47	7,61	44,10
2025	1 466,42	49,81	34,87	19,27	4,55	8,76	44,12
2026	1 505,05	52,94	35,92	20,01	4,64	10,05	44,15
2027	1 639,35	53,62	36,58	20,32	4,73	10,18	44,19
2028	1 689,35	54,22	37,17	20,64	4,83	10,33	44,23
2029	1 729,11	54,84	37,78	20,96	4,94	10,47	44,28
2030	1 752,36	55,46	38,40	21,28	5,05	10,59	44,34
2031	1 776,10	56,10	39,03	21,61	5,17	10,71	44,40
2032	1 800,32	56,76	39,70	21,96	5,29	10,83	44,47
2033	1 825,05	57,43	40,39	22,31	5,42	10,95	44,54
2034	1 850,31	58,13	41,09	22,67	5,56	11,07	44,63
TC	3,2%	3,7%	2,5%	2,6%	2,1%	5,8%	0,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL de ENEL.
- (2) La demanda del sistema eléctrico Andahuasi, corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA.
- (3) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

3.2.1 Proyectos propuestos

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

PROPUESTA INICIAL de ENEL

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ENEL presentó su PROPUESTA INICIAL incluyendo los siguientes proyectos:

Sistema Lima Norte

(i) Por demanda y/o confiabilidad

- Implementación de la nueva SET Aeropuerto con dos (02) Bancos de Transformadores 220/60/10 kV – 3x60 MVA y un (01) Polo de Reserva 220/60/10 kV – 60 MVA, nueva Línea de Transmisión 220 kV Chavarría – Aeropuerto de tramo subterráneo de 3,3 km más tramo aéreo de 2,10 km, nueva Línea 60 kV Filadelfia - Aeropuerto subterránea de 1,6 km, y Derivación de la Línea 60 kV Oquendo – Filadelfia hacia SET Aeropuerto de 0,26 km.
- Implementación de la nueva SET La Mar con dos (02) Bancos de Transformadores 220/60/10 kV – 3x60 MVA y un (01) Polo de Reserva 220/60/10 kV – 60 MVA, nueva Línea de Transmisión 220 kV San Martín – La Mar subterránea de 3,3 km y tramo aéreo de 16,30 km, nueva Línea 60 kV La Mar - Pershing subterránea de 4,01 km, nueva Línea 60 kV La Mar - Cusco subterránea de 1,10 km, nueva Línea 60 kV La Mar - Maranga subterránea de 1,97 km.
- Implementación de nuevo Banco Transformador 220/60/10 kV – 3x60 MVA en SET Huarangal.
- Implementación de la nueva SET Las Flores con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de 0,81 km de la Línea 60 kV Zárate - Mariátegui hacia la SET Las Flores.
- Implementación de la nueva SET Sinchi Roca con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y nueva Línea 60 kV Chillón – Sinchi Roca con tramos aéreo y subterráneo de 7,3 km y 5,2 km respectivamente.
- Implementación de la nueva SET Pachacútec con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de la Línea 60 kV Zapallal-Chillón hacia la SET Pachacútec, con tramos aéreo y subterráneo de 4,7 km y 1,8 km respectivamente.
- Implementación de veintitrés (23) celdas en media tensión en diversas SET's.

(ii) Otros pedidos por confiabilidad

- Renovación de 35 celdas en 10 kV en SET Barsi por antigüedad (25 alimentadores, 4 acoplamientos, 4 medición y 2 transformación).
- Renovación de 35 celdas en 10 kV en SET Chavarría por antigüedad (24 alimentadores, 4 acoplamientos, 5 medición y 2 transformación).
- Renovación de un (01) Transformador de Potencia 60/10 kV – 6 MVA en SET Ancón.
- Renovación de un (01) Transformador de Potencia 60/10 kV – 25 MVA en SET Mirador.

(iii) Por confiabilidad (reserva de transformación)

- Implementación de un (01) Polo de Reserva de 220/60/10 kV – 60 MVA como reserva fija en SET Mirador.

- Implementación de tres (03) Transformadores de Reserva 60/20/10 kV; uno de 25 MVA en SET Santa Rosa, uno de 25 MVA en SET Ventanilla y uno de 40 MVA en SET Huarangal.
- Implementación de dos (02) Transformadores de Reserva de cambio rápido: uno de 60/20/10 kV – 40 MVA en SET Pershing y uno de 60/20/10 kV – 25 MVA en SET Tacna.

(iv) Por seguridad

- Reubicación y soterramiento de las Líneas 60 kV Ventanilla – Ancón L-669/672 (P15-P21).

Sistema Huaral-Chancay, Huacho y Supe

(i) Por demanda

- Implementación de cuatro (04) celdas en media tensión en SET Supe.

(ii) Por seguridad

- Soterramiento de tramo de línea comprendidos entre las estructuras P50-P65 de la Línea 60 kV Huacho (ENEL) - Huacho (REP) L-685.
- Reubicación y soterramiento de tramo de línea comprendidos entre las estructuras P288 a la P292 de la Línea 60 KV, SET Huacho (ENEL) – Supe L-693.

(iii) Por confiabilidad (reserva de transformación)

- Implementación de un (01) Transformador de Reserva 220/66 kV – 50 MVA en SET Medio Mundo.

PROPUESTA INICIAL de ADINELSA

- Renovación de la celda de transformador en 60 kV y dos celdas de alimentador 22,9 kV en la SET Andahuasi por renovación de equipos. Asimismo, incluyó en su propuesta los módulos de centro de control y de telecomunicaciones.

3.2.2 Inversiones propuestas

Los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT del PI 2025-2029 para el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ENEL y ADINELSA, son los que se resumen en el Cuadro 3-2.

Cuadro 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 06
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total ENEL	258 521 178	57,02	1515	223
MAT				
Celda	18 992 656			15
Línea	76 722 828	21,70		3
Transformador	4 969 058		180	3
Banco	27 624 170		900	6
AT				
Celda	33 784 653			40

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Línea	71 874 579	35,32		16
Transformador	8 824 725		315	9
Banco				
MT				
Celda	15 728 509			131
Banco				
Total ADINELSA	706 302			3
AT				
Celda	435 887			1
Línea				
Transformador				
MT				
Celda	270 416			2
Línea				
Transformador				

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través del Oficio N° 1523-2023-GRT y Oficio N° 1538-2023-GRT, el 7 de setiembre de 2023, Osinergrmin remitió a ENEL y ADINELSA, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico Económicos como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinergrmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del PI 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.

Las 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.

Además, se indicó que ENEL y ADINELSA revisen 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 PI 2025-2029.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ENEL son las siguientes:

- En la proyección de demanda regulada presentada por ENEL, no se está considerando la energía correspondiente del sistema eléctrico Sayán-Humaya. Al respecto, se requiere que ENEL verifique lo observado y realice las correcciones donde correspondan.
- Se ha verificado que los valores históricos de las variables explicativas de las proyecciones de ventas de energía a usuarios regulados consignados por ENEL en los formatos F-100 no son los aprobados en la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025). Se debe justificar los valores considerados.
- ENEL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ENEL debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- ENEL no precisa si solicita se retiren y/o modifiquen Elementos aprobados en el PI 2021-2025; adicionalmente, tampoco se observa la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a ENEL completar la información faltante.
- De acuerdo al numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS, en su propuesta ENEL debe 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; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

En ese sentido, ENEL debe demostrar que ya no es posible aprovechar las instalaciones existentes, presentando la información sustentatoria y no solo descartando alternativas sin mayor análisis, antes de solicitar la aprobación de nuevas subestaciones.

- En los casos que corresponda a nuevas inversiones, ENEL deberá cumplir con presentar su ESTUDIO cumpliendo el análisis técnico y selección de la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio y cumpliendo con los criterios de eficiencia técnica y económica.
- En el caso de la propuesta de líneas de transmisión, corresponde evaluar las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme la NORMA TARIFAS. Para las nuevas líneas de transmisión propuestas, ENEL no presenta los sustentos que permita verificar la viabilidad técnica de dichas líneas, ya sea aérea o subterránea. Al respecto, dicha información resulta relevante para la evaluación correspondiente.
- Respecto a la solicitud de reemplazo de Elementos por razones de antigüedad, es necesario que ENEL desarrolle y sustente en su propuesta evidencia de que la antigüedad ha deteriorado los elementos que hace

imperativo su renovación pues afecta su normal operación, descartando además acciones como mantenimientos, que permitirían a los elementos continuar en servicio sin afectar los índices de confiabilidad y continuidad. La antigüedad de un Elemento por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su renovación.

- ENEL deberá presentar la información completa y actualizada del parque de transformadores del Área de Demanda 6 (“AD6”), incluyendo los transformadores de reserva y disponibles, remunerados por la demanda, así como especificar las rotaciones efectuadas que no fueron aprobadas en los Planes de Inversiones.
- Se solicita reevaluar los criterios para los agrupamientos considerados en el análisis de necesidades de transformadores de reserva, y de ser el caso, sustentar las razones técnicas que impiden considerar agrupamientos de transformadores de similares tensiones y/o potencias.
- En lo que respecta a la propuesta por razones de seguridad, la evaluación será realizada por la División de Supervisión de Electricidad (DSE), quien validará y/o propondrá la relación de Elementos a incluirse en el Plan de Inversiones o en su modificación, conforme el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA, referidas al Área de Demanda 6, son las siguientes:

- ADINELSA no ha presentado el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (en adelante, “NORMA TARIFAS”).
- ADINELSA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- No se ha presentado el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Se requiere que ADINELSA presente los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- ADINELSA no ha desarrollado el estudio de demanda, indica haber tomado la “demanda aprobada por Osinergmin en el proceso de modificación del PI 2021-2025” y señala que “resume los resultados de la proyección de demanda poniendo énfasis en el sistema de Andahuasi”. De igual modo, no desarrolla el diagnóstico del Área de Demanda, no presenta alternativas y la solicitud de nuevas celdas no está acompañada de sustento alguno.
- ADINELSA no ha presentado los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO del AD6 no contiene los formatos F-000, F-100, F-200 y F-300 (completos).
- ADINELSA sustenta la propuesta de renovación de equipos por antigüedad, presentando una lista de equipos y adjuntando fotos de tabla de datos técnicos de interruptores de potencia, recloser, entre otros, en las cuales no

se aprecia las fechas de fabricación, no se identifica a qué Elemento pertenece y/o no cumplen con los 30 años de vida útil en el periodo tarifario (2025-2029). No presenta pruebas o informes de mantenimiento, donde se verifique el estado actual de las celdas que solicita se renueven.

- Se solicita evaluar la renovación de todas las celdas en 60 y 22,9 kV de titularidad de ADINELSA, en caso cumplan con lo señalado en los párrafos precedentes, a fin de que la renovación se realice en un solo proyecto.
- ADINELSA debe sustentar el requerimiento de módulos de centro de control y telecomunicaciones, debido a que estos módulos son aprobados para nuevas SET's.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, con Carta GRyRI-175-2023 de fecha 20 de noviembre del 2023, y Carta N° 286-2023-GT-ADINELSA de fecha 20 de noviembre del 2023, las empresas ENEL y ADINELSA presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso.

Adicionalmente, con Carta N° HDNA-GR/CF-0806-2023, de fecha 20 de noviembre de 2023, HIDRANDINA presentó sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su propuesta inicial del PI 2025-2029 referida al Área de Demanda 3; sin embargo, dentro de la relación de Elementos que formaron parte de su propuesta final, HIDRANDINA incluyó un Transformador de Potencia 60//22,9/10 kV – 15 MVA para la SET Huarmey.

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 Osinergmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita expresar sus comentarios respecto de los temas observados. – [Ver Referencia 3].

Los análisis de las respuestas a las observaciones se han desarrollado en el Anexo A del presente informe.

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, la proyección de la demanda de ENEL se identifica un incremento de carga en el sistema eléctrico “Supe-Barranca-Pativilca” resultando mayor en todos los años de proyección, respecto a su PROPUESTA INICIAL, sustentada por una nueva demanda “AVALEZA - Grupo Virú S.A.” de 7 MW en la SET Supe.

Mientras que, la PROPUESTA FINAL de ADINELSA presenta una disminución de carga en el sistema eléctrico “Andahuasi”, respecto a su PROPUESTA INICIAL, debido a la modificación de clientes libres existentes que se atienden desde la SET Andahuasi.

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 ENEL y ADINELSA. Del mismo cuadro, se determina que ENEL propone un incremento de demanda para el sistema “Lima Norte” de 34,9% en el año 2029 (1720,85 MW) respecto del 2022 (1275,88 MW). Asimismo, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para el mismo sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 3,2% a 3,0%.

Cuadro 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 6
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Norte	Huaral - Chancay	Huacho	Supe - Barranca - Pativilca	Huarmey	Andahuasi	Paramonga
2022	1 275,88	37,71	30,40	16,79	4,76	5,87	50,32
2023	1 327,68	42,53	31,99	19,39	4,86	6,56	50,37
2024	1 394,14	45,44	33,28	20,90	5,00	6,99	50,44
2025	1 503,33	48,36	34,51	22,45	5,14	7,41	50,52
2026	1 552,72	51,29	35,75	24,01	5,28	7,84	50,59
2027	1 682,33	51,96	36,24	24,32	5,42	8,01	50,67
2028	1 695,26	52,58	36,61	24,63	5,57	8,19	50,74
2029	1 720,85	53,20	36,98	24,96	5,71	8,38	50,81
2030	1 739,65	53,73	37,26	25,22	5,85	8,62	50,88
2031	1 758,80	54,26	37,54	25,49	5,98	8,87	50,95
2032	1 778,28	54,80	37,83	25,77	6,12	9,14	51,01
2033	1 798,11	55,34	38,13	26,05	6,26	9,41	51,08
2034	1 818,32	55,90	38,44	26,34	6,40	9,70	51,15
TC	3,0%	3,3%	2,0%	3,8%	2,5%	4,3%	0,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL de ENEL.
- (2) La demanda del sistema eléctrico Andahuasi, corresponde a la PROPUESTA FINAL de ADINELSA.
- (3) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

5.2.1 Proyectos propuestos

PROPUESTA FINAL de ENEL

Sistema Lima Norte

(i) Por demanda y/o confiabilidad

- Implementación de nueva Línea de Transmisión 60 kV Chillón – Oquendo, con tramos de 5,9 km en cable subterráneo y 1,8 km con conductor aéreo, y celdas de línea respectivas.
- Implementación de nueva Línea de Transmisión 60 kV Filadelfia – Izaguirre de 5,2 km en cable subterráneo.
- Repotenciación de la Línea de Trasmisión 60 kV Santa Rosa Nueva – Santa Rosa Antigua (L-6708) de 0,4 km en cable subterráneo.

- Implementación de una derivación de Línea de Transmisión 60 kV Chillón – Naranjal en tramos de 0,9 km en cable subterráneo y 0,6 km con conductor aéreo.
- Implementación de la nueva SET La Mar con un (01) Banco de Transformador 220/60/10 kV – 3x60 MVA y un (01) Polo de Reserva 220/60/10 kV – 60 MVA, derivación de la Línea de Transmisión 220 kV Barsi - Malvinas hacia la SET La Mar subterránea de 4,0 km y Línea de Transmisión 60 kV La Mar-Maranga subterránea de 2,6 km.
- Implementación de nuevo Banco Transformador 220/60/10 kV – 3x60 MVA en SET Huarangal.
- SET Las Flores con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de 0,5 km de la Línea 60 kV Zárate - Mariátegui hacia la SET Las Flores.
- Implementación de la nueva SET Sinchi Roca con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de 2,4 km de la Línea 60 kV Huarangal – Comas hacia la SET Sinchi Roca.
- Implementación de la nueva SET Pachacútec con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de 4,7 km de la Línea 60 kV Zapallal – Ventanilla hacia la SET Pachacútec.
- Implementación de 23 celdas en media tensión en diversas SET's.
- Cambio de posición de Transformadores en la SET Santa Marina: cambio del nuevo Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA de la posición 1 a la posición 2 y cambio del Transformador 60/20/10 kV – 25 MVA de la posición 2 a la posición 1.

(ii) Otros pedidos por confiabilidad

- Renovación por deterioro y antigüedad de 34 celdas en media tensión en la SET Barsi (24 alimentadores, 4 acoplamientos, 4 medición y 2 transformación).
- Renovación por deterioro y antigüedad de 35 celdas en media tensión en SET Chavarría (24 alimentadores, 4 acoplamientos, 5 medición y 2 transformación).
- Renovación por deterioro y antigüedad de un (01) Transformador de Potencia 60/10 kV – 6 MVA en SET Ancón.
- Renovación por deterioro y antigüedad de un (01) Transformador de Potencia 60/10 kV – 25 MVA en SET Mirador.

(iii) Por confiabilidad (reserva de transformación)

- Implementación de un (01) Polo de Reserva 220/60/10 kV – 60 MVA como reserva fija en SET Mirador.
- Implementación de tres (03) Transformadores de Reserva 60/20/10 kV: una de 25 MVA en SET Malvinas, una de 25 MVA en SET Puente Piedra y una de 40 MVA en SET Chavarría.
- Implementación de un (01) Transformador de Reserva de cambio rápido: 60/20/10 kV – 40 MVA en SET Pershing
- Reemplazo de un (01) Transformador disponible para reserva 60/20/10 kV – 25 MVA en SET Tacna.

Sistema Huaral-Chancay, Huacho y Supe**(i) Por demanda**

- Implementación de cuatro (04) celdas en media tensión en SET Supe.

(ii) Por seguridad

- Soterramiento de los tramos de línea desde las estructuras P50 – P52 y P60 al P61 de la LT en 66 kV SET Huacho (Rep) – SET Huacho (ENEL) L-685.

(iii) Por confiabilidad (reserva de transformación)

- Implementación de un (01) Transformador de Reserva 220/60/10 kV de 50 MVA en SET Medio Mundo, que se compartirá con SET Lomera para el Área de Demanda 6.

PROPUESTA FINAL de ADINELSA

- Renovación por antigüedad de las celdas de transformador 60 y 22,9 kV y dos celdas de alimentador 22,9 kV en la SET Andahuasi. Asimismo, incluyó en su propuesta los módulos de centro de control y de telecomunicaciones.

PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA

- Con Carta N° HDNA-GR/CF-0806-2023, de fecha 20 de noviembre de 2023, HIDRANDINA presentó sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su propuesta inicial del PI 2025-2029 referida al Área de Demanda 3; sin embargo, dentro de la relación de Elementos que formaron parte de su propuesta final, HIDRANDINA incluyó un Transformador de Potencia 60//22,9/10 kV – 15 MVA para la SET Huarmey que pertenece al Área de Demanda 6.

5.2.2 Inversiones propuestas

El Cuadro 5-2 muestra un resumen de los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT del Área de Demanda 6, período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ENEL, ADINELSA e HIDRANDINA.

Cuadro 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 6
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total ENEL	130 529 147	27,82	910	192
MAT				
Celda	7 742 208			6
Línea	15 470 557,92	4		1
Transformador	4 736 210		170	3
Banco	9 241 757		360	2
AT				
Celda	17 850 540			26
Línea	53 353 153	23,82		13
Transformador	10 129 317		380	11
Banco				
MT				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celda	12 005 405			130
Banco				
Total ADINELSA	779 900			4
AT				
Celda	403 691			1
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	376 209			3
Banco				
Total HIDRANDINA	1 125 370		15	1
AT				
Celda				
Línea				
Transformador	1 125 370		15	1

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por ENEL y ADINELSA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.osinergmin.gob.pe> [Ver Referencia – 4]

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 6, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, considerando que en los Estudios presentados por ENEL y ADINELSA se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los formatos y/o los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.
- Los factores de expansión de pérdidas considerados para el sistema eléctrico “Huarmey” de Hidrandina no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios

indicados en el marco normativo. En ese sentido, Osinerghmin ha proyectado la demanda eléctrica, cuya metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 6, 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 correspondiente al año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinerghmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores al 2022 se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, número de clientes y la tarifa real promedio. El detalle está en el Anexo B del presente informe.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

En el Área de Demanda 6, ENEL, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 188 cargas nuevas, de las cuales 117 no fueron tomadas por Osinerghmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Por su parte, ADINELSA, en su PROPUESTA INICIAL, consignaba como nuevas demandas a siete cargas consideradas en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Al respecto, estas cargas fueron evaluadas junto con la información presentada por ENEL, resolviendo seleccionar dichas cargas en la proyección de demanda.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 78 nuevas cargas que cumplen con los criterios y formalidad que señala la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro 6-1 se muestra los valores de Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas por Subestación, consideradas en la proyección del Área de Demanda 6.

Cuadro 6-1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas e Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CANTO GRANDE	CANTO10 / 10A	10	-	0,2	0,5	0,8	1,2	1,3	1,5	1,5
CAUDIVILLA	CAUDI10A / 10B	10	-	0,9	1,9	2,8	3,8	5,3	5,5	5,5
CHAVARRÍA	CHAVA10	10	-	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7
COMAS	COMAS10	10	-	0,3	0,7	1,0	1,4	1,7	1,7	1,7
COMAS	COMAS20	20	-	0,1	3,5	4,5	5,2	6,2	6,2	6,2
FILADELFIA	FILAD20	20	-	0,5	2,0	4,0	5,5	7,5	7,5	7,5
HUARANGAL	HUARAN10	10	-	0,3	0,5	0,8	1,1	1,3	1,3	1,3
INDUSTRIAL	INDUS20	20	-	0,7	1,4	2,1	2,8	3,5	3,5	3,5
INFANTAS	INFAN10	10	-	-	0,3	0,5	0,8	1,1	1,3	1,3
MALVINAS	MALVI10	10	-	0,6	1,6	2,2	3,2	3,2	3,2	3,2
MIRONES	MIRON10A	10	-	-	0,1	0,3	0,5	0,7	0,7	0,7
NARANJAL	NARA10A / 10B	10	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0
OQUENDO	OQUEN20	20	-	2,1	4,4	7,4	9,7	10,9	11,1	11,1
OQUENDO	OQUEN10A	10	-	-	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,5
PANDO	PANDO10A / 10B	10	-	2,8	5,7	10,8	13,5	16,3	16,3	17,3
PUENTE PIEDRA	PPIED10 / 10B	10	-	0,4	1,2	2,0	2,5	3,0	3,2	3,2
SANTA MARINA	SMARI10	10	-	0,3	0,6	0,7	0,9	1,1	1,1	1,5
SANTA MARINA	SMARI20A	20	-	-	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
SANTA ROSA	SROS10B	10	-	0,3	0,6	0,8	1,1	1,7	1,9	1,9
TOMAS VALLE	TVALLE10 / 10A	10	-	0,1	0,4	0,7	1,0	1,3	1,6	1,6
TOMAS VALLE	TVALLE20	20	-	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,5	1,5
UNI	UNI10	10	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
VENTANILLA	VENTA10 / 10A	10	-	1,3	4,5	6,4	8,2	10,1	10,6	10,6

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ZAPALLAL	ZAPALL10A	10	-	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,3	1,3
ZARATE	ZARATE10A / 10B	10	-	1,2	3,6	5,2	6,5	7,8	7,8	7,8
HUARAL	HUARL10	10	-	-	0,1	0,2	0,4	0,6	0,6	0,6
CHANCA	CHAN10	10	-	-	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0
CHANCA	CHAN20	20	-	0,5	1,1	1,6	2,2	2,7	2,7	2,7
MEDIO MUNDO	MMUNDO20	20	-	-	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,3
BARSI	BARSI60	60	-	-	-	-	50,7	109,1	109,1	109,1
SANTA MARINA	SMARI60	60	-	-	1,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
MALVINAS	MALVIN60	60	-	-	-	-	-	34,7	34,7	34,7
FILADELFIA	FILAD60	60	-	-	-	-	-	32,7	32,7	32,7
ANDAHUASI	ANDAHU23	22.9	-	-	1,4	2,8	4,4	5,5	5,5	5,5

Fuente: Formato F-116 de Osinergmin

Cabe indicar que la revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinergmin para la proyección de demanda, se encuentran en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ENEL”.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados con los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras y por nivel de tensión; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 6. Ver Cuadro 6-2.

Cuadro 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 6 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	-	665,72	8 297,01	8 962,74
2023	-	665,72	8 483,50	9 149,23
2024	-	672,66	8 735,50	9 408,16
2025	-	680,37	8 954,39	9 634,76
2026	-	990,95	9 178,72	10 169,67
2027	-	1 411,36	9 402,89	10 814,25
2028	-	1 411,36	9 563,77	10 975,13
2029	-	1 411,36	9 721,73	11 133,09
2030	-	1 435,26	9 835,24	11 270,50
2031	-	1 435,26	9 950,76	11 386,02
2032	-	1 435,26	10 068,34	11 503,60
2033	-	1 435,26	10 188,01	11 623,26
2034	-	1 435,26	10 309,80	11 745,06

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 2,3%.
- (3) El Área de Demanda 6 no cuenta con clientes en MAT.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico ha sido determinada en estricto cumplimiento 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.

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

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

El Cuadro 6-3 muestra la proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 6.

Cuadro 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 6 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ANCON	10	9,4	9,6	9,9	10,0	10,3	10,5	10,8	11,0	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0
ANCON	10	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
BARSI	10	21,0	21,3	21,7	21,9	22,3	22,6	22,9	23,3	23,5	23,8	24,1	24,3	24,6
BARSI	10	12,1	12,3	12,5	12,7	13,0	13,2	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,5	14,7
BARSI	10	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,6	9,7	9,9	10,1
BARSI	20	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
CTO GRANDE	10	25,7	26,3	26,9	27,4	28,0	28,6	29,2	29,8	30,3	30,7	31,2	31,7	32,2
CTO GRANDE	10	18,4	19,0	19,6	20,3	21,0	21,5	22,1	22,6	23,0	23,4	23,8	24,2	24,6
CTO GRANDE	10	15,9	16,2	16,6	16,9	17,3	17,7	18,0	18,4	18,7	19,0	19,4	19,7	20,0
CAUDIVILLA	10	22,0	22,5	23,1	23,5	24,1	24,7	25,2	25,8	26,3	26,7	27,2	27,7	28,2
CAUDIVILLA	10	18,5	19,3	20,1	20,9	21,7	22,6	23,1	23,6	24,0	24,3	24,7	25,1	25,5
CAUDIVILLA	10	13,6	14,2	14,8	15,3	15,9	16,9	17,5	17,9	18,1	18,4	18,7	19,0	19,3
CAUDIVILLA	20	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
CHAVARRIA	10	14,7	15,0	15,3	15,5	15,8	16,1	16,3	16,5	16,6	16,7	16,9	17,0	17,2
CHAVARRIA	10	15,9	16,2	16,5	16,7	17,0	17,3	17,6	17,9	18,1	18,3	18,5	18,8	19,0
CHAVARRIA	10	25,2	25,6	26,0	26,4	26,8	27,3	27,8	28,2	28,6	29,0	29,3	29,7	30,1
CHAVARRIA	20	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
CHILLON	10	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
COMAS	10	12,0	12,4	12,9	13,3	13,7	14,1	14,4	14,6	14,8	15,0	15,1	15,3	15,5
COMAS	20	2,4	2,4	5,2	6,1	6,6	7,5	7,5	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
COMAS	10	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2
COMAS	20	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
FILADELFIA	10	22,3	22,8	23,4	23,9	24,5	25,1	25,7	26,3	26,8	27,2	27,7	28,2	28,7
FILADELFIA	20	0,7	0,9	2,0	3,5	4,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
FILADELFIA	10	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
FILADELFIA	20	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
HUANDOY	10	16,3	16,7	17,1	17,4	17,9	18,3	18,7	19,2	19,5	19,8	20,2	20,5	20,9
HUANDOY	20	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
HUARANGAL	10	11,7	12,1	12,5	13,0	13,5	13,8	14,1	14,4	14,6	14,8	15,0	15,2	15,4
INDUSTRIAL	10	6,7	6,7	6,8	6,8	6,9	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2
INDUSTRIAL	10	15,9	16,0	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,7	16,7	16,8	16,9	17,0	17,1
INDUSTRIAL	10	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7	8,8	8,9	9,0	9,0	9,1	9,1	9,2	9,2
INDUSTRIAL	20	0,0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
IZAGUIRRE	10	16,6	17,0	17,3	17,7	18,1	18,5	18,9	19,3	19,6	20,0	20,3	20,6	21,0
INFANTAS	10	20,1	20,6	21,2	21,7	22,4	23,0	23,6	24,2	24,5	24,9	25,3	25,7	26,1
INFANTAS	20	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
INFANTAS	10	37,6	38,5	39,3	40,0	40,9	41,8	42,7	43,7	44,4	45,1	45,8	46,5	47,3
JICAMARCA	10	13,2	13,5	13,8	14,1	14,4	14,7	15,1	15,4	15,7	16,0	16,2	16,5	16,8
JICAMARCA	10	14,5	14,8	15,2	15,5	15,9	16,3	16,7	17,1	17,4	17,7	18,0	18,3	18,6
JOSE GRANDA	10	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
MALVINAS	10	15,4	16,2	17,2	18,0	19,0	19,3	19,7	20,1	20,3	20,6	20,9	21,2	21,5
MALVINAS	20	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
MARIATEGUI	10	25,0	25,7	26,3	26,9	27,5	28,2	28,9	29,6	30,1	30,6	31,2	31,7	32,3
MARANGA	10	14,3	14,5	14,8	15,0	15,2	15,5	15,7	16,0	16,2	16,4	16,6	16,8	17,0
MARANGA	10	13,3	13,6	13,8	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2	15,4	15,6	15,9	16,1	16,3
MARANGA	10	18,9	19,3	19,7	20,0	20,4	20,9	21,3	21,8	22,1	22,4	22,8	23,1	23,5
MIRADOR	10	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
MIRONES	10	16,0	16,3	16,5	16,7	17,0	17,3	17,6	17,9	18,1	18,3	18,5	18,8	19,0
MIRONES	10	16,9	17,1	17,4	17,6	17,9	18,3	18,4	18,6	18,8	18,9	19,0	19,2	19,3
MIRONES	10	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	16,9	16,9	17,0	17,1	17,2
MIRONES	10	15,1	15,3	15,6	15,8	16,0	16,3	16,5	16,8	17,0	17,2	17,4	17,6	17,9
NARANJAL	10	15,5	15,7	15,9	16,1	16,3	16,5	16,8	17,0	17,2	17,3	17,5	17,7	17,9
NARANJAL	10	14,9	15,2	15,6	15,9	16,2	16,6	16,9	17,3	17,5	17,8	18,0	18,3	18,5
NARANJAL	10	16,2	16,5	16,9	17,2	17,6	18,0	18,4	18,7	18,9	19,2	19,4	19,7	20,0
OQUENDO	10	14,1	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,8	14,9	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4
OQUENDO	10	23,2	23,7	24,3	24,8	25,5	26,1	26,8	27,3	27,7	28,1	28,5	28,9	29,3
OQUENDO	20	6,2	7,2	8,4	10,1	11,5	12,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
OQUENDO	20	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6
PANDO	10	15,5	15,7	16,0	16,3	16,6	16,9	17,2	17,5	17,8	18,0	18,2	18,5	18,7
PANDO	10	15,4	16,1	16,8	17,5	18,2	19,0	19,3	19,6	19,8	20,1	20,3	20,6	20,8
PANDO	10	18,3	20,3	22,4	25,7	27,7	29,8	30,2	31,3	31,6	31,9	32,3	32,6	33,0
PANDO	20	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
PERSHING	10	28,5	29,1	29,8	30,4	31,1	31,8	32,6	33,3	33,9	34,4	35,0	35,6	36,2
PERSHING	10	18,5	18,9	19,3	19,7	20,1	20,5	21,0	21,4	21,7	22,1	22,4	22,8	23,2
PERSHING	10	13,7	13,9	14,1	14,3	14,5	14,8	15,0	15,2	15,4	15,6	15,8	15,9	16,1
PUEBLO LIBRE	10	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
PUENTE PIEDRA	10	15,0	15,5	16,1	16,7	17,3	17,9	18,2	18,5	18,6	18,8	19,0	19,2	19,4
PUENTE PIEDRA	10	20,4	20,8	21,2	21,5	21,9	22,3	22,7	23,1	23,4	23,7	24,0	24,3	24,7
PUENTE PIEDRA	10	7,4	7,6	8,0	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,3	9,5	9,7	9,8	10,0
SANTA MARINA	10	16,2	16,6	17,1	17,4	17,8	18,3	18,6	19,0	19,2	19,5	19,7	19,9	20,2
SANTA MARINA	10	8,2	8,4	8,6	8,8	9,0	9,1	9,4	9,6	9,7	9,9	10,0	10,2	10,4
SANTA MARINA	10	13,7	13,9	14,1	14,3	14,6	14,8	15,1	15,4	15,6	15,8	16,0	16,2	16,4
SANTA MARINA	20	5,3	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3
SANTA MARINA	20	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
SANTA ROSA	10	18,6	19,0	19,3	19,6	20,0	20,4	20,8	21,2	21,5	21,8	22,1	22,4	22,7
SANTA ROSA	10	14,0	14,4	14,7	15,0	15,4	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,4	17,7	18,0
SANTA ROSA	10	17,8	18,4	19,0	19,5	20,1	21,0	21,5	21,8	22,1	22,3	22,6	22,9	23,1
SANTA ROSA	10	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,2	16,5	16,8	17,0	17,3	17,5	17,8
TACNA	10	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,8	16,0	16,3	16,5	16,8	17,0
TACNA	10	13,8	14,0	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1	16,3	16,6	16,8	17,1
TACNA	10	13,4	13,7	14,1	14,4	14,7	15,0	15,4	15,8	16,0	16,3	16,6	16,9	17,2

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
TOMAS VALLE	10	16,7	17,0	17,5	18,0	18,5	19,0	19,5	19,9	20,1	20,4	20,7	20,9	21,2
TOMAS VALLE	10	20,0	20,2	20,4	20,6	20,8	21,1	21,3	21,5	21,6	21,8	21,9	22,1	22,3
TOMAS VALLE	10	27,0	27,7	28,3	28,9	29,5	30,2	30,9	31,6	32,1	32,7	33,2	33,8	34,3
TOMAS VALLE	20	2,7	2,9	3,1	3,2	3,4	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
UNI	10	20,6	21,0	21,6	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0	24,4	24,8	25,2	25,6	26,0
UNI	10	11,7	12,0	12,3	12,6	12,8	13,1	13,5	13,8	14,0	14,2	14,5	14,7	15,0
UNI	20	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
VENTANILLA	10	17,4	18,1	19,2	20,2	21,3	22,3	23,1	23,6	23,9	24,2	24,5	24,9	25,2
VENTANILLA	10	7,9	8,5	10,0	10,5	11,1	11,6	11,8	12,1	12,2	12,4	12,6	12,7	12,9
ZAPALLAL	10	18,4	18,9	19,3	19,7	20,2	20,7	21,2	21,7	22,1	22,5	22,9	23,3	23,7
ZAPALLAL	10	14,6	15,1	15,7	16,2	16,7	17,2	17,6	18,1	18,4	18,7	19,0	19,3	19,6
ZARATE	10	19,8	20,0	20,2	20,4	20,6	20,8	21,0	21,3	21,4	21,6	21,8	22,0	22,2
ZARATE	10	22,6	23,8	25,4	26,5	27,7	28,9	29,4	29,9	30,3	30,7	31,0	31,4	31,8
ZARATE	20	9,6	9,9	10,4	10,9	11,1	11,4	11,6	11,8	11,9	12,0	12,1	12,3	12,4
ZARATE	20	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
HUARAL	10	10,1	10,2	10,4	10,6	10,9	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9	12,0	12,1
HUARAL	10	10,4	10,6	10,8	11,1	11,3	11,6	11,8	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9	13,1
HUARAL	20	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
CHANCAY	10	5,4	5,5	5,8	6,1	6,4	6,7	7,0	7,1	7,2	7,2	7,3	7,4	7,5
CHANCAY	10	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
CHANCAY	20	7,6	8,0	8,4	8,7	9,1	9,5	9,5	9,6	9,6	9,6	9,7	9,7	9,7
HUACHO	10	15,2	15,6	15,9	16,3	16,6	17,0	17,4	17,8	18,1	18,4	18,7	19,0	19,3
HUACHO	10	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5
HUACHO	20	7,8	8,0	8,1	8,2	8,3	8,5	8,6	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3
MEDIO MUNDO	20	4,3	4,3	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8
SUPE	10	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2
SUPE	10	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6
SUPE	20	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	11,8	12,0
HUARMEY	10	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
HUARMEY	22,9	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8
ANDAHUASI	22,9	5,6	5,7	6,9	8,2	9,5	10,5	10,6	10,8	10,9	11,0	11,1	11,2	11,3
PARAMONGA EXISTENTE	13,8	45,8	45,9	45,9	46,0	46,1	46,2	46,3	46,4	46,5	46,5	46,6	46,7	46,7
LOMERA	60	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
MEPSA	60	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
PUERTO ANTAMINA	66	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
SANTA MARINA	60	4,0	4,0	4,7	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
ZAPALLAL	60	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CHILLON	60	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
LA PAMPILLA	60	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
OQUENDO	60	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
TOMAS VALLE	60	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
MIRADOR	60	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
SANTA ROSA	60	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
BARSI	60	0,0	0,0	0,0	0,0	41,9	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7
FILADELFIA	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5
MALVINAS	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2
TOTAL		1 426,7	1 459,7	1 503,7	1 542,1	1 623,3	1 771,7	1 800,8	1 829,2	1 852,6	1 873,7	1 895,1	1 917,0	1 939,2

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

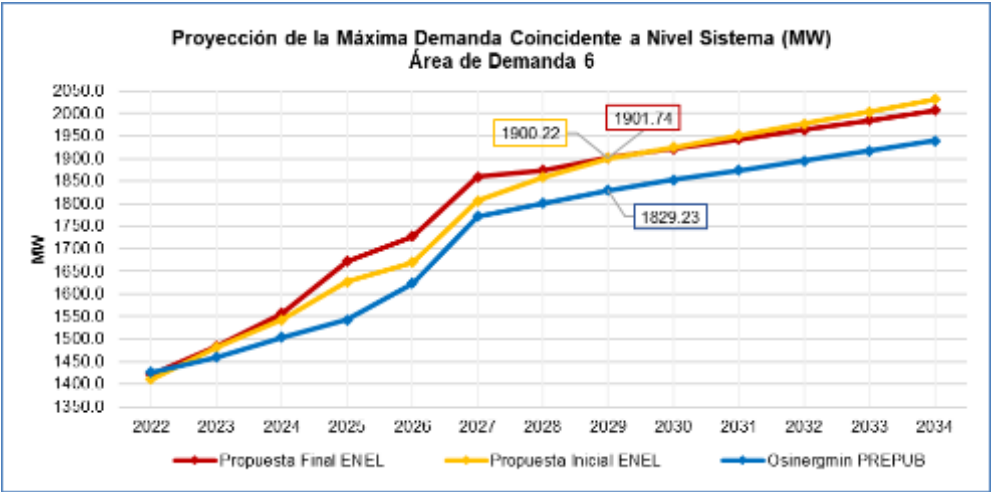
El Cuadro 6-4 y Gráfico 6-1 presentan la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENEL.

Cuadro 6-4
 Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (MW)

Año	PROPUESTA Osinergrmin	PROPUESTA FINAL de ENEL	PROPUESTA INICIAL de ENEL
2022	1 426,68	1 421,84	1 410,94
2023	1 459,66	1 483,52	1 481,42
2024	1 503,71	1 556,50	1 542,70
2025	1 542,09	1 672,25	1 626,43
2026	1 623,27	1 728,21	1 670,52
2027	1 771,75	1 859,72	1 806,77
2028	1 800,76	1 874,38	1 858,58
2029	1 829,23	1 901,74	1 900,22
2030	1 852,60	1 922,00	1 925,37
2031	1 873,68	1 942,63	1 951,07
2032	1 895,14	1 963,63	1 977,35
2033	1 916,98	1 985,01	2 004,20
2034	1 939,21	2 006,77	2 031,64
TC	2,6%	2,9%	3,1%

Fuente: Formato F-121

Gráfico 6-1



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinergrmin difiere de la PROPUESTA FINAL de ENEL debido principalmente a los aspectos indicados en el numeral 6.1 del presente informe.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergrmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 6, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible debido a que en el estudio presentado por los TITULARES identificándose lo siguiente:

- En las alternativas analizadas, no se evaluó mejoras en el sistema de transmisión actual, tales como ampliaciones de subestaciones existentes, reforzamientos de Líneas de Transmisión existentes, etc., en comparación con alternativas de nuevos puntos de inyección.

- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES del Área de Demanda 6, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- No se ha evaluado las alternativas de mínimo costo para dar solución a las problemáticas identificadas por el criterio de confiabilidad N-1.
- No se ha efectuado criterios eficientes en el uso del modelo de determinación de Transformadores de Reserva Compartida, en función de la información presentada en los formatos y cálculos justificativos.

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET s durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para el dimensionamiento 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's, se determinan la ubicación, el tamaño y la oportunidad de ingreso de los transformadores, previo a las simulaciones eléctricas en el horizonte de estudio.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda.
- Donde corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034 y para los años 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 este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda a nivel de SET, y a partir de éstos un balance entre la potencia instalada existente en las SET's y sus demandas proyectadas correspondientes. De esta manera, se identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga que pueden experimentar las SET's en el futuro. Cabe señalar que, según la información reportada por los TITULARES las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 6 a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D.

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

a) **Sobrecarga en Transformadores**

Para el año 2025, tres (03) transformadores de dos devanados en 60 kV presentarían sobrecarga, estos son los consignados en el Cuadro 6-5.

Cuadro 6-5
Sobrecarga en transformadores de dos devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
Canto Grande	CANTO60	CANTO10	25	1,02
Caudivilla	CAUDI60	CAUDI10	25	1,01
Infantas	INFAN60	INFAN10A	40	1,05

Fuente: Formatos F-202 de Osinergrmin

Este escenario no presenta ninguna transferencia de carga (entre devanados y/o entre subestaciones) desde el 2022.

Del mismo modo, para el año 2025 un (01) transformador de tres devanados en 60 kV presenta sobrecarga, este se muestran el Cuadro 6-6.

Cuadro 6-6
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
Caudivilla	CAUDI60	CAUDI20	CAUDI10B	25	25	25	1,04	0,25	0,79

Fuente: Formatos F-202 de Osinergrmin

Sin embargo, los transformadores que presentan sobrecarga, a partir del año 2025, se alivian con traslado de carga dentro de la misma subestación y/o subestaciones cercanas, traslados de carga que la misma empresa ha sustentado en su PROPUESTA, las cuales se pueden verificar en los formatos F-203 del presente informe. No obstante, en el horizonte del plan se podría necesitar de mayor capacidad, en consecuencia, se ha considerado alternativas de solución en las SET's Canto Grande y Caudivilla.

Por su parte, en relación a la cargabilidad de los transformadores MAT/AT para el año 2029, los resultados del diagnóstico se presentan en el Cuadro 6-7.

Cuadro 6-7
Sobrecarga en transformadores de tres devanados 220 kV

Subestación	Transformador	Cargabilidad Año 2029
SANTAROSA	TR1	46%
BARSÍ	TR1	99%
	TR2	87%
	TR3	58%
CHAVARRÍA	TR1	81%
	TR2	85%
	TR3	75%
	TR4	78%
CHILLÓN	TR1	65%
	TR2	66%
HUARANGAL	TR1	96%
LOMERA	TR1	66%
	TR2	78%
MALVINAS	TR1	77%
	TR2	86%
MEDIOMUNDO	TR1	56%
MIRADOR	TR1	58%
	TR2	48%
SANTAROSA	TR2	38%

Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinergrmin

Conforme se observa en el cuadro anterior, para los transformadores de MAT, existe una cargabilidad del 99% en el Banco de Transformador TR-1 220/60 kV – 180 MVA en la SET Barsi. Asimismo, se observa que el único Banco de Transformador TR-1 220/60 kV – 180 MVA de la SET Huarangal llega a una cargabilidad de 96% al año 2029.

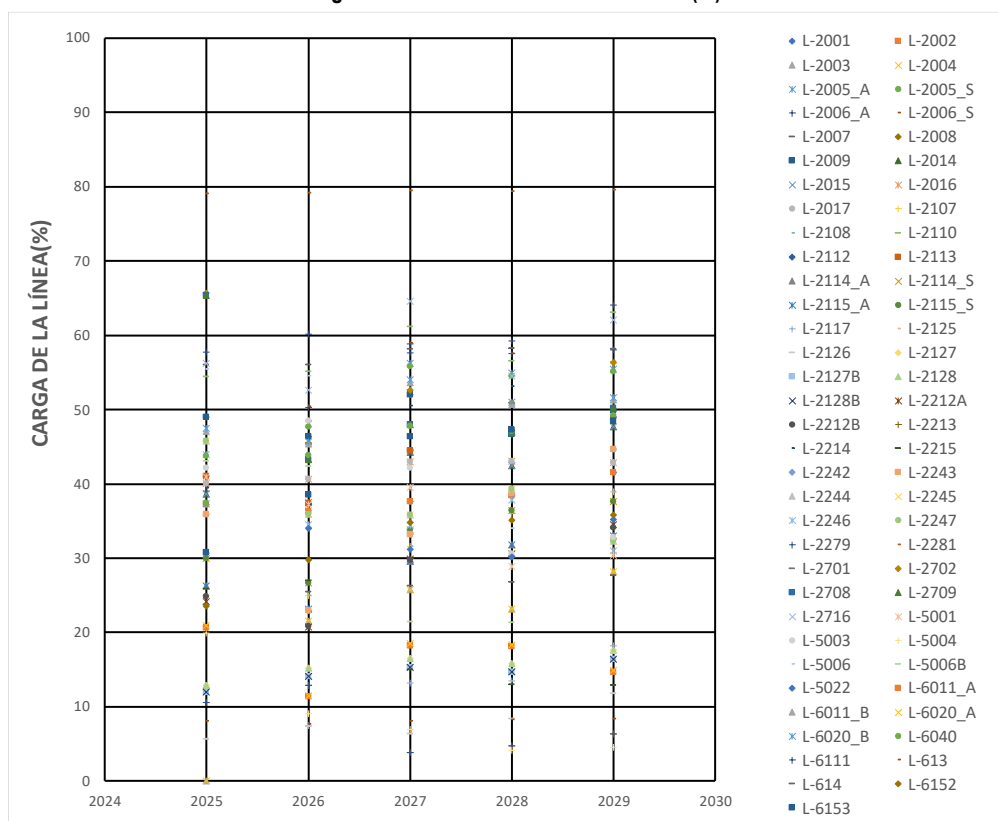
b) Sobrecarga en líneas de transmisión y perfiles de tensión

Sobre la cargabilidad de las líneas de transmisión y los perfiles de tensión en el Área de Demanda 6, 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 los TITULARES y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas.

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

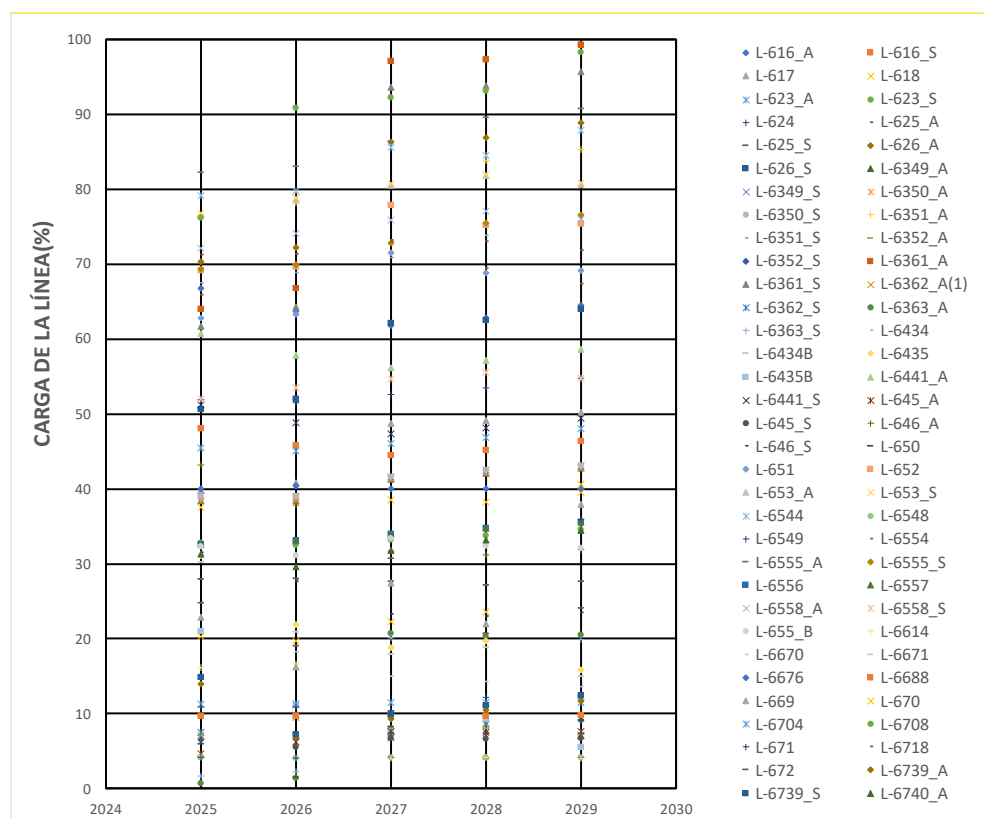
Respecto a las líneas de transmisión, en el período 2025-2029, se observa que la mayoría de las líneas están por debajo de una cargabilidad del 80% al año 2029, sin embargo, las líneas L-626_A (Chavarría-Tomas Valle), L-6351_A (Comas-Caudivilla); L-6361_A (Chavarría-Filadelfia); L-653_A (Chilón-Oquendo), L-6555_A (Chillón-Infantas) y L-6708 (Santa Rosa Nueva-Santa Rosa Antigua) presentan sobrecargas encima del 80% conforme se muestra en el Gráfico 6-3.

Gráfica 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



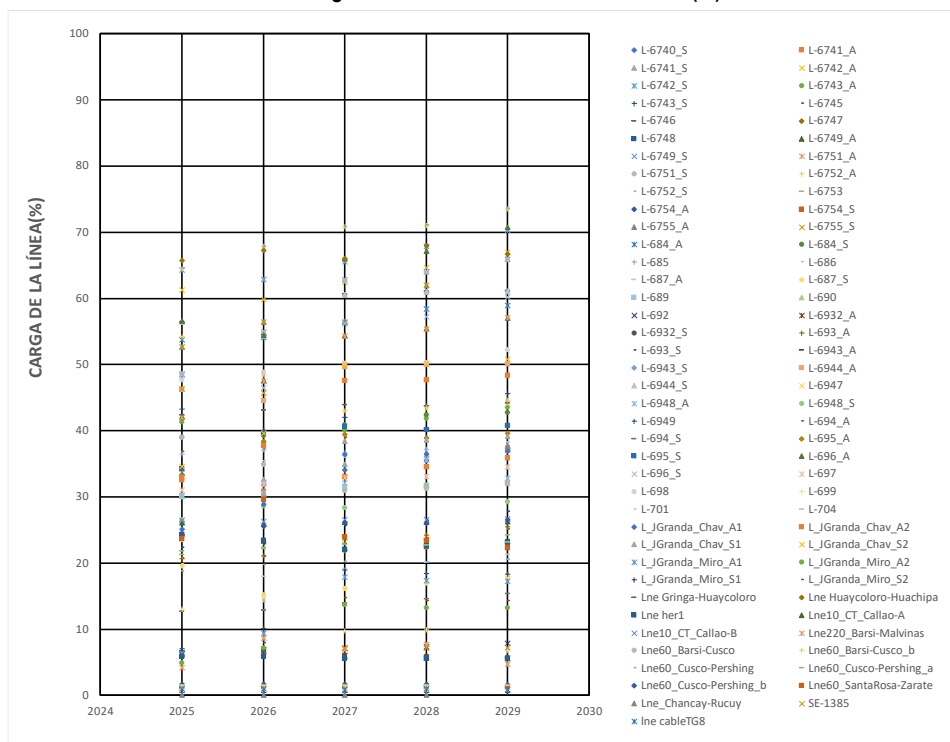
Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinerghmin, software DIgSILENT.

Gráfica N° 6-3
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



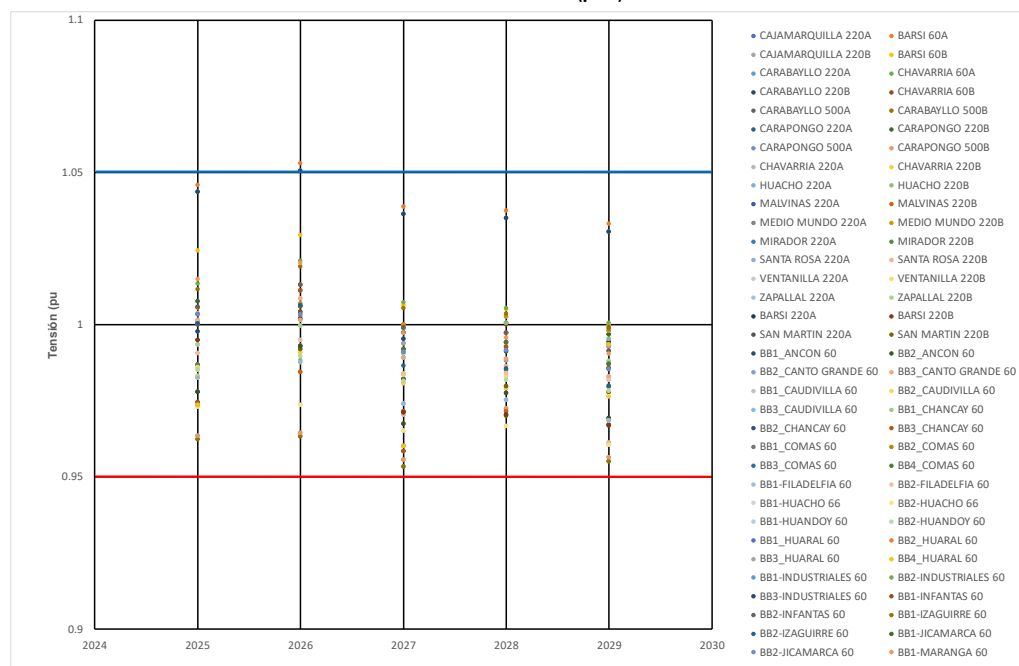
Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinerghmin, software DlgSILENT.

Gráfica N° 6-4
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



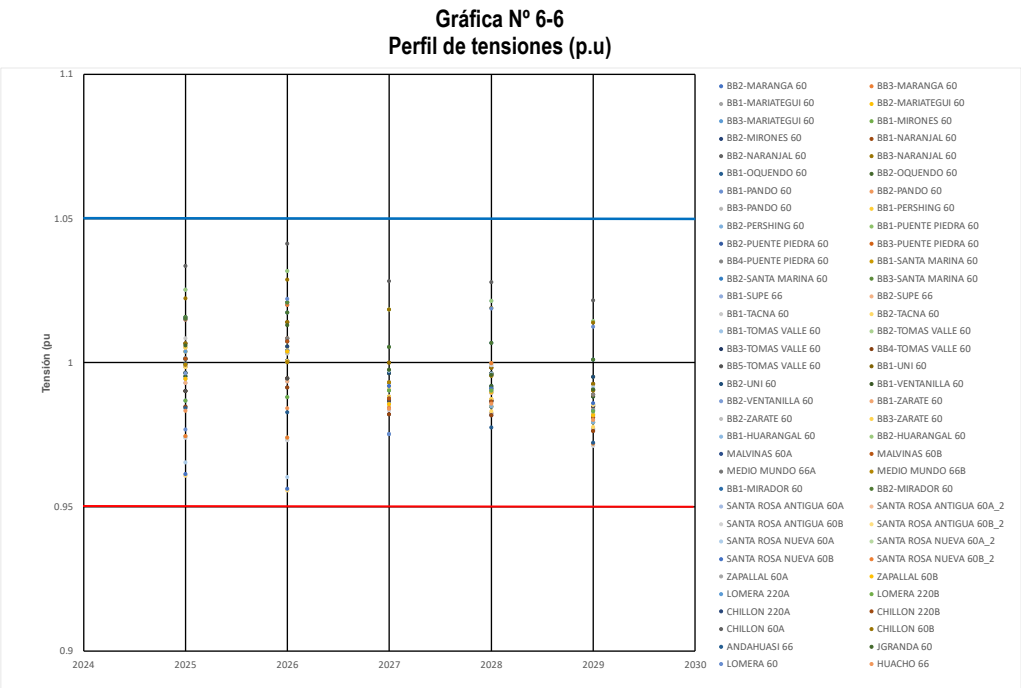
Respecto a los perfiles de tensión, estas no presentan mayores inconvenientes en el período 2025-2029, conforme se muestra en las gráficas.

Gráfica N° 6-5
Perfil de tensiones (p.u.)



Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinerghmin, software DlgSILENT.

Nota: Las barras mostradas en la gráfica se encuentran dentro de los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.).



Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinergmin, software DIgSILENT.

Nota: Las barras mostradas en la gráfica se encuentran dentro de los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.).

c) Niveles de corriente de cortocircuito

En el Cuadro N° 6-8 y el Gráfico N° 6-7, se pueden observar los niveles de cortocircuito en las diferentes barras del Área de Demanda 6, en el diagnóstico del sistema, así como las alternativas evaluada, que se mantienen en niveles adecuados.

Cuadro N° 6-8
Niveles de Cortocircuitos de diferentes barras 220 y 60 kV al año 2029

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
1	CAJAMARQUILLA 220A	23.54	23.46	23.46
2	BARSI 60A	13.45	17.38	13.34
3	CAJAMARQUILLA 220B	23.54	23.46	23.46
4	BARSI 60B	22.56	23.89	24.29
5	CARABAYLLO 220A	24.39	24.24	24.23
6	CHAVARRIA 60A	23.72	28.70	23.77
7	CARABAYLLO 220B	24.39	24.24	24.23
8	CHAVARRIA 60B	26.05	30.52	26.77
9	CARABAYLLO 500A	15.68	15.67	15.67
10	CARABAYLLO 500B	15.68	15.67	15.67
11	CARAPONGO 220A	25.53	25.46	25.46
12	CARAPONGO 500B	15.71	15.71	15.71
13	CHAVARRIA 220B	24.61	24.43	24.43
14	HUACHO 220A	8.55	8.54	8.54
15	HUACHO 220B	8.55	8.54	8.54
16	MALVINAS 220A	17.92	15.60	15.52

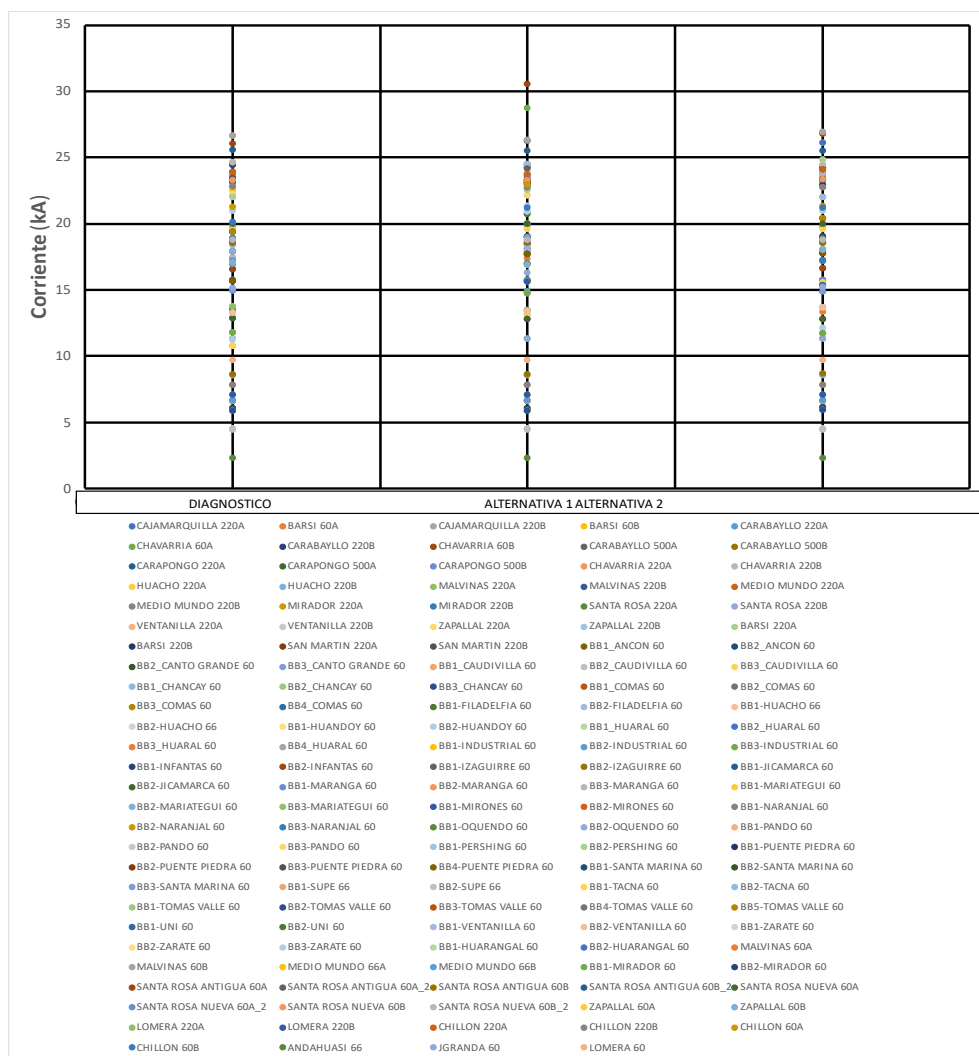
N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
17	MALVINAS 220B	17.92	15.60	15.52
18	MEDIO MUNDO 220A	7.81	7.81	7.81
19	MEDIO MUNDO 220B	7.81	7.81	7.81
20	MIRADOR 220A	18.76	18.07	18.05
21	MIRADOR 220B	18.76	18.07	18.05
22	SANTA ROSA 220A	11.28	11.28	11.28
23	SANTA ROSA 220B	11.28	11.28	11.28
24	VENTANILLA 220A	23.90	23.84	23.84
25	VENTANILLA 220B	23.90	23.84	23.84
26	ZAPALLAL 220A	23.23	23.23	23.23
27	ZAPALLAL 220B	23.23	23.23	23.23
28	BARSI 220A	19.66	19.05	19.01
29	BARSI 220B	19.66	19.05	19.01
30	SAN MARTIN 220A	23.41	23.27	23.28
31	SAN MARTIN 220B	23.41	23.27	23.28
32	BB1_ANCON 60	6.05	6.03	6.13
33	BB2_ANCON 60	6.05	6.03	6.13
34	BB2_CANTO GRANDE 60	14.90	14.88	14.88
35	BB3_CANTO GRANDE 60	14.90	14.88	14.88
36	CAJAMARQUILLA 220A	23.54	23.46	23.46
37	BB3_CANTO GRANDE 60	14.90	14.88	14.88
38	BB1_CAUDIVILLA 60	10.75	13.13	15.52
39	BB2_CAUDIVILLA 60	10.75	13.13	15.52
40	BB3_CAUDIVILLA 60	10.75	13.13	15.52
41	BB1_CHANCAY 60	5.88	5.88	5.90
42	BB2_CHANCAY 60	5.88	5.88	5.90
43	BB3_CHANCAY 60	5.88	5.88	5.90
44	BB1_COMAS 60	13.56	16.97	15.30
45	BB2_COMAS 60	13.56	16.97	15.30
46	BB3_COMAS 60	13.56	16.97	15.30
47	BB4_COMAS 60	13.56	16.97	15.30
48	BB1-FILADELFIA 60	17.43	24.49	22.01
49	BB2-FILADELFIA 60	17.43	24.49	22.01
50	BB1-HUACHO 66	4.50	4.50	4.50
51	BB2-HUACHO 66	4.50	4.50	4.50
52	BB1-HUANDOY 60	11.22	21.30	12.13
53	BB2-HUANDOY 60	11.22	21.30	12.13
54	BB1_HUARAL 60	6.61	6.61	6.62
55	BB2_HUARAL 60	6.61	6.61	6.62
56	BB3_HUARAL 60	6.61	6.61	6.62
57	BB4_HUARAL 60	6.61	6.61	6.62
58	BB1-INDUSTRIAL 60	11.80	14.70	11.72
59	BB2-INDUSTRIAL 60	11.80	14.70	11.72

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
60	BB3-INDUSTRIAL 60	11.80	14.70	11.72
61	BB1-INFANTAS 60	16.55	18.46	16.58
62	BB2-INFANTAS 60	16.55	18.46	16.58
63	BB1-IZAGUIRRE 60	17.13	24.12	17.16
64	BB2-IZAGUIRRE 60	8.62	8.59	8.65
65	BB1-JICAMARCA 60	12.82	12.77	12.78
66	BB2-JICAMARCA 60	12.82	12.77	12.78
67	BB1-MARANGA 60	19.57	17.86	23.81
68	BB2-MARANGA 60	19.57	17.86	23.81
69	BB3-MARANGA 60	19.57	17.86	23.81
70	BB1-MARIATEGUI 60	13.69	13.47	13.66
71	BB2-MARIATEGUI 60	13.69	13.47	13.66
72	BB3-MARIATEGUI 60	13.69	13.47	13.66
73	BB1-MIRONES 60	23.86	23.65	24.10
74	BB2-MIRONES 60	23.86	23.65	24.10
75	BB1-NARANJAL 60	17.17	19.99	17.20
76	BB2-NARANJAL 60	17.17	19.99	17.20
77	BB3-NARANJAL 60	17.17	19.99	17.20
78	BB1-OQUENDO 60	17.86	19.82	19.77
79	BB2-OQUENDO 60	17.86	19.82	19.77
80	BB1-PANDO 60	22.17	22.16	23.03
81	BB2-PANDO 60	22.17	22.16	23.03
82	BB3-PANDO 60	22.17	22.16	23.03
83	BB1-PERSHING 60	21.98	22.54	24.82
84	BB2-PERSHING 60	21.98	22.54	24.82
85	BB1-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.67	17.78
86	BB2-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.67	17.78
87	BB3-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.67	17.78
88	BB4-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.67	17.78
89	BB1-SANTA MARINA 60	16.95	18.97	18.55
90	BB2-SANTA MARINA 60	16.95	18.97	18.55
91	BB3-SANTA MARINA 60	16.95	18.97	18.55
92	BB1-SUPE 66	4.46	4.46	4.46
93	BB2-SUPE 66	4.46	4.46	4.46
94	BB1-TACNA 60	19.59	19.56	19.59
95	BB2-TACNA 60	18.38	18.21	18.52
96	BB1-TOMAS VALLE 60	19.35	23.09	20.36
97	BB2-TOMAS VALLE 60	19.35	23.09	20.36
98	BB3-TOMAS VALLE 60	19.35	23.09	20.36
99	BB4-TOMAS VALLE 60	19.35	23.09	20.36
100	BB5-TOMAS VALLE 60	19.35	23.09	20.36
101	BB1-UNI 60	18.54	20.69	18.90
102	BB2-UNI 60	18.54	20.69	18.90

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
103	BB1-VENTANILLA 60	13.27	13.37	13.66
104	BB2-VENTANILLA 60	13.27	13.37	13.66
105	BB1-ZARATE 60	20.96	20.89	20.97
106	BB2-ZARATE 60	20.96	20.89	20.97
107	BB3-ZARATE 60	20.96	20.89	20.97
108	BB1-HUARANGAL 60	18.88	26.20	26.11
109	BB2-HUARANGAL 60	18.88	26.20	26.11
110	MALVINAS 60A	26.64	26.29	26.93
111	MALVINAS 60B	26.64	26.29	26.93
112	MEDIO MUNDO 66A	6.68	6.68	6.68
113	MEDIO MUNDO 66B	6.68	6.68	6.68
114	BB1-MIRADOR 60	23.15	22.90	22.96
115	BB2-MIRADOR 60	23.15	22.90	22.96
116	SANTA ROSA ANTIGUA 60A	18.55	18.55	18.55
117	SANTA ROSA ANTIGUA 60A_2	23.30	23.27	23.32
118	SANTA ROSA ANTIGUA 60B	18.55	18.55	18.55
119	SANTA ROSA ANTIGUA 60B_2	23.30	23.27	23.32
120	SANTA ROSA NUEVA 60A	19.98	19.97	19.98
121	SANTA ROSA NUEVA 60A_2	18.77	18.77	18.77
122	SANTA ROSA NUEVA 60B	23.29	23.27	23.31
123	SANTA ROSA NUEVA 60B_2	18.77	18.77	18.77
124	ZAPALLAL 60A	17.05	16.87	18.00
125	ZAPALLAL 60B	17.05	16.87	18.00
126	LOMERA 220A	7.05	7.04	7.04
127	LOMERA 220B	7.05	7.04	7.04
128	CHILLON 220A	22.78	22.73	22.73
129	CHILLON 220B	22.78	22.73	22.73
130	CHILLON 60A	21.24	22.95	21.32
131	CHILLON 60B	20.11	21.17	21.16
132	ANDAHUASI 66	2.31	2.31	2.31
133	JGRANDA 60	15.16	16.28	15.21
134	LOMERA 60	9.68	9.67	9.68

Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

Gráfico N° 6-7**Niveles de cortocircuito barras de media tensión año 2029**



Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

Nota: Las barras mostradas en la gráfica anterior se encuentran por debajo de los 25kA

Como resultado general del diagnóstico, para el periodo 2025-2029 el Área de Demanda 6 no presentaría mayores problemas en operación normal, salvo las cargabilidades en la SET Barsi, SET Huarangal, siempre y cuando se cumpla con los proyectos aprobados en el PI 2021-2025, y los proyectos de reconfiguración y nuevas líneas en 60kV del presente plan.

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 6, se ha identificado un crecimiento de la demanda, por lo cual, es necesario incluir proyectos en el periodo 2025-2029.

En ese sentido, considerando lo propuesto por los TITULARES, Osinerghmin realiza un análisis respecto a los principales proyectos propuestos para el Plan de Inversiones 2025-2029:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Norte

a) Implementación de Nueva SET La Mar

ENEL propone la implementación de la SET La Mar 220/60/10 de 180 MVA, como sustento indica que el Banco de Transformadores TR-1 de la SET Barsi se sobrecarga para el año 2028.

Del diagnóstico, se verifica que el transformador señalado presenta 99% de cargabilidad, justificando la necesidad de evaluación para dicho problema.

Es importante indicar lo siguiente: (i) los Bancos de Transformadores en la SET Barsi no operan en paralelo (con barra compartida) debido al incremento de la corriente de cortocircuito⁸; (ii) los puntos en 220 kV cercanos a la SET Barsi, como SET Malvinas y SET Chavarría, presentan una cargabilidad en el orden del 80%; (iii) se presenta una creciente dificultad en encontrar disponibilidad terrenos para subestaciones de gran envergadura en la ciudad Lima.

Adicionalmente, el COES en su propuesta de Plan de Transmisión 2023-2032 incluyó el Proyecto ITC “Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas”, que considera el proyecto SET San Martín que tiene conexión hacia un nuevo punto en 220 kV en el sistema Lima Norte. En ese sentido, el COES considera también en su planeamiento de largo plazo (hasta 2032) un nuevo punto en 220 kV que se conectará desde la SET San Martín.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, resulta necesario plantear un nuevo punto de inyección en 220 kV en la zona de Lima Norte. La nueva SET La Mar y su conexión en 220 kV (desde la Derivación de la Línea en 220 kV Barsi – Malvinas aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025), planteada por ENEL, se considera un proyecto que soluciona la problemática identificada; sin embargo, se debe considerar que el planteamiento de conexión en 60kV (1ra y 2da etapa) propuesto por ENEL puede ser optimizado, aprovechando mejor las instalaciones existentes (una redistribución de demanda en los puntos en 220 kV). En consecuencia, se presenta la siguiente evaluación de alternativas:

- Alternativa 1 (año 2028): Nueva SET La Mar 220/60/10 kV – 180 MVA; derivación de la Línea de Transmisión en 220 kV Barsi – Malvinas; y, Líneas para derivaciones subterráneas en 60 kV 1200 mm² XLPE Cu: (i) Línea para conectarse con la derivación 60 kV que alimentan la SET Cusco (ex Pueblo Libre), (ii) Línea de derivación para conectarse a la L-6151, la cual se conectará por el otro extremo hacia la SET Maranga, y el tramo de la L-6151 hacia la SET Barsi queda sin conexión; y (iii) Línea de derivación para conectarse a la L-646.
- Alternativa 2 (año 2028): Nueva SET La Mar 220/60/10 kV – 180 MVA; derivación de la Línea de Transmisión en 220 kV Barsi – Malvinas; y, Línea en 60 kV La Mar – Maranga (1ra Etapa), doble terna, subterránea 1200 mm² XLPE Cu. Adicionalmente en la 2da Etapa se plantea la conexión en 60 kV de las SET Pershing y Cusco (ex Pueblo Libre).

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-9
Evaluación de alternativas

⁸ De la evaluación de la red en 60 kV; se observa que el cierre de acople en la SET Barsi en 60 kV soluciona la sobrecarga del Banco Transformador TR-1, no obstante, genera que se sobrepase la capacidad de ruptura de la corriente de cortocircuito 31,5 kA de los interruptores 60 kV de la SET Barsi.

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾		
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	Nueva SET La Mar, conexión en 220 kV y derivaciones de Líneas 60 kV para conexiones a SET Cusco, SET Maranga y SET Pershing	20,054,832	13,077,976	3,878,259	4,831,790	41,842,857	5,075,746	-1,443,177	45,475,426
Alternativa 2	Nueva SET La Mar, conexión en 220 kV y nuevas Líneas 60 kV para conexiones a SET Cusco, SET Maranga y SET Pershing	29,581,033	12,362,379	17,444,698	4,712,404	64,100,514	7,690,349	-1,328,522	70,462,341
Alternativa seleccionada: Alternativa 1									

- (1) Sistema eléctrico en el que se incorporan las nuevas instalaciones del proyecto, según Alternativa evaluada
(2) Resumen de Alternativa evaluada. Consignar como referencia la sección del Estudio donde se encuentra el desarrollo de dicha alternativa y el diagrama unifilar correspondiente.
(3) Los costos de transformación AT/MT incluyen los costos de las celdas en MT
(4) Valor presente del flujo de costos en el horizonte de 10 años.

Conforme se observa el cuadro anterior, para los 10 años de evaluación la Alternativa N° 1 resulta ser la de menor costo, y aprovecha mejor el nuevo punto de alimentación en 220kV del sistema, debido a que en esta alternativa la SET La Mar toma más carga que en la Alternativa N° 2.

En los siguientes gráficos se muestra la situación inicial del sistema en 60 kV (incluye 1ra y 2da etapa) y el contraste con las propuestas de ENEL y Osinergmin:

Gráfico N° 6-8
Configuración actual SET Barsi y SET Malvinas
Situación Actual

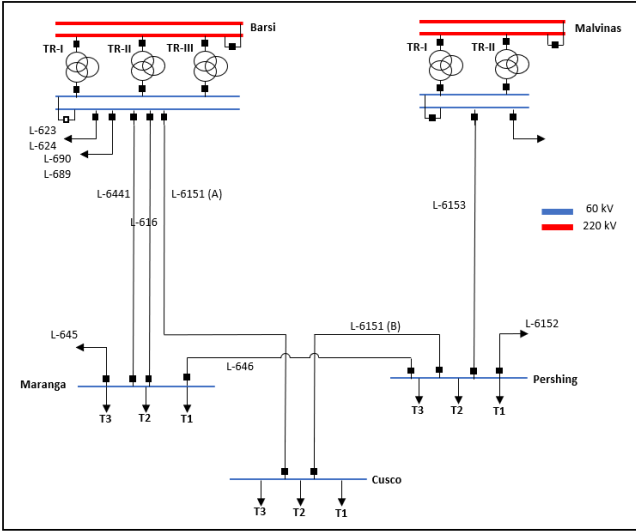
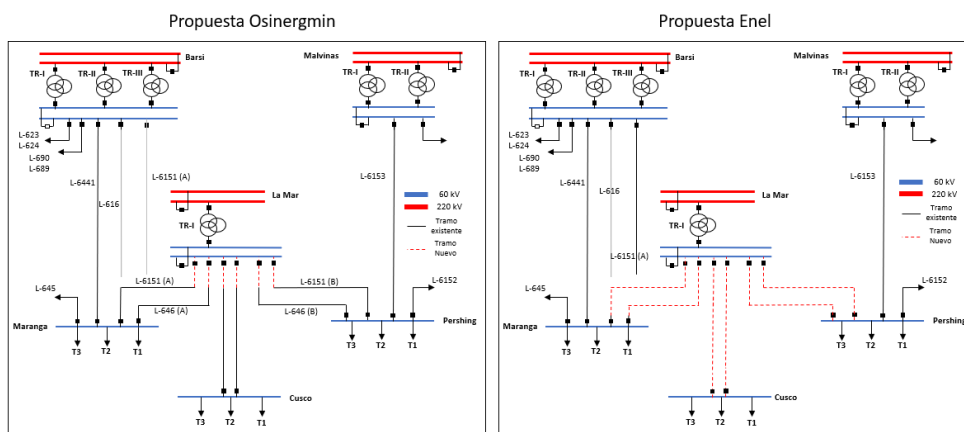


Gráfico N° 6-9
Configuración propuesta de SET La Mar y Enlaces



Cabe señalar que, la Alternativa 1 permite un mejor aprovechamiento de la SET La Mar, debido a que en el año 2028 esta subestación presenta una cargabilidad de 53%, mientras que la Alternativa 2 en el año 2029 presenta una cargabilidad de 36%.

Adicionalmente, en el modelamiento de largo plazo se ha considerado la conexión en 220 kV San Martín – Malvinas, no obstante, en un próximo proceso de planificación, se evaluará cuál es la mejor alternativa para conectar la SET San Martín al Área de Demanda 6, que, entre otros, deberá tomar en cuenta la evolución de la demanda y la topología existente del sistema en su momento.

b) Implementación del segundo Banco de Transformadores 220/60/10 kV en la SET Huarangal

ENEL propone la implementación del segundo Banco de Transformadores 220/60/10 kV – 180 MVA en la SET Huarangal, debido a la sobrecarga que presentaría el Banco de Transformadores existente de 180 MVA.

Al respecto, en el modelamiento de la red de transmisión del Área de Demanda 6, se verifica que el Banco de Transformadores existente de 180 MVA presenta una cargabilidad de 96,6% en el año 2029.

En ese sentido, debido a que está cerca la sobrecarga del Banco de Transformadores existente, se considera razonable la aprobación del segundo Banco de Transformadores 220/60/10 kV – 180 MVA.

c) Propuesta de nueva Línea en 60 kV Filadelfia – Izaguirre por sobrecarga de la Línea en 60 kV Chavarría – Filadelfia

La propuesta de ENEL tiene por objetivo evitar la sobrecarga de la Línea en 60 kV Chavarría – Filadelfia (L-6361).

Al respecto, en el modelamiento de la red eléctrica del Área de Demanda 6, se verifica que la Línea en 60 kV Chavarría – Filadelfia L-6361 está cerca a sobrepasar el 100% de cargabilidad en el año 2029; asimismo, en contingencia N-1 de diversas Líneas en 60 kV, la referida Línea en 60 kV Chavarría – Filadelfia (L-6361) y la Línea en 60 kV Chavarría – Tomás Valle (L-626) presentan una cargabilidad mayor al 120%. Cabe señalar que, tanto la SET Tomás Valle como SET Filadelfia tienen una demanda que sobrepasa los 30 MW, por lo que corresponde considerar una alternativa que brinde redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, se evalúan las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Chavarría – Oquendo hacia la SET Filadelfia, de 1,3 km doble terna subterránea 1200 mm² XLPE Cu.
- Alternativa 2: Línea de Transmisión en 60 kV Izaguirre – Filadelfia, 4,87 km de simple terna, subterránea 1200 mm² XLPE Cu.

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-10
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾		
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	LT 60 kV Derv Oquendo - Chavarria - Filadelfia	-	-	3,175,688	467,363	3,643,051	573,614	88,789	4,305,454
Alternativa 2	LT 60 kV Filadelfia - Izaguirre	-	-	8,697,178	401,626	9,098,803	1,432,646	-13,438	10,518,011

Alternativa seleccionada: Alternativa 1

(1) Sistema eléctrico en el que se incorporan las nuevas instalaciones del proyecto, según Alternativa evaluada

(2) Resumen de Alternativa evaluada. Consignar como referencia la sección del Estudio donde se encuentra el desarrollo de dicha alternativa y el diagrama unifilar correspondiente.

(3) Los costos de transformación AT/MT incluyen los costos de las celdas en MT

(4) Valor presente del flujo de costos en el horizonte de 10 años.

Conforme se observa el cuadro anterior, la Alternativa N° 1 resulta ser la de menor costo.

d) Propuesta de nueva Línea en 60 kV Chillón – Oquendo (tercer circuito) por confiabilidad N-1

La propuesta planteada por ENEL tiene por objetivo dar confiabilidad N-1 a la red en 60 kV de las Líneas de Transmisión 60 kV Chillón – Oquendo, L-653/L-6558, pues cuando una de ellas sale de servicio, la otra se sobrecarga más del 120%.

Al respecto, en el modelamiento de la red eléctrica del Área de Demanda 6, se verifica que ante la salida de cualquiera de los dos circuitos de la Línea en 60 kV Chillón – Oquendo (primer o segundo circuito) se evidencia una cargabilidad mayor al 120 % en el otro circuito. La SET Oquendo atiende una demanda mayor a 30 MW, por lo que corresponde plantear una alternativa que brinde confiabilidad N-1, de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Por lo mencionado, se considera razonable implementar el tercer circuito de la Línea en 60 kV Chillón – Oquendo a fin cumplir con la confiabilidad por el criterio N-1.

Cabe señalar que, el proyecto de tercer circuito Línea de Transmisión 60 kV Chillón – Oquendo considera un tramo subterráneo de 5,9 km de 1200 mm² XLPE Cu y otro tramo aéreo de 500mm² AAAC. En cuanto al tramo aéreo, en la Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) solo se tiene el módulo de línea con sección de 400 mm²; sin embargo, la empresa deberá instalar una sección de 500 mm² y solicitar se incluya este módulo (de 500 mm²) en la próxima reestructuración de la BDME.

e) Propuesta de derivación de Línea en 60 kV Chillón – Naranjal hacia SET Huandoy por confiabilidad N-1

ENEL propone el proyecto de derivación de Línea en 60 kV Chillón – Naranjal hacia SET Huandoy, para dar redundancia por criterio de confiabilidad N-1; sin embargo, no precisa la problemática que estaría solucionando.

Adicionalmente, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de ENEL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo señalado, se ha verificado en el modelamiento de la red en 60 kV del Área de Demanda 6 que, las Líneas Caudivilla – Huandoy y Chavarría – Huandoy se sobrecargan en un escenario de contingencia N-1 de la Línea 60 kV Comas – Caudivilla. El problema principal es la alimentación a la SET Caudivilla, la cual tiene una demanda que sobrepasa los 30 MW, por lo que corresponde plantear una alternativa que brinde redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, OSINERGMIN evalúa las siguientes alternativas para dar solución a la problemática indicada:

- Alternativa 1: Derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Huarangal – Comas hacia la SET Caudivilla, de 0,38 km doble terna subterránea 1200 mm2 XLPE Cu.
- Alternativa 2: Derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Chillón – Naranjal hacia la SET Huandoy, de 0,9 km doble terna subterránea 1200 mm2 XLPE Cu.

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-11
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa (2)	Costos de Inversión (4)					Costos de Explotación (4)		
		Transmisión		Transformación (3)		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	LT 60 kV Derv Huarangal - Comas - Caudivilla	-	-	1,592,689	754,803	2,347,492	420,411	-1,192,386	1,575,517
Alternativa 2	LT 60 kV Derv Chillon - Naranjal - Huandoy	-	-	3,155,250	681,122	3,836,373	604,053	-1,485,981	2,954,445

Alternativa seleccionada: Alternativa 1

(1) Sistema eléctrico en el que se incorporan las nuevas instalaciones del proyecto, según Alternativa evaluada
(2) Resumen de Alternativa evaluada. Consignar como referencia la sección del Estudio donde se encuentra el desarrollo de dicha alternativa y el diagrama unifilar correspondiente.
(3) Los costos de transformación AT/MT incluyen los costos de las celdas en MT
(4) Valor presente del flujo de costos en el horizonte de 10 años.

Conforme se observa el cuadro anterior, la Alternativa N° 1 resulta ser la de menor costo.

De acuerdo con la evaluación de OSINERGMIN, se incluye esta alternativa en el Plan de Inversiones 2025-2029.

f) **Propuesta de reforzamiento de Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva por sobrecarga de la Línea existente L-6708**

ENEL propone el refuerzo de Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva, debido a la sobrecarga que se presenta en la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708).

Al respecto, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de ENEL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo indicado, OSINERGMIN ha verificado en el modelamiento de la red en 60 kV del Área de Demanda 6 que, la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708) está cerca a presentar una sobrecarga en operación normal; además, en una situación de contingencia N-1 de la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-701), se presenta una cargabilidad de más del 140% en la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708). El problema principal es la alimentación a la SET Santa Rosa Antigua, la cual tiene una demanda que sobrepasa los 30 MW, por lo que corresponde plantear una alternativa que brinde redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708) es un elemento del SCT, soterrada de 0,253 km y 500 mm² XLPE Cu.

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.

Asimismo, se considera que, al ser un reforzamiento de una línea existente subterránea (de 500 mm² a 1600 mm²), se debe considerar la misma ruta (y longitud) de dicha línea existente.

De acuerdo con la evaluación de OSINERGMIN, se incluye en el Plan de Inversiones 2025-2029, el incremento de capacidad de la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708), de 500 mm² a 1600 mm².

Cabe señalar que, el proyecto de reforzamiento de la Línea en 60 kV Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva (L-6708), considera el módulo de 1600 mm² XLPE CU; sin embargo, en la BDME solo se tiene el módulo de línea con sección de hasta 1200 mm²; sin embargo, la empresa deberá instalar una sección de 1600 mm² y solicitar se incluya este módulo (de 1600 mm²) en la próxima reestructuración de la BDME.

g) Implementación de Nueva SET Las Flores

De acuerdo a ENEL, el objetivo de la nueva SET Las Flores es descargar a las SET Canto Grande y SET Zárate, para lo cual su alternativa ganadora parte desde la Línea existente en 60 kV Zárate – Mariátegui (L-6739).

Con la información remitida por ENEL, Osinergrmin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, observando que hay sobrecarga en el periodo tarifario, en el Transformador TR-1 de 25 MVA la SET Canto Grande. No se observa sobrecarga en SET Zárate.

ENEL sustenta imposibilidad en la ampliación de capacidad/repotenciación de la SET Canto Grande, así como la imposibilidad de implementar alimentadores y/o trasladar carga entre alimentadores de mismas SET o a otras SET's cercanas.

Sobre el particular, se advierte lo siguiente:

- Traslado de carga entre alimentadores:

Estos traslados pueden realizarse fuera o dentro de la subestación. Se observa que, en el sustento de ENEL solo ha analizado los traslado fuera de

la subestación, del cual ha detectado tres traslados de carga entre devanados de la misma subestación.

ENEL ha evaluado traslados entre alimentadores de SET colindantes y entre alimentadores de la misma SET bajo la premisa que este traspaso se realice fuera de la SET; sin embargo, no se evaluó la posibilidad de traspasos o balanceos de carga entre transformadores de la misma SET, es decir que se realice una permutación entre alimentadores cuyos trabajos se realicen dentro de la SET. En ese sentido el análisis presentado resulta incompleto.

Adicionalmente, ENEL menciona que el traslado de carga a la SET Mariátegui permite descargar el Transformador TR-2 de la SET Canto Grande, pero que en el año 2029 se sobrecargaría el transformador en SET Mariátegui.

Por tanto, el traslado de carga a SET Mariátegui es una opción de solución, incluso la ampliación de transformación (segundo transformador) en SET Mariátegui es una opción que ENEL no ha analizado.

- Ampliación de capacidad de transformación en SET Canto Grande:

ENEL indica que la subestación cuenta con espacios reducidos para el desplazamiento de los transformadores, en caso se reemplace el Transformador de 25 MVA por un Transformador de 40 MVA.

No obstante, de la verificación de los planos de planta enviados por ENEL, se observa que hay espacios disponibles y que las rieles para desplazar los transformadores mencionados son continuas y no representarían impedimento como menciona ENEL. El bosquejo presentado por ENEL sobre los espacios no es acorde a los planos adjuntos y el recuadro representativo para un Transformador de 40 MVA. Sin perjuicio de lo anterior, las dimensiones del transformador indicadas por ENEL corresponden a un transformador de 3 devanados, pudiendo incluso evaluar solo uno de 2 devanados.

En ese sentido, la disponibilidad de espacio no se descarta, más aún cuando se tienen espacios similares en la SET Zárate, donde ENEL pudo reemplazar el transformador de 25 MVA, aprobado en el PI 2021-2025, no habiéndose presentado los problemas de interferencias que ahora plantea ENEL.

- Ampliación de celdas en media tensión

ENEL indica que no existe espacio disponible para la instalación de nuevas salidas de cables de alimentadores MT, sustentado que solo cuenta con espacio para una profundidad de 4,0 metros, cuando la profundidad necesaria es de 4,8 metros.

Al respecto, para el caso de la SET Canto Grande, se observa espacio para al menos una celda en la batería de celdas existente, asimismo se cuenta con espacio para implementar más celdas en la zona colindante a los bancos de condensadores. Finalmente, se puede migrar a tecnología GIS para disponer de espacios.

Por lo expuesto, si bien se considera que la sobrecarga de la SET Canto Grande puede resolverse con traslados de carga en la misma SET y hacia la SET Mariátegui, se considera pertinente aprobar la ampliación de capacidad de transformación en SET Canto Grande con un nuevo transformador de 60/20/10 kV de 40 MVA, que reemplace al transformador de 25 MVA. Esta ampliación permitirá atender el crecimiento de la demanda en la zona para un horizonte de

10 años, asimismo el devanado en 20 kV servirá para las ampliaciones y transferencias en este nivel de tensión con la SET Zárate y otras que tengan previsto en 20 kV.

h) Implementación de Nueva SET Sinchi Roca

De acuerdo a ENEL, el objetivo de la nueva SET Sinchi Roca es descargar a las SET Caudivilla y SET Infantas, para lo cual su alternativa parte desde la Línea en 60 kV Huarangal – Comas.

Con la información remitida por ENEL, Osinergmin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, observando que hay sobrecarga en el periodo tarifario, en los Transformadores TR-1 y TR-3, de 25 MVA cada uno, de la SET Caudivilla. No se observa sobrecarga en SET Infantas.

ENEL sustenta imposibilidad en la ampliación de capacidad/repotenciación de la SET Caudivilla, así como la imposibilidad de implementar alimentadores y/o trasladar carga entre alimentadores de mismas SET o a otras SET's cercanas.

Sobre el particular, se advierte lo siguiente:

- Traslado de carga entre alimentadores.

Estos traslados pueden realizarse fuera o dentro de la subestación. Se observa que, en el sustento de ENEL solo ha analizado los traslados fuera de la subestación, del cual ha detectado tres traslados de carga entre devanados de la misma subestación.

ENEL ha evaluado traslados entre alimentadores de SET colindantes y entre alimentadores de la misma SET bajo la premisa que este traspaso se realice fuera de la SET; sin embargo, no se evaluó la posibilidad de traspasos o balanceos de carga entre transformadores de la misma SET, es decir que se realice una permutación entre alimentadores dentro de la SET. En ese sentido el análisis presentado resulta incompleto.

Adicionalmente, en el sustento de ENEL se ha analizado tres traslados de carga entre devanados de la misma subestación, los cuales no solucionan la sobrecarga en SET Caudivilla.

- Ampliación de capacidad de transformación en SET Caudivilla:

ENEL indica que la subestación cuenta con espacios reducidos para la para el desplazamiento de los transformadores, en caso se reemplace un Transformador de 25 MVA por un Transformador de 40 MVA.

- No obstante, de la verificación de los planos de planta enviados por ENEL, se observa espacios disponibles y que las rieles para desplazar los transformadores mencionadas son continuas y no representarían impedimento como menciona ENEL. El bosquejo presentado por ENEL no es acorde con los planos adjuntos y el recuadro representativo para un Transformador de 40 MVA. Sin perjuicio de lo anterior, las dimensiones del transformador indicadas por ENEL corresponden a un transformador de 3 devanados, pudiendo incluso evaluar solo uno de 2 devanados.

En ese sentido, la disponibilidad de espacio no queda descartada.

- Ampliación de celdas en media tensión:

ENEL indica que no existe espacio disponible para la instalación de nuevas celdas alimentadoras, no obstante, se observa que hay espacios disponibles como al lado de la resistencia del neutro (la cual incluso puede ser reubicada

para ganar espacio al ampliar el edificio existente) o donde está ubicada la SET Elevadora que debería quedar en desuso considerando que se tiene barra en 20 kV.

Por lo expuesto, se considera que la sobrecarga de la SET Caudivilla puede resolverse con traslados de carga en la misma SET y hacia la SET Mariátegui y con la ampliación de capacidad de transformación, con un nuevo transformador de 60/20/10 kV de 40 MVA que reemplace al transformador TR-1 de 25 MVA, el cual será llevado hacia la SET Ancón. Esta ampliación permitirá atender el crecimiento de la demanda en la zona en el horizonte de 10 años.

i) Implementación de Nueva SET Pachacútec

De acuerdo a ENEL, el objetivo de la nueva SET Pachacútec es descargar a las SET Ventanilla y SET Zapallal, para la cual su alternativa ganadora parte desde Línea existente en 60 kV Ventanilla – Zapallal (L650).

Con la información remitida por ENEL, Osinergmin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, determinando que no hay sobrecargas en el periodo tarifario, ni en la SET Ventanilla ni en la SET Zapallal.

Por lo tanto, no se acepta la propuesta de la nueva SET Pachacútec 60/20/10 kV.

j) Sobre incorporación de nuevas celdas MT

De acuerdo al formato “F-204”, en base a lo estipulado en el artículo 37 de la NORMA TARIFAS, se advierte que la cantidad de nuevos Alimentadores alcanza un total de once (11) Celdas de Alimentador (10 en 10 kV y 1 en 22,9 kV) para el período del PI 2025-2029.

Cabe señalar que, según el referido artículo 37 de la NORMA TARIFAS, la capacidad máxima de los alimentadores está en función a lo establecido en el VAD Resolución N°189-2022-OS/CD.

Asimismo, teniendo en cuenta que las demandas en media tensión tienen un margen de variación que puede alterar el año de puesta en servicio de las Celdas de Alimentador, se considera el año de puesta en servicio para el 2028; no obstante, dependiendo de la necesidad, podrían ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del período de vigencia del PI 2025-2029.

Es importante señalar, sobre el sustento de atención de diferentes demandas en el nivel de tensión MT, que motivarían la necesidad de nuevos alimentadores, las estimaciones de demanda utilizadas no coinciden con las demandas proyectadas en el F-204 de la misma empresa. Además, esa proyección ha disminuido, según lo evaluado por Osinergmin.

k) Propuesta de renovación de transformadores en SET Mirador, SET Ancón y SET Tacna

ENEL solicita la renovación por antigüedad de tres (03) transformadores; (i) transformador en SET Mirador de 60/10 kV de 25 MVA, (ii) transformador en SET Ancón de 60/10 kV de 6 MVA; y, (iii) transformador en SET Tacna de 60/10 kV de 25 MVA (reserva).

Al respecto, los Transformadores en SET Mirador, SET Ancón y SET Tacna, han sobrepasado su vida útil, además de presentar parámetros fuera de los recomendados (Relación de transformación, Resistencia de devanados y presencia de gases Acetileno, Monóxido de Carbono y Dióxido), por lo que se procede a dar su Baja remunerativa.

Asimismo, para su reemplazo, en SET Mirador y SET Ancón se utilizarán los Transformadores de 25 MVA disponibles que quedan de la SET Canto Grande y SET Caudivilla, respectivamente.

En cuanto al Transformador disponible en la SET Tacna de 60/10 kV de 25 MVA, en la evaluación de reserva de transformación, se verificó que resulta necesario efectuar su renovación a fin de ser utilizado como transformador de reserva del tipo compartido.

I) Propuesta de renovación de celdas MT en SET Barsi por antigüedad

ENEL propone el reemplazo de todas las celdas en 10 kV en SET Barsi que pertenecen al SST, para lo cual solicita la implementación de 34 celdas en 10 kV de tecnología encapsulada, las cuales se conforman de: 23 alimentadores, 4 acoplamiento, 4 medición y 2 transformación.

ENEL indica que, actualmente opera con componentes como seccionadores con más de 60 años de antigüedad e interruptores con más de 30 años de antigüedad, lo cual es sustentado con registros fotográficos de placas de los equipos.

Adicionalmente, ENEL manifiesta que las celdas convencionales metálicas de la SET Barsi se construyeron bajo los lineamientos de la antigua norma IEC 298, la estructura no está diseñada para soportar arcos internos, existiendo la posibilidad que ante una falla ocasione accidentes en la operación, debido a ello los trabajadores están expuestos a accidentes de trabajo por riesgo de arco eléctrico.

Asimismo, ENEL realiza una evaluación de alternativas del tipo de tecnología entre Metal Clad tipo AIS y Metal Clad tipo Encapsulada (GIS), de los cuales, por la naturaleza y espacios de la subestación se evidencia la tecnología Metal Clad tipo Encapsulada (GIS) tiene facilidades para la instalación de los equipos.

Por lo expuesto por ENEL, lo verificado en el sustento remitido y en las visitas de campo, se acepta la solicitud de renovación de Elementos. Asimismo, de la evaluación económica de las tecnologías, las celdas tipo Encapsulada (GIS) resulta la opción de menor costo para celdas del tipo interior en 10 kV.

En total, se aprueban los siguientes Elementos en 10 kV de tecnología encapsulada GIS:

- 2 celdas de transformador.
- 3 celdas de medición.
- 3 celdas de acoplamiento.
- 21 celdas de alimentador.

Cabe señalar que, ENEL no ha explicado por qué tiene 24 celdas de alimentador que plantea renovar, supuestamente del SST, si en la relación de Elementos del SST se remunera solo 21 alimentadores. Asimismo, de acuerdo a la información remitida, en la configuración solo se necesitarían 3 celdas de medición y 3 celdas de acoplamiento.

Por otro lado, se advierte que, en la SET Barsi, se reconoce en la regulación del SST y SCT, los siguientes Elementos en 10 kV:

- 1) Veinticinco (25) celdas en 10 kV del SST
 - 21 celdas de alimentador del tipo Metal Clad
 - 2 celdas de transformador del tipo Metal Clad

- 2 celdas de medición del tipo Metal Clad
- 2) Siete (7) celda en 10 kV del SCT
 - 4 celdas de alimentador del tipo Metal Clad
 - 1 celda de transformador del tipo Metal Clad
 - 1 celda de medición del tipo Metal Clad
 - 1 celda de acoplamiento del tipo Metal Clad

En ese sentido, se procede a dar de Baja a los siguientes Elementos del SST en la SET Barsi:

- 21 celdas de alimentador del SST
- 2 celdas de transformador del SST
- 2 celdas de medición del SST
- 1 celdas de medición del SST que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.
- 3 celdas de acoplamiento del SST que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

m) Propuesta de renovación de celdas MT en SET Chavarría por antigüedad

ENEL propone el reemplazo de todas las celdas en 10 kV en SET Chavarría, que pertenecen al SST, para lo cual solicita la implementación de 35 celdas en media tensión en 10 kV y de tecnología encapsulada, las cuales se conforman de: 24 alimentadores, 4 acoplamientos, 5 medición y 2 transformación.

ENEL indica que, actualmente opera con componentes como interruptores con más de 30 años de antigüedad, lo cual es sustentado con registros fotográficos de placas de los equipos. No obstante, todos los equipos no sobrepasan los 30 años.

Asimismo, ENEL manifiesta que las celdas convencionales metálicas de la SET Chavarría se construyeron bajo los lineamientos de la antigua norma IEC 298, la estructura no está diseñada para soportar arcos internos, existiendo la posibilidad que ante una falla ocasione accidentes en la operación, debido a ello los trabajadores están expuestos a accidentes de trabajo por riesgo de arco eléctrico.

Por lo expuesto por ENEL, lo verificado en el sustento remitido y en las visitas de campo, se acepta la solicitud de renovación de Elementos. Asimismo, de la evaluación económica de las tecnologías, las celdas tipo Encapsulada (GIS) resulta la opción de menor costo para celdas del tipo interior en 10 kV.

Adicionalmente, si bien algunos equipos no cumplen con los 30 años de antigüedad, es razonable que toda la batería de celdas se cambie a una misma tecnología.

En consecuencia, se aprueban los siguientes Elementos en 10 kV de tecnología encapsulada GIS:

- 2 celdas de transformador.
- 3 celdas de medición.
- 3 celdas de acoplamiento.
- 23 celdas de alimentador.

Al respecto, se advierte que en la SET Chavarría se reconoce en la regulación del SST, los siguientes Elementos en 10 kV:

- 1) Veintiséis (26) celdas en 10 kV del SST
 - 23 celdas de alimentador del tipo Metal Clad
 - 3 celdas de transformador del tipo Metal Clad

En ese sentido, se procede a dar de Baja a los siguientes Elementos en la SET Chavarría:

- 23 celdas de alimentador del SST
- 2 celdas de transformador del SST
- 3 celdas de medición del SST que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT
- 3 celdas de acoplamiento del SST que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT

n) Reconocimiento de Transformador 40 MVA en SET Naranjal

ENEL señala que el PI 2021-2025 solicitó el reconocimiento del Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA (serie 107331 y año de fabricación 2018) adquirido e instalado en reemplazo del transformador de 25 MVA en la SET Naranjal, el cual presentaba en sus protocolos de pruebas un historial de resultados fuera de límites admisibles que descartaba alguna posibilidad de reparación y en consecuencia, una alta probabilidad de falla. En ese sentido, reitera su pedido de reconocimiento en el presente proceso de aprobación del PI 2025-2029.

Al respecto, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de ENEL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo indicado, se mantiene lo indicado en el proceso de aprobación del PI 2021-2025, donde se descartó el reconocimiento del Transformador de 40 MVA de SET Naranjal, en tanto el transformador reemplazado no había cumplido su vida útil. Es importante tener en cuenta que, cualquier desperfecto que haya presentado el transformador en su vida útil es un riesgo que debe asumir la concesionaria. Del mismo modo, no se aprueba la Baja del Transformador de 25 MVA reemplazado.

Cabe destacar que, el literal c) del artículo 31, literal c) de la LCE establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

o) Reconocimiento de estructuras de Transición para la derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Mirones hacia la SET José Granda

ENEL solicita el reconocimiento de estructuras de transición para la derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Mirones hacia la SET José Granda. Esta SET José Granda y su línea de conexión con la derivación de Línea 60 kV Chavarría – Mirones corresponde a un proyecto aprobado en el PI 2021-2025.

Al respecto, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de ENEL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo indicado, es necesario tener en cuenta que el numeral 4.11 del Informe 503-2018- GRT que formó parte del sustento de la reestructuración de los Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 179-2018-OS/CD, se señala lo siguiente:

“(…)

Al respecto, la aplicación de las Estructuras de Transición se dará en el siguiente caso:

- Para derivación de Líneas de Transición aéreas existentes con nuevas Líneas de Transición Subterráneas.”

En efecto, la Línea 60 kV Chavarría – Mirones corresponde a un Elemento del SST existente, y la derivación hacia la SET José Granda inicia con una transición aéreo-subterránea perteneciente a una nueva línea, por consiguiente, se cumple las condiciones del numeral 4.11 del Informe 503-2018- GRT, en consecuencia, se considera razonable implementar dos estructuras de transición para simple terna en la derivación hacia la SET José Granda.

De acuerdo con la evaluación de OSINERGMIN, se incluye al Plan de Inversiones 2025-2029.

p) Cambio de posición de transformador 40 MVA en SET Santa Marina

ENEL solicita el cambio de posición de Transformadores en la SET Santa Marina, con la finalidad de atender el requerimiento de incremento de carga: cambio del nuevo Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA de la posición 1 a la posición 2 y cambio del Transformador 60/20/10 kV – 25 MVA de la posición 2 a la posición 1.

Al respecto, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de ENEL, por lo que, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal 096-2024-GRT, se considera un pedido extemporáneo.

Por otro lado, en los resultados obtenidos por Osinergmin, no se observa ninguna dificultad por razones de demanda para cambiar la posición de los transformadores, pudiendo ENEL efectuar simplemente un traslado de carga al inicio de cada alimentador dentro de la SET Santa Marina, lo cual no ha sido descartado.

Sin perjuicio de ello, considerando que a ENEL le resulta razonable el cambio de posición solicitado, el cual no trae como consecuencia un reconocimiento tarifario adicional, se acepta lo solicitado por la concesionaria.

Cabe precisar que este cambio de posición se aprueba para el año 2025, debiendo ENEL cumplir primero con lo dispuesto en el PI 2021-2025.

q) Propuesta de Transformadores de Reserva

ENEL enmarca la aprobación de sus transformadores de reserva en las siguientes situaciones:

1. Banco de Transformadores Monofásicos (Polos de Reserva): Para la SET Mirador
2. Transformadores Trifásicos MAT/AT. Para las SET's Medio Mundo y Lomera.
3. Transformadores Trifásicos AT/MT según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.
4. Transformadores Trifásicos AT/MT exclusivos para las SET's Tacna y Pershing

Con respecto al Polo de Reserva solicitado para la SET Mirador, se verifica que dicha SET cuenta con dos Bancos de Transformadores (120 MVA y 180 MVA) operando en paralelo. Al respecto, en el modelamiento eléctrico del Área de Demanda 6 se verifica que, ante una contingencia de cualquiera de los Bancos

instalados en la SET Mirador, el otro Banco puede atender toda la demanda sin inconvenientes, por lo que se considera que aún no se necesita el Polo de reserva solicitado.

Por su parte, la solicitud del Transformador Trifásico MAT/AT para las SET's Medio Mundo y Lomera, se analiza en el numeral 6.2.3.2 del presente informe.

Respecto a los transformadores de reserva en el marco de la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD ("NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN"), ENEL ha efectuado los agrupamientos del Área de Demanda 6 en ocho (8) zonas, obteniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 6-11

Agrupamiento – Transformadores de Reserva

Zona	Ubicación SET según Modelo	Ubicación SET Real	MVA	Condición
1	Zárate	Mariátegui (Indisponibilidad de espacio en Zarate)	40	Aprobado en Modificación del PIT 2021-2025 (y Baja de un transformador 25 MVA)
2	Huandoy	Huandoy	40	Aprobado en Modificación PIT 2021-2025 (y Baja de un transformador 25 MVA)
3	Chavarría	Chavarría	40	Nuevo
4	Santa Rosa	Malvinas (Indisponibilidad de espacio en Santa Rosa)	25	Nuevo
5	Pando	Pando	40	Se reubica transformador de reserva existente en Barsi
6	Ventanilla	Chillón (Indisponibilidad de espacio en Ventanilla)	25	Reserva 25 MVA en Tomás Valle
7	Huaral	Puente Piedra	25	Nuevo
8	Supe	Huacho	25	Existente en Huacho

Fuente: Informe de la PROPUESTA FINAL de ENEL

De acuerdo a sus resultados, ENEL solicita se apruebe los siguientes transformadores de reserva compartida:

- 02 transformadores 60/20/10 de 25 MVA
- 01 transformadores 60/20/10 de 40 MVA

Adicionalmente, ENEL requiere dos transformadores de reserva fija para las SET's Tacna (25 MVA-reemplazando al transformador existente de 25 MVA) y Pershing (40 MVA), debido a que considera que estas subestaciones atienden cargas sensibles, existiendo acceso limitados y tráfico para el acceso a dichas subestaciones.

Sobre el particular, es importante señalar que, la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN no es aplicable únicamente al caso de los transformadores trifásicos mayores a 100 kV. En ese sentido, los transformadores AT/MT

solicitados para la SET Tacna y la SET Pershing deben analizarse dentro del alcance de la referida norma.

Asimismo, se precisa que no existe ninguna base legal para dar una confiabilidad mayor a algunos tipos de clientes libres por algún tipo de importancia como lo plantea ENEL.

Por lo tanto, los pedidos de reserva para las SET's Tacna y Pershing se analizarán en el marco de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Ahora, de acuerdo a lo informado por ENEL en su PROPUESTA FINAL, esta empresa cuenta con diversos tipos de transformadores:

Cuadro N° 6-12
Transformadores de Reserva – Propuesta Final ENEL

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación (según potencia del lado primario)
60/10 kV ⁽¹⁾	1 transformador de 6 MVA 1 transformadores de 14 MVA 40 transformadores de 25 MVA 4 transformadores de 40 MVA
60/20/10 kV ⁽²⁾	9 transformador de 25 MVA 30 transformadores de 40 MVA ⁽³⁾

- (1) Se consideran los transformadores de 66/10 kV
(2) Se consideran los transformadores de 66/20/10 kV
(3) Se incluyen los transformadores de las SET José Granda y Cusco que ENEL no incluyó en su F-003.

Cabe precisar que, ENEL no ha incluido en su formato F-003, la ubicación del transformador disponible de 60/10 kV – 25 MVA que se viene remunerando en la SET Pando. Asimismo, conforme se ha requerido en las observaciones, ENEL no ha remitido el historial de rotaciones de los transformadores del SST y SCT, a fin de determinar la ubicación precisa de dicho transformador, en caso haya sido rotado.

Adicionalmente, resulta importante mencionar que, los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA de la SET Tacna y Tomás Valle reportado por ENEL en el F-003 como “Reserva”, son transformadores que tienen la condición de “disponible” (que puede utilizarse como reserva) más no se está remunerando como reserva.

Por otro lado, ENEL no ha sustentado la no factibilidad de utilizar transformadores de tres devanados como reserva de unidades de dos devanados, o utilizar transformadores de reserva para transformadores con menores potencias.

En se sentido, como primer criterio se procederá a agrupar los transformadores de 2 y 3 devanados de una misma o similar potencia.

Ahora bien, se procedió a utilizar el modelo de confiabilidad que forma parte de la metodología de Transformadores de reserva compartida, obteniéndose que los siguientes transformadores necesitan reserva de tipo compartida:

Cuadro N° 6-13
Transformadores de Reserva – Evaluación OSINERGMIN

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega	Transformadores de reserva necesarios según el modelo de optimización
-------------------------------	---	---

60/10 kV ⁽¹⁾	21 transformador de 25 MVA	4 transformadores de 25 MVA (1 de ellos de 3 devanados) ⁽³⁾
60/20/10 kV ⁽²⁾	3 transformador de 25 MVA	
60/10 kV ⁽¹⁾	3 transformadores de 40 MVA	3 transformadores de 40 MVA de 3 devanados ⁽³⁾
60/20/10 kV ⁽²⁾	25 transformadores de 40 MVA	

(1) Se consideran los transformadores de 66/10 kV

(2) Se consideran los transformadores de 66/20/10 kV

(3) Se están considerando los transformadores cuyo reemplazo se aprobó en la modificatoria del PI 2021-2025 (2 transformadores de 40 MVA de 3 devanados)

De acuerdo al cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (21 en total) y de 60/20/10 kV – 25 MVA (3 en total), se cuenta con dos (2) transformadores remunerándose como reserva y dos (2) transformadores disponibles (reserva) del SST. Entonces, se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización. Cabe precisar que el transformador de 3 devanados puede cumplir la función del transformador de 2 devanados en tanto no se ha sustentado ninguna dificultad para ello.
- Para los transformadores de 60/10 kV – 40 MVA (3 en total) y de 60/20/10 kV – 40 MVA (23 en total), se cuenta con tres (3) reservas. Entonces, se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización. Cabe precisar que el transformador de 3 devanados puede cumplir la función del transformador de 2 devanados en tanto no se ha sustentado ninguna dificultad para ello.

Ahora bien, se procedió a determinar el modelo de optimización de reserva de transformación, obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 6-14
Resultado del Modelo de optimización de reserva de transformación

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega	Transformadores de reserva necesarios según el modelo de optimización	Ubicación de los transformadores de reserva
60/10 kV ⁽¹⁾	21 transformador de 25 MVA	3 transformadores de 25 MVA	SET Chancay SET Caudivilla SET Pando
60/20/10 kV ⁽²⁾	3 transformador de 25 MVA		
60/10 kV ⁽¹⁾	3 transformadores de 40 MVA	3 transformadores de 40 MVA de 3 devanados	SET Malvinas SET Chavarría SET Puente Piedra
60/20/10 kV ⁽²⁾	25 transformadores de 40 MVA		

(1) Se consideran los transformadores de 66/10 kV

(2) Se consideran los transformadores de 66/20/10 kV

Por lo indicado, considerando los transformadores disponibles y reservas existentes, se considera que no es necesario aprobar transformadores de reserva en el Área de Demanda 6:

Asimismo, considerando que se ha dado de Baja el transformador de reserva de la SET Tacna, de acuerdo al análisis efectuado en el literal k) del numeral 6.2.3.1 del presente informe, y con la finalidad de no reducir la confiabilidad que presenta el parque de transformadores de ENEL, se aprueba el reemplazo de dicho transformador; no obstante, se precisa que dicho transformador corresponde a una reserva compartida que brindará confiabilidad al parque de transformadores en 60/10 de 25 MVA y no una reserva fija como lo solicita ENEL.

Finalmente, es preciso indicar que el desarrollo de la metodología y aplicación de los criterios definidos en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, son desarrollados en el Anexo C del presente Informe.

r) Bajas de Líneas y Transformadores

ENEL presentó una solicitud de Baja de Elementos, en atención a las observaciones formuladas por Osinerghmin.

Respecto a la Baja de las Líneas en 60 kV Tacna – Santa Rosa (L-607/L-608), debido a su antigüedad (49 años), las fallas explicadas por la concesionaria, además de que actualmente no tiene ningún aporte en la operación del sistema eléctrico del Área de Demanda 6, se considera razonable aprobar la Baja respectiva, así como la de sus celdas de línea. No obstante, respecto a las celdas asociadas a dichas Líneas, ENEL no ha sustentado las razones para darles de Baja, por lo que no se acepta.

Por otro lado, respecto a la Baja de los dos Polos de Reserva 220/60/10 – 80/3 MVA de las SET's Barsi y Chavarría, debido a su antigüedad (51 y 60 años), los parámetros fuera de rango sustentados por la concesionaria (degradación de aislamiento), falta de repuestos, además de que la misma empresa está indicando que cuenta con 2 Polos de Reserva de las mismas características, suficientes para atender el parque de Bancos de Transformadores de 80 MVA, se considera razonable aprobar la Baja respectiva.

En relación a la solicitud de Baja del Transformador 25 MVA de la SET Naranjal, este caso se analiza en el literal n) del numeral 6.2.3.1 del presente informe.

Por último, con relación a la Baja de los Transformadores AT/MT – 25 MVA de las SET's Chillón y Mariátegui, debido a su antigüedad (46 y 61 años), los parámetros fuera de rango sustentados por la concesionaria (degradación de aislamiento), falta de repuestos, se considera razonable aprobar la Baja respectiva.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huaral-Chancay, Huacho y Supe

a) Celdas Media Tensión en SET Supe

De acuerdo al formato "F-204", no se requiere ninguna celda de alimentador adicional en la SET Supe.

b) Implementación del Transformador de Reserva 220/60/10 kV de 50 MVA en SET Medio Mundo

ENEL solicita un Transformador de Reserva 220/60/10 kV para la SET Medio Mundo, adiciona que servirá para atender alguna contingencia en la SET Lomera.

Al respecto, en el modelamiento eléctrico del Área de Demanda 6 se verifica que ante una contingencia del Transformador 220/66/10 kV – 50 MVA el sistema opera con normalidad.

Por lo tanto, no es necesario brindar una reserva a dicha SET Medio Mundo. Con respecto a la SET Lomera, ENEL no ha presentado mayor información sobre los problemas que ocurren en esta SET.

c) Soterramiento de Instalaciones del SST que no cumplen con distancias de seguridad

En base a lo establecido en el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, mediante Memorando N° 780-2023-GRT de fecha 26 de diciembre de 2023, se solicitó a la División de Supervisión de Electricidad (en adelante DSE) evaluar las propuestas presentadas por los Titulares, junto a la relación de Elementos a

evaluar y que podrían ser incluidas en el PI 2025-2029, por razones de seguridad.

Al respecto, la DSE remitió el Informe Técnico N° DSE-STE-762-2023, en el cual evalúa la propuesta de ENEL que propone que se incluya como parte del Plan de Inversiones 2025-2029 el soterramiento de 2 tramos de líneas en 60 kV debido a que no cumplen con las distancias mínimas de seguridad y se ubican en zonas de alta afluencia de público, en ese sentido, se muestra los resultados obtenidos en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-15
Evaluación resumen DSE

ID	Solicitud	Evaluación	Informe Técnico	Conclusión - DSE
1	LT 60 kV, SET Huacho (ENEL)-SET Huacho (REP), (L-685) L-685: tramo aéreo comprendido entre las estructuras P51-P52 L-685: tramo aéreo comprendido entre las estructuras P60-P61	Vanos entre las estructuras P52-P53 y P60-P61, de la LT 60 kV, SET Huacho (ENEL) - SET Huacho (REP), (L-685)	DSE-STE-762-2023	Debido a que la implementación del proyecto tomará su tiempo, es que, primero ENEL debe subsanar el incumplimiento de las DMS detectada, que es una situación más urgente.

Al respecto, de acuerdo a las conclusiones realizadas por la DSE, las propuestas de ENEL para soterrar tramos de la líneas de transmisión L-658 no se incluyen en el PI 2025-2029.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Huarmey

Con Carta N° HDNA-GR/CF-0806-2023, del 20 de noviembre de 2023, HIDRANDINA presentó sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su propuesta inicial del PI 2025-2029 referida al Área de Demanda 3; sin embargo, dentro de la relación de Elementos que formaron parte de su propuesta final, HIDRANDINA incluyó un Transformador de Potencia 60//22,9/10 kV – 15 MVA para la SET Huarmey.

Al respecto, esta solicitud no fue parte de la PROPUESTA INICIAL de Hidrandina, por lo que, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal 096-2024-GRT, se considera un pedido extemporáneo.

Sin perjuicio de ello, HIDRANDINA no ha sustentado ningún tipo de problemática en el sistema eléctrico Huarmey. Del mismo modo, no se observa ningún tipo de problemática en los resultados obtenidos por Osinergmin en dicho sistema eléctrico.

En ese sentido, se desestima el pedido de HIDRANDINA.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Andahuasi

ADINELSA propone la renovación de las celdas de transformador 60 y 22,9 kV y dos celdas de alimentador 22,9 kV en la SET Andahuasi por antigüedad de equipos. Asimismo, incluyó en su propuesta los módulos de centro de control y de telecomunicaciones.

Al respecto, ADINELSA no ha presentado el suficiente sustento sobre la problemática operativa que afecta la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, que presentarían las celdas que plantea renovar. Sin perjuicio de ello, debido a la antigüedad y como proyecto complementario a la ampliación de transformador aprobada en la modificatoria del PI 2021-2025, se considera razonable el reemplazo de las celdas solicitadas.

Ahora bien, respecto a los módulos de centro de control y de telecomunicaciones, ADINELSA no ha sustentado la necesidad de su propuesta.

Al respecto, se debe tener en cuenta que, para la valorización de centro de control, se sigue lo indicado en el numeral 6.2.5 del “Informe N° 262-2022-GRT” (reestructuración BDME).

“numeral 6.2.5 del “Informe N° 262-2022-GRT

... ”

Para las nuevas subestaciones de concesionarias existentes, se utilizará los módulos de centro de control incremental de 1 SETS. Para el reconocimiento de sistema de control local SAS esta debe estar fundamentada su uso en un informe técnico que deben enviar las concesionarias junto a su Acta de Puesta en Servicio.

... ”

Además, se ha verificado que no cuenta con “Reportes de adecuación a NTIITR” del COES, asimismo, no ha demostrado que se encuentra en la obligación de reportar intercambios de información en tiempo real para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional. En consecuencia, ADINELSA no ha demostrado la necesidad de implementar módulos de centro de control (nivel 2 o nivel 3) y de telecomunicaciones.

ADINELSA debe tener en consideración que los módulos solicitados se aplican a nuevas subestaciones y no a subestaciones existentes.

Por otro lado, los módulos de celdas aprobados incluyen con equipos complementarios de control, medición y protección. En ese sentido, no se incluyen los módulos de centro de control y telecomunicaciones solicitados por ADINELSA.

En el Anexo E se muestran los diagramas unifilares correspondientes a los proyectos aprobados por Osinergmin.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 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:** Corresponde 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.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a reserva en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso. Ver Cuadro 6-9.

Cuadro 6-16
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 6

Programación de Bajas AD06				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
6	ENEL	2026	Transformador 60/10 kV – 25 MVA (disponible)	SET Tacna
6	ENEL	2028	Transformador 60/10 kV – 6 MVA	SET Ancón
6	ENEL	2026	Transformador 60/10 kV – 25 MVA	SET Mirador
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Transformador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Transformador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Medición 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Chavarría
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Chavarría
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Chavarría

ENEL	73 124 541	15	575	114
MAT				
Celda	6 401 588			6
Línea	14 890 412	3.85		1
Transformador	14 255 383		420	3
Banco				
AT				
Celda	8 582 921			16
Línea	21 744 443	10.93		14
Transformador	2 745 091		155	5
Banco				
MT				
Celda	4 504 703			69
Banco				
ADINELSA	489 358			
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	253 232			1
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	236 126			3
Banco				

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

Finalmente, no hay proyectos y/o elementos que se retiran y/o modifican del PI 2021-2025 para el Área de Demanda 6.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ENEL, ADINELSA e HIDRANDINA, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 6 es de 2,6%, menor que el presentado por ENEL en su PROPUESTA FINAL (2,9%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 6, para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 73 613 899, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. La asignación de la inversión es de 99,33 % a ENEL y 0,67 % a ADINELSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 6, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 6, 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.

[sbuenalaya]

/mafc/kgch

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- | | |
|----------------|---|
| Anexo A | Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL. |
| Anexo B | Metodología para la Proyección de la Demanda. |
| Anexo C | Metodología y determinación de transformadores de reserva. |
| Anexo D | Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR. |
| Anexo E | Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin. |
| Anexo F | Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin. |
| Anexo G | Cuadros Comparativos. |

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

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ENEL

OBSERVACIONES GENERALES

1. Conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el horizonte de la proyección del PI 2025-2029 debe estar comprendido entre 2023 y 2054.

Respuesta

Se ajusta el período de la proyección de demanda al comprendido entre los años 2023 y 2054 en el Informe del Estudio corregido.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENEL se evidencia que se ha actualizado el periodo de proyección de manera que esté comprendido entre los años 2023 y 2054.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

2. En la proyección de demanda regulada presentada por ENEL, no se está considerando la energía correspondiente del sistema eléctrico Sayán-Humaya. Al respecto, se requiere que ENEL verifique lo observado y realice las correcciones donde correspondan.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 25 “Factores por SET – Usuarios regulados”, en el Capítulo 2 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENEL se evidencia que se ha considerado la energía del sistema eléctrico Sayán-Humaya dentro del sistema eléctrico de análisis “Andahuasi”.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

3. Se ha verificado que los valores históricos de las variables explicativas de las proyecciones de ventas de energía a usuarios regulados consignados por ENEL en los formatos F-100 no son los aprobados en la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025). Se debe justificar los valores considerados.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 19 “Variable PBI”, 20 “Variable Clientes”, 21 “Variable Población”, 22 “Variable Tarifa Real”, 23 “Ventas de Energía”, en el Capítulo 2 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENEL se evidencia que se ha actualizado los valores históricos de las variables explicativas en los formatos F-100 de manera que estos coinciden con los aprobados en la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

4. ENEL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 24 “Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final”, 25 “Factores Por SET - Usuarios Regulados”, en el Capítulo 2 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENEL se evidencia que si bien se ha cumplido con actualizar y corregir parte de la información de las fuentes, cálculos y metodologías empleadas; aún existen inconsistencias en la información presentada para la proyección de las variables referidas.

Conclusión

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

5. No se ha presentado el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Se requiere que ENEL presente los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 26 “Factores de expansión de pérdidas utilizadas”, en el Capítulo 2 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENEL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2022-OS/CD, la cual ya no está vigente. Por lo que en la etapa de Pre-Publicación se debe utilizar los factores de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027, para el sistema eléctrico Huarmey de Hidrandina.

Conclusión

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

6. Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ENEL debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 30 “Incorporación de nuevas demandas”, en el Capítulo 2 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENEL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha adjuntado mayor documentación que en su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que la revisión y validación efectuada por Osinergmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detalla en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ENEL”.

Conclusión

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

7. Entre otros aspectos, el ESTUDIO debe estar organizado y contener lo establecido en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, Debe contener una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS.

En consecuencia, ENEL debe corregir donde corresponda, de modo que su solicitud esté organizada adecuadamente e incluya el contenido respectivo.

Respuesta

El Informe del Estudio corregido se organiza y tiene el contenido de acuerdo con lo indicado en los numerales 5.3 y 5.7 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

8. En el resumen ejecutivo e informe del ESTUDIO, debe contener los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones. Al respecto, no se indica de manera clara la relación de todos los proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a ENEL completar la información faltante.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido el resumen ejecutivo contiene los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones. También incorpora la relación de todos los proyectos requeridos en el PIT 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

9. ENEL no precisa si solicita se retiren y/o modifiquen Elementos aprobados en el PI 2021-2025; adicionalmente, tampoco se observa la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a ENEL completar la información faltante.

Respuesta

El Informe del Estudio incorpora la solicitud de retiro y/o modificación de Elementos aprobados en el PIT 2021-2025. También incorpora la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el PIT 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. No ha precisado todos Elementos que propone dar de Baja y/o no los ha relacionado con Elementos que figuran en la regulación del SST y SCT.

Conclusión

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

10. De acuerdo al numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS, en su propuesta ENEL debe 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; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

En ese sentido, ENEL debe demostrar que ya no es posible aprovechar las instalaciones existentes, presentando la información sustentatoria y no solo descartando alternativas sin mayor análisis, antes de solicitar la aprobación de nuevas subestaciones.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 36 “Sobre la propuesta de “Nueva SET AT/MT Las Flores 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zárate - Mariátegui” para el año 2027”, 37 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Sinchi Roca 60/20/10 kV y LT 60kV Chillón – Sinchi Roca” para el año 2027”, 38 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Pachacutec 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zapallal – Chillón” para el año 2028”, en el Capítulo 4 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. Mayor detalle se incluye en el análisis de las respuestas a las observaciones por los nuevas subestaciones AT/MT.

Conclusión

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

11. En los casos que corresponda a nuevas inversiones, ENEL deberá cumplir con presentar su ESTUDIO cumpliendo el análisis técnico y selección de la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio y cumpliendo con los criterios de eficiencia técnica y económica.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 36 “Sobre la propuesta de “Nueva SET AT/MT Las Flores 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zárate - Mariátegui” para el año 2027”, 37 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Sinchi Roca 60/20/10 kV y LT 60kV Chillón – Sinchi Roca” para el año 2027”, 38 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Pachacutec 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zapallal – Chillón” para el año 2028”, 39 “Sobre la “Nueva SET MAT/AT La Mar 220/60 kV y LT 220 kV San Martín – La Mar” para el año 2028”, 40 “Sobre la “Nueva SET MAT/AT Aeropuerto 220/60 kV y LT DT 220 kV Chavarría – Aeropuerto” para el año 2029”, en el Capítulo 4 del presente Informe.

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. Por ejemplo, no ha evaluado conexiones más eficientes en los proyectos planteados, principalmente en el nivel de AT.

Conclusión

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

12. En el caso de la propuesta de líneas de transmisión, corresponde evaluar las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme la NORMA TARIFAS. Para las nuevas líneas de transmisión propuestas, ENEL no presenta los sustentos que permita verificar la viabilidad técnica de dichas líneas, ya sea aérea o subterránea. Al respecto, dicha información resulta relevante para la evaluación correspondiente.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 36 “Sobre la propuesta de “Nueva SET AT/MT Las Flores 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zárate - Mariátegui” para el año 2027”, 37 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Sinchi Roca 60/20/10 kV y LT 60kV Chillón – Sinchi Roca” para el año 2027”, 38 “Sobre la “Nueva SET AT/MT Pachacutec 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zapallal – Chillón” para el año 2028”, 39 “Sobre la “Nueva SET MAT/AT La Mar 220/60 kV y LT 220 kV San Martín – La Mar” para el año 2028”, 40 “Sobre la “Nueva SET MAT/AT Aeropuerto 220/60 kV y LT DT 220 kV Chavarría – Aeropuerto” para el año 2029”, en el Capítulo 4 del presente Informe.

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. Por ejemplo, no ha evaluado conexiones más eficientes en los proyectos planteados, principalmente en el nivel de AT.

Conclusión

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

13. Respecto a la solicitud de reemplazo de Elementos por razones de antigüedad, es necesario que ENEL desarrolle y sustente sus propuestas, evidenciando cuál es la real motivación para solicitar su renovación, puesto que, la antigüedad de un Elemento por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su renovación.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de las observaciones específicas 43 “Sobre la “Renovación de Transformador por antigüedad en la SET Mirador y Ancón” para el año 2026 y 2028, respectivamente”, 44 “Sobre la “Renovación de celdas en MT en la SET Barsi y Chavarria”, se debe absolver las siguientes observaciones”, en el Capítulo 5 del presente Informe.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. En general, no ha mostrado toda la evidencia de antigüedad de los Elementos que solicita dar de Baja, además de no relacionarlos con los Elementos que se incluyen en la regulación SST y SCT.

Conclusión

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

14. ENEL deberá presentar la información completa y actualizada del parque de transformadores del Área de Demanda 6 (“AD6”), incluyendo los transformadores de reserva y disponibles, remunerados por la demanda, así como especificar las rotaciones efectuadas que no fueron aprobadas en los Planes de Inversiones.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 45 “Sobre las solicitudes de transformadores de reserva sustentados en el modelo de reserva de transformación”, en el Capítulo 5 del presente Informe.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. No incluyó completamente la información referida a los transformadores que tienen la condición de disponible y de reserva remunerados en el SST y SCT, se advierte que en la SET Pando se remunera un transformador disponible perteneciente al SST y ello no fue reportado en sus documentos de sustento.

Conclusión

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

15. Se solicita reevaluar los criterios para los agrupamientos considerados en el análisis de necesidades de transformadores de reserva, y de ser el caso, sustentar las razones técnicas que impiden considerar agrupamientos de transformadores de similares tensiones y/o potencias.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 45 “Sobre las solicitudes de transformadores de reserva sustentados en el modelo de reserva de transformación”, en el Capítulo 5 del presente Informe.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. No ha presentado una agrupación óptima para evaluar el modelo de reserva de transformación.

Conclusión

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

16. Las propuestas asociadas a transformadores de reserva, que no se encuentran en el alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, deben estar sustentadas en un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentación sustentatoria correspondiente.

Respuesta

La absolución de esta observación se desarrolla en la absolución de la observación específica 46 “Sobre otras solicitudes de transformadores de reserva”, en el Capítulo 5 del presente Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada. No se observa una evaluación técnico económica que sustente los transformadores solicitados.

Conclusión

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

17. En lo que respecta a la propuesta por razones de seguridad, la evaluación será realizada por la División de Supervisión de Electricidad (DSE), quien validará y/o propondrá la relación de Elementos a incluirse en el Plan de Inversiones o en su modificación, conforme el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Sin comentarios por parte de Enel.

Análisis de Osinergmin

SI bien ENEL ha presentado su solicitud de proyectos por razones de seguridad, estos han sido desestimados por la DSE mediante Informe Técnico N° DSE-STE-762-2023.

Conclusión

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

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

18. Fuente de información base

ENEL debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022 empleada en la proyección de demanda, en base al archivo SICOM “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx” que se encuentra disponible en el siguiente enlace:

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se actualizó la información base correspondiente al Año Representativo 2022 para realizar la proyección de demanda, considerando la información del archivo del SICOM

“Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx”.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, ENEL ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx”. Sin embargo, se observa que en el total de ventas de energía no se está considerando las ventas del sistema eléctrico de distribución “SR0146 – VALLE PATIVILCA”.

Conclusión

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

19. Variable PBI

En el formato F-104, los valores históricos de la variable PBI del AD6 en el periodo 1996-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

El valor histórico del PBI del AD6 del año 2022 no está debidamente sustentado, ya que no se evidencia en el formato F-104, ni en los archivos “pbi_dep02_2021(Ancash).xlsx” ni “pbi_dep14_2021(Lima).xlsx”, la fuente de información que evidencie de dónde se obtuvieron los valores de PBI de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. En los archivos referidos se presentan valores únicamente hasta el año 2021.

En la pestaña “1.-Datos_Económicos” de los formatos F-100 (Archivo “Enel PIT 2025-2029 – Formatos F-100 – demanda.xlsx”) se observan proyecciones del PBI del AD6, en tres escenarios (Base, Optimista y Pesimista), sin embargo, no se evidencia en el ESTUDIO, la metodología ni los criterios empleados para dichas proyecciones; asimismo, en el workfile no se encuentran las ecuaciones empleadas para dichas proyecciones.

ENEL debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD6 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

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

Luego ENEL debe analizar si dicha variable explicara las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los valores históricos de la variable PBI del AD6 en el periodo 1996-2021 contenidos en la Hoja “F-104” del archivo Excel “F-100_AD06_Mod PI 2021-2025_RR.xlsx” publicado en la página web del Osinerghmin como sustento de la Resolución del Recurso de Reconsideración para el AD6 de la Modificación del PIT 2021-2025.

Con respecto al PBI del AD6 del año 2022, se han considerado los valores de PBI departamentales (Ancash y Lima) publicados en el sitio del INEI “Sistema de Información Regional para la toma de decisiones”:

<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

Utilizando los valores indicados, el PBI del AD6 para el año 2022 se determinó ponderando los PBI de los departamentos de Ancash y de Lima con las ventas de energía en cada uno de ellos.

La proyección del PBI nacional para el periodo 2023-2025 se efectuó considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Para el periodo 2026-2054 se mantuvo constante la tasa de crecimiento del año 2025.

Considerando los datos y criterios indicados se estableció un escenario para la proyección del PBI del AD6 que denominamos BASE, y que según lo indicado está vinculado con la evolución del PBI Nacional.

Una vez determinado el caso BASE se generaron los escenarios OPTIMISTA y PESIMISTA para el PBI del AD6.

Para el caso OPTIMISTA se sumó un 1% a la tasa del PBI Nacional de cada año del caso BASE desde el año 2023 inclusive hasta el año 2054, y para determinar el PBI OPTIMISTA del AD6, en cada año se aplicó la misma proporción de PBI Nacional respecto del PBI del AD6 que la determinada para el caso BASE.

Para el caso PESIMISTA se restó un 1% a la tasa del PBI Nacional de cada año del caso BASE desde el año 2023 inclusive hasta el año 2054, y para determinar el PBI PESIMISTA del AD6, en cada año se aplicó la misma proporción de PBI Nacional respecto del PBI del AD6 que la determinada para el caso BASE.

Todo el procesamiento aplicado a los valores de base con el objeto de determinar los casos BASE, OPTIMISTA y PESIMISTA del AD6 es perfectamente trazable en la hoja “1.Datos_Económicos” del archivo que presenta los formularios F-100.

Finalmente, la nueva serie histórica y proyección del PBI del escenario base se utilizó en los modelos econométricos para la proyección de la demanda, analizando si explica las ventas de energía, y si con su empleo se logran superar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-104, se ha cumplido con corregir los valores históricos de la variable PBI del Área de Demanda 6 en el periodo 1996-2021 de manera que coinciden con los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Respecto al valor histórico del PBI del Área de Demanda 6 del año 2022, se evidencia que se ha presentado la fuente de información de dónde se obtuvieron los valores de PBI departamental del año 2022 empleados en la construcción de la variable PBI del Área de Demanda 6, mediante una ponderación empleando los porcentajes de participación en las ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda.
- Respecto a la proyección del PBI nacional, se evidencia que se ha considerado las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los

Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) y que ha mantenido constante la tasa de crecimiento del año 2025 para el periodo 2026-2054.

- Por otro lado, se evidencia que ENEL no ha evaluado si la variable PBI nacional explicará el PBI del Área de Demanda 6. Al respecto no se ha presentado en el workfile “ad06_mod pi 2025-2029 – v20231005.wf1” la ecuación de proyección del PBI del Área de Demanda 6 que permita validar que dicha proyección es consistente estadísticamente y que cumple las pruebas de validación establecidas en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

20. Variable Clientes

En el formato F-104, los valores históricos de la variable Clientes del AD6 en el periodo 1996-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Así tampoco, el valor histórico del año 2022 no es el que se reporta en la Base de datos del SICOM 2022.

En la pestaña “2. Tendencia_Clientes” de los formatos F-100 (Archivo “Enel PIT 2025-2029 – Formatos F-100 – demanda.xlsx”) se observan distintas proyecciones tendenciales para la variable Clientes del AD6, de los cuales aceptan el modelo Polinomio 2.

Al respecto, ENEL debe corregir la data histórica 1996-2021 de la variable Clientes de manera que sean los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, para el año 2022, se debe corregir el valor de la variable Clientes de manera que coincida con el reportado en la Base de Datos del SICOM 2022.

En la proyección de la variable Clientes, ENEL debe considerar los criterios seguidos en el proceso del PI 2021-2025, proyectando dicha variable mediante un modelo tendencial lineal, con lo cual se obtiene valores para el periodo 2023-2054; asimismo, debe presentar en el workfile la ecuación correspondiente a dicha proyección.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los valores históricos de la variable Clientes del AD6 en el periodo 1996-2021 contenidos en la Hoja “F-104” del archivo Excel “F-100_AD06_Mod PI 2021-2025_RR.xlsx” publicado en la página web del Osinergmin como sustento de la Resolución del Recurso de Reconsideración para el AD6 de la Modificación del PIT 2021-2025.

Asimismo, los valores históricos correspondientes al año 2022 se tomaron del archivo SICOM 2022 “Información_Comercial_4trimestre2022_02042023.xlsx”.

En cuanto a la proyección de la variable Clientes, para el Informe del Estudio corregido esta se desarrolló mediante un modelo tendencial lineal con el cual se obtuvieron los valores para el período 2023-2054, y cuya ecuación se presenta en el workfile de EViews actualizado que se acompaña como sustento (archivo “ad06_mod pi 2025-2029 - v20231005.wf1”).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-104, se ha cumplido con corregir los valores históricos de la variable Clientes del Área de Demanda 6 del periodo 1996-2021, de manera que estos coincidan con los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Respecto al valor de la variable Clientes del año 2022, se observa que el valor presentado en el formato F-104 y en el workfile no coinciden con el de la Base de Datos del SICOM 2022.
- Si bien se ha proyectado la variable Clientes mediante un modelo tendencial lineal, no ha empleado los valores del periodo 2023-2054 que se obtienen de dicha proyección.

Conclusión

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

21. Variable Población

En el formato F-104, los valores históricos de la variable Población del AD6 en el periodo 1996-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Así tampoco, el valor histórico del año 2022 no es el que se reporta en la Base de datos del SICOM 2022.

En la pestaña “3.-Poblacion” de los formatos F-100 (Archivo “Enel PIT 2025-2029 – Formatos F-100 – demanda.xlsx”) se observa que la participación de las ventas por departamento con las cuales se construye el valor de la variable Población no corresponde a las ventas por departamento que reporta la Base de Datos del SICOM 2022 para el AD6.

En la pestaña “3.-Poblacion” de los formatos F-100 (Archivo “Enel PIT 2025-2029 – Formatos F-100 – demanda.xlsx”) se observa que las proyecciones han sido calculadas a partir de los datos del INEI del Boletín Demográfico N° 39, sin sustentar cómo ha llevado a cabo las proyecciones al año 2054; ya que dicho Boletín presenta proyecciones hasta el año 2030.

Al respecto, ENEL debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD6 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD6.

Cabe señalar que ENEL debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los valores históricos de la variable Población del AD6 en el periodo 1996-2021 contenidos en la Hoja “F-104” del archivo Excel “F-100_AD06_Mod PI 2021-2025_RR.xlsx” publicado en la página web del Osinergmin como sustento de la Resolución del Recurso de Reconsideración para el AD6 de la Modificación del PIT 2021-2025.

Para el Informe del Estudio corregido, además, para los años 2022 a 2030 inclusive la variable Población se construyó ponderando la población de los departamentos de Ancash, Lima y de la Provincia Constitucional del Callao por la participación en las ventas del AD6 de los departamentos correspondientes a dicha área de demanda (Ancash y Lima a efectos de las ventas de energía) tomando los valores de ventas de la base de datos del SICOM 2022 que se reportan en el archivo “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx” del sitio web del Osinergmin.

Las poblaciones de los departamentos de Ancash, Lima y de la Provincia Constitucional del Callao para los años 2022 a 2030 se obtuvieron del Boletín Demográfico N° 39 del INEI, en el cual los datos para cada año y departamento se encuentran en el cuadro 3.68 de la página 125 de esa publicación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-104, se ha cumplido con corregir los valores históricos de la variable Población del Área de Demanda 6 del periodo 1996-2021, de manera que estos coincidan con los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- En la pestaña “3.-Población” de los formatos F-100 se observa que se ha corregido la participación de las ventas de energía por departamento con las cuales se construyó el valor de la variable Población, de manera que dichos valores correspondan con los reportados por la base de Datos del SICOM 2022.
- Respecto a la proyección de la variable Población en el periodo 2031-2054 se evidencia que la empresa no ha considerado las indicaciones hechas por Osinergmin.

Conclusión

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

22. Variable Tarifa Real

En el formato F-104, los valores históricos de la variable Tarifa Real del AD6 en el periodo 1996-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

ENEL no indica claramente en el ESTUDIO la metodología empleada para la obtención del IPC del AD6 del año 2022. Se observa que el valor consignado en la pestaña “2.- Datos_Energéticos” no ha sido calculado en función de los valores de IPC departamental que reporta el INEI (fuente referida por ENEL); considerando además que los valores de IPC departamental del año 2022 referidos en la fuente del INEI han sido calculados con otra Base (Base 2021) la cual no corresponde a la Base con la cual se obtuvieron los valores de la data histórica 1996-2021 (Base 2009).

ENEL debe corregir los valores históricos del periodo 1996-2021 de manera que sean los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025; asimismo debe sustentar y aclarar los criterios y metodología con la cual obtuvo el valor de la Tarifa Real de 2022.

Al respecto, el valor de la Tarifa Real correspondiente al año 2022 se obtiene del cálculo en función de la facturación de la energía en miles soles, ventas de energía e Índice de

Precios al Consumidor (IPC) de los departamentos que conforman el AD6. Dicho cálculo debe estar sustentado en archivos.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los valores históricos de la variable Tarifa Real del AD6 en el periodo 1996-2021 contenidos en la Hoja “F-104” del archivo Excel “F-100_AD06_Mod PI 2021-2025_RR.xlsx” publicado en la página web del Osinerghmin como sustento de la Resolución del Recurso de Reconsideración para el AD6 de la Modificación del PIT 2021-2025.

Para determinar el valor de la Tarifa Real corregido correspondiente al año 2022 se utilizaron la facturación de la energía en miles de soles y las ventas de energía en los departamentos de Ancash y de Lima, todos valores recopilados de la base de datos SICOM 2022 contenida en el archivo “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx” del sitio web del Osinerghmin.

Para expresar los valores del punto anterior en Base 2009, tal como los datos de tarifa real de la serie histórica 1996-2021, se utilizó la información de Índices de Precios al Consumidor (IPC) departamentales publicados por el INEI en el Sistema de información Regional para la Toma de Decisiones del sitio “<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>”

En el sitio indicado el INEI publica las series de IPC departamentales Base 2009 hasta el mes de diciembre del año 2021, y Base 2021 para el mes de enero del año 2022 en adelante. Para obtener los valores de IPC departamentales Base 2009 del año 2022 se utilizaron los IPC Base 2009 a diciembre del año 2021, y se los hizo crecer proporcionalmente en igual medida que los IPC Base 2021 entre los meses de diciembre del año 2021 hasta diciembre del año 2022. En otras palabras, los IPC departamentales Base 2009 para el año 2022 se obtuvieron utilizando los IPC disponibles en una y otra base y aplicando una “regla de tres simple”.

Las tarifas reales base 2009 para el año 2022 así obtenidas para los departamentos de Ancash y de Lima se ponderaron por las ventas de energía en cada uno ellos a efectos de obtener la tarifa real representativa para el AD6.

Finalmente, para el período 2023-2054 se consideró una tarifa real constante e igual al valor del año 2022.

Todos los valores utilizados para determinar la serie de tarifa real del AD6, junto con los cálculos correspondientes, se presentan y sustentan a partir de la celda C145 de la hoja “2.-Datos_Energéticos” del archivo Excel que presenta los formularios F-100, y que se adjunta como sustento de la absolución de observaciones.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-104, se ha cumplido con corregir los valores históricos de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 6 del periodo 1996-2021, de manera que estos correspondan a los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Se ha cumplido con indicar y sustentar claramente los criterios y la metodología empleada para la obtención del valor de la Tarifa Real del año 2022; sin embargo, en la pestaña “2.- Datos energéticos” de los formatos F-100 se evidencia que los datos de Facturación al 2022 y de Ventas de Energía (MWh) al 2022 no corresponden con los valores de la base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

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

23. Ventas de Energía

En el formato F-105, los valores históricos de las ventas de energía del periodo 1996-2021 no son los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que las ventas de energía del AD6 para el año 2022 no son los reportados en la base de datos del SICOM. En el formato F-105, así también, se observa que ENEL no ha presentado los valores de las ventas de energía por sistema eléctrico.

Al respecto, ENEL debe corregir los datos históricos de las ventas de energía hasta 2021 de manera que sean los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025 y asimismo, se debe corregir las ventas de energía del año 2022 de modo que sea el reportado por el SICOM 2022.

Dicho ello, las proyecciones de ventas de energía para usuarios regulados no se encuentran debidamente sustentadas, por lo que se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los valores históricos de las ventas de energía del AD6 en el periodo 1996-2021 contenidos en la Hoja "F-104" del archivo Excel "F-100_AD06_Mod PI 2021-2025_RR.xlsx" publicado en la página web del Osinerghmin como sustento de la Resolución del Recurso de Reconsideración para el AD6 de la Modificación del PIT 2021-2025.

Asimismo, los valores de las ventas de energía correspondientes al año 2022 se tomaron de la Base de Datos del SICOM 2022 contenida en el archivo "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx" del sitio web del Osinerghmin.

El formato F-105 corregido muestra todos los valores indicados, así como también los correspondientes a las ventas de energía por cada uno de los sistemas eléctricos. Finalmente, la proyección de ventas de energía para usuarios regulados se reformuló considerando los valores de las ventas ajustadas según lo observado por el Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-105, se ha cumplido con corregir los valores históricos de las ventas de energía del Área de Demanda 6 del periodo 1996-2021, de manera que coincidan con los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Respecto al valor histórico de las ventas de energía del año 2022, se observa que el valor presentado en el formato F-105 no corresponde al de la Base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

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

24. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final

En los formatos F-106, F-107 y F-108 se observa que ENEL no ha considerado todo el periodo de proyección correspondiente al PI 2025-2029. Asimismo, se observa que ENEL ha consignado valores de las proyecciones de las ventas de energía de los usuarios regulados desde el año 2020 (año -2) hasta el año 2050 (año 28). Por otro lado, en el workfile “ad06_demanda_regulados_v22-3.wf1” se observa que las proyecciones han sido realizadas hasta el año 2052 lo cual no guarda coherencia con los datos consignados en los formatos F-106, F-107 y F-108. Al respecto, ENEL debe reestimar las proyecciones por modelos tendenciales, econométricos y realizar el ajuste final considerando como Año Representativo (año 0) el año 2022 y como periodo de proyección el comprendido entre 2023 y 2054.

Los valores consignados de los estadísticos en cada modelo econométrico presentado en el formato F-107 no son coherentes con los valores que se muestran en el workfile “ad06_demanda_regulados_v22-3.wf1” para cada una de las ecuaciones estimadas. Al respecto, ENEL debe corregir los valores consignados en el formato F-107 de manera que guarden coherencia con aquellos que se muestran en las ecuaciones del workfile.

En relación al ajuste final, ENEL debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

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

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideró como año representativo (Año 0) al año 2022, y como período de proyección de la demanda al comprendido entre los años 2023 y 2054. En el estudio corregido este criterio y período se reflejó en todos los formatos de los formularios F-100, en los modelos tendenciales y econométricos formulados para la proyección de la demanda, y en el workfile de EViews del archivo “ad06_mod pi 2025-2029 - v20231005.wf1” utilizado para el cálculo estadístico.

Asimismo, en el Informe del Estudio corregido, y en particular para conformar el formato F-108, se desarrolló un ajuste final considerando para el período comprendido entre los años 2023 y 2029 las tasas anuales resultantes del modelo econométrico seleccionado; en tanto que para las proyecciones anuales de la demanda regulada a partir del año 2030 en adelante se consideró una tasa constante, e igual a la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del período 2030-2054.

El ajuste final indicado se aplicó a la proyección con el modelo econométrico seleccionado obtenida utilizando la serie del PBI correspondiente al caso Base.

Para obtener las proyecciones de ventas a usuarios regulados de los escenarios Optimista y Pesimista, se empleó el modelo econométrico seleccionado utilizando las series de PBI Optimista y Pesimista respectivamente. Para estos dos escenarios, las proyecciones consideran las tasas anuales resultantes del modelo econométrico correspondiente para el período comprendido entre los años 2023 y 2054.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se evidencia lo siguiente:

- En los formatos F-100, se ha cumplido con considerar todo el periodo de proyección correspondiente al PI 2025-2029.
- Asimismo, se observa que en los formatos F-106 y F-107, se ha considerado los valores proyectados hasta el año 2054, y que dichos valores guardan coherencia con los proyectados en el workfile “ad06_mod pi 2025-2029 – v20231005.wf1”.
- ENEL ha cumplido con corregir los valores de los estadísticos en cada modelo econométrico presentado en el formato F-107, de manera que sean coherentes con los valores que se muestran en el workfile, para cada una de las ecuaciones estimadas.
- Respecto al ajuste final, en el formato F-108 se evidencia que se ha cumplido con considerar los criterios indicados por Osinerghmin; sin embargo, se ha evidenciado que la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054 difiere de la tasa empleada para hacer el ajuste final a partir del año 2030.

Conclusión

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

25. Factores Por SET - Usuarios Regulados

En el formato F-103 se observa que la sumatoria de energía del año representativo (columna “G”) no corresponde al total de energía del cuadro “SICOM 2022” presentado por ENEL (celda “P17”). En tal sentido, ENEL debe revisar lo observado y corregir donde corresponda.

En ese mismo formato, específicamente en el cuadro “SICOM 2022”, ENEL ha totalizado las ventas de energía (MWh) de los sistemas eléctricos “Andahuasi” y “Sayán-Humaya” por separado, conllevando a que en la proyección de demanda regulada (Hoja “Tasas” de los formatos F-100”) no se está considerando la energía proveniente del sistema eléctrico “Sayán-Humaya”, conforme se muestra en la Figura 1. Al respecto, se requiere a ENEL revisar lo indicado, sustentar y/o corregir donde corresponda.

Figura 1

SISTEMA	1	2	3	4	5	6	7
Andahuasi	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Sayan-Humaya	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000

Fuente: Hoja “Tasas” del archivo F-100 de la propuesta de ENEL.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se ha ajustado la formulación y el cálculo de las tasas observadas por el Osinerghmin, de modo tal que el Sistema Eléctrico “Andahuasi” incluya a “Sayán-Humaya”, con lo cual y a partir de esto si se considera en la proyección el aporte de este sistema.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha actualizado el total de energía del año representativo (columna "G"), el cual corresponde al total de energía del cuadro "SICOM 2022" (celda "P16").

Por otro lado, se verifica la corrección efectuada de incluir las ventas del sistema eléctrico "Sayán-Humaya" en el sistema eléctrico "Andahuasi".

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

26. Factores de expansión de pérdidas utilizadas

ENEL no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión, debiendo hacerlo en la absolución de estas observaciones. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD según corresponda.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT establecidos tanto en la Resolución N° Osinermin-187-2023-OS-CD como en la Resolución N° 224-2022-OS/CD del Osinermin, pues constituyen las resoluciones más recientes en las que se pueden obtener los factores de pérdidas aprobados por el Osinermin para las empresas distribuidoras del AD 6.

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENEL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2022-OS/CD, la cual ya no está vigente. Por lo que en la etapa de Pre-Publicación, se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027, para el sistema eléctrico Huarmey de Hidrandina.

Conclusión

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

27. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En el archivo "Registro_Alimentadores_2da.xlsx", ENEL ha presentado registros de mediciones de energía de cada 15 minutos del año 2022, no se evidencia la metodología ni los criterios que sustenten la depuración de los datos atípicos en dichos registros. Asimismo, se verifica que los valores consignados en el formato "F-102 TOTAL" del archivo "Enel PIT 2025-2029 - Formatos F-100 - Demanda.xls" no son trazables, debido a que los valores no están vinculados a algún archivo de sustento.

Por tanto, los valores consignados en los formatos F-101, F-102 y F-103 no están debidamente sustentados. ENEL debe incluir los criterios y metodología, así como los archivos de sustento que evidencien la depuración de datos atípicos, y corregir la información consignada en los formatos F-101, F-102 y F-103; de manera que sea trazable y coherente con los registros presentados.

Respuesta

Los valores de los formatos F-102 TOTAL (formato auxiliar) y F-102 se determinaron tomando como fuente los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión” (norma de mediciones), aunque cambiando el valor de ciertos registros debido a excepciones que se comentan a continuación. Los valores de los formatos indicados, entonces, surgieron de las tablas de la norma de mediciones, pero con algunos de sus valores adecuados.

Los registros de mediciones tomados como fuente están contenidos en los archivos “Mediciones_ENEL_P1.txt”, “Mediciones_ENEL_P2.txt” y “Mediciones_ENEL_P3.txt”, que se adjuntaron oportunamente como sustento en la carpeta “3 – SUSTENTOS / 1 DEMANDA / 1 DATOS”, y que presentan el formato de la norma de mediciones con más el agregado de dos campos (“Procesado” y “No Representativo”) utilizados para identificar registros que fueron adecuados por uno u otro motivo (ejemplo: valores de energía activa negativos en los registros originales). Si el campo agregado se encuentra en blanco significa que el registro se consideró para los cálculos tal como fue informado originalmente. Caso contrario significa que el registro fue adecuado/ajustado, o marcado para el procesamiento, y el carácter indica la razón.

Todos los detalles ligados a las mediciones, su revisión y sustento, y definitiva la metodología para la depuración de las mediciones se desarrollaron en el “Anexo B – Procesamiento de las mediciones” que fuera presentado junto al informe del estudio. En dicho anexo se indica, entre otras cuestiones, lo siguiente:

A efectos de la conformación de los valores de los formatos F-102 TOTAL y F-102 se identificaron situaciones de carga durante el año base 2022 que no representan una condición normal de la operación, y en consecuencia no pueden trasladarse a los siguientes años del estudio. Estas situaciones atípicas afectan en particular a los valores de las potencias máximas no coincidentes por devanado.

A efectos de solventar la situación indicada se efectuó una revisión caso a caso y se llevó a cabo la depuración de los registros de mediciones de potencia y energía cada 15 minutos. Las revisiones y depuraciones se pueden agrupar en las siguientes categorías:

1. Registros faltantes
2. Valores de energía activa negativos
3. Traslados de carga temporales
4. Operación de diferentes transformadores y barras durante el año base que no puede considerarse representativa para los siguientes años del estudio

En el caso de la categoría 4, se identificaron SET en las que su operación durante el año 2022 no fue lo suficientemente representativa como para extrapolarla a los siguientes años del estudio, y esto por la ocurrencia de mantenimientos prolongados y/o proyectos en curso sobre las barras que alimentaban los diferentes transformadores, o esquemas transitorios de conexión a ellas.

Para estos casos, a efectos de conformar valores de los formatos F-102 que reflejen en los años del estudio una situación normalizada, en lugar de las mediciones efectivamente tomadas en cada devanado se consideró la sumatoria de las potencias de los alimentadores conectados a ellos.

En los archivos de sustento de los registros de mediciones que se adjuntaron (“Mediciones_ENEL_P1.txt”, “Mediciones_ENEL_P2.txt” y “Mediciones_ENEL_P3.txt”,

los registros reemplazados por las sumatorias de las energías de los alimentadores servidos por cada devanado se identifican con un carácter “A” en el campo “Procesado”.

Los casos para los que se identificaron situaciones no representativas y para los que las cargas de los devanados reflejan la sumatoria de las cargas de los alimentadores conectados a cada uno son los siguientes:

- SET Ancón: devanados ANCON10 y ANCON10A
- SET Barsi: devanados BARS10, BARS10A y BARS10B
- SET Chancay: devanados CHAN10 y CHAN10A
- SET Comas: devanados COMAS10 y COMAS10A
- SET Huacho: devanados HCHO10 y HCHO10A
- SET Huaral: devanados HUARL10, HUARL10A
- SET Oquendo: devanados OQUEN20 y OQUEN20A
- SET Puente Piedra: devanados PPIED10A y PPIED10B
- SET Santa Marina: devanados SMARI10, SMARI10A y SMARI10B
- SET Supe: devanados SUPE10 y SUPE10A

En general, para estos casos la carga de los alimentadores se utilizó para algunos meses del año.

El archivo “Registro_Alimentadores_2da.xlsx” que menciona la observación específica 27 presenta las mediciones de los alimentadores utilizadas como fuente para resolver los casos atípicos de la categoría 4 indicada, y no constituye el sustento para las mediciones cada 15 minutos de cada devanado. En su lugar, el sustento para las mediciones cada 15 minutos de cada devanado se encuentra en los archivos “Mediciones_ENEL_P1.txt”, “Mediciones_ENEL_P2.txt” y “Mediciones_ENEL_P3.txt” que se adjuntaron oportunamente como sustento, y que presentan – como ya se dijo - el formato de la norma de mediciones con más el agregado de dos campos (“Procesado” y “No Representativo”) utilizados para identificar registros que fueron adecuados por uno u otro motivo.

Por otra parte, cabe indicar que las mediciones por devanado de los archivos txt indicados fueron procesados utilizando un gestor de base datos, razón por la cual no es posible vincular los valores del formato F-102 TOTAL con los datos fuente.

Finalmente, se adjunta como sustento el archivo “Registro_Alimentadores_2da Archivo Trabajo.xlsx” que, además de las mediciones de los alimentadores en las diferentes SET, presenta el procesamiento de las mismas en forma trazable a efectos de solventar los casos atípicos de la categoría 4 presentada.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, es preciso indicar que la observación iba referida únicamente al archivo Excel “Registro_Alimentadores_2da.xlsx” presentado como parte del sustento en la PROPUESTA INICIAL, debido a que se presentaban valores fuera de rango e incluso valores negativos.

En tal sentido, se toma en cuenta el archivo de sustento “Registro_Alimentadores_2da Archivo Trabajo.xlsx” y la justificación presentada por ENEL, en la que señala que dichos registros han sido usados debido a que para algunos casos se cuenta con operación de diferentes transformadores y barras durante el año que no pueden considerarse representativos para los siguientes años de estudio.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

28. Clientes libres existentes

En el formato F-113, ENEL no ha presentado los clientes libres con el nombre de suministro como figuran en el Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Se requiere a ENEL presentar el listado de acuerdo al SICLI. Asimismo, ENEL debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

Respuesta

A efectos de controlar la información de los clientes libres existentes considerados en el formato F-113 se revisaron los datos de la Tabla 5 del Sistema de Clientes Libres (SICLI) que para el año 2022 se encuentra en el sitio web del Osinergmin.

Producto de la revisión se encontraron diferentes inconsistencias y diferencias en los datos de la Tabla 5, por lo cual se procedió a depurar y a adecuar la información, registro a registro, identificando para cada uno de ellos la causa de la observación y de la adecuación de los valores.

Las etiquetas de las observaciones indicadas son las siguientes:

- Corresponde al AD6, Barra PSU - Pando 60kV
- Error en el código SICLI, el cliente CL1158 es suministrado por Enel.
- Cliente retirado
- La energía reportada considera pérdidas de distribución.
- No corresponde al AD6, Barra PSU erróneo.
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Canto Grande 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Naranjal 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Tayabamba 138kV.
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Oquendo 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - San Mateo 22,9kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Huachipa 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Zárate 10kV
- Cogeneracion - cliente se autoabastece
- Consumo no coincide con lo facturado
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Santa Clara 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Chillón 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Salamanca 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Villa El Salvador 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Bujama 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Lurín 22,9kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Neyra 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Santa Anita 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Caudivilla 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Vertientes 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Chancay 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Chorrillos 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Balnearios 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Tacna 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Huachipa 22,9kV
- Cliente conectado a los SSAA de Huacho REP
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Paragsha II 138kV

- No corresponde al AD6, Barra PSU - Puente 10kV
- La energía está considerando pérdidas de distribución.
- No corresponde al AD6, Barra PSU - San Luis 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Los Sauces 10kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Pando 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Base Islay 33kV
- Corresponde al AD6, Barra PSU - Industrial (Cercado Lima) 10kV
- No corresponde al AD6, Barra PSU - Pachacamac 10kV
- Consumo no coincide con lo facturado (+refa)
- Suministrador no ha reportado el consumo del cliente se ha añadido la información del cliente al SICLI.

Asimismo, los registros de los clientes libres que si pertenecen al AD6 y que además tienen declarado el consumo de energía que corresponde se identificaron con la etiqueta “ok”

Así, luego de incluir y de excluir clientes libres según correspondiere y de adecuar las cantidades de energía computadas, resultaron para la Tabla 5 del SICLI revisada un total de 775 clientes libres existentes en el AD6, que durante el año 2022 consumieron 3.519.110 MWh.

Dichos clientes se declararon en el formato F-113 por punto de suministro, alcanzando así una cantidad 880 casos con un consumo total igual al indicado.

En el Informe del Estudio corregido se consideró, además, el nombre del cliente libre que figura en el SICLI.

Como sustento de lo actuado se adjunta a este documento el archivo “Tabla 5_SICLI_2022_env.xlsx”, conteniendo las observaciones, etiquetas y recuento indicado.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ENEL debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos debe provenir del SICLI 2022. En caso, advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 6, entonces se debe alertar e informar de ello a Osinergmin.

De otro lado, se verifica que en los formatos F-100 se consignan los nombres de los clientes libres de acuerdo a lo reportado en el SICLI 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

29. Información general de las nuevas demandas

En relación a las nuevas demandas, ENEL ha consignado valores de FPHMS, FCP y FS de 0,45; 0,52 y 0,44, respectivamente, los cuales provienen de un promedio de los clientes libres existentes. Sin embargo, ENEL debe tomar en cuenta que los valores de FPHMS, FCP y FS de clientes libres con actividades económicas similares. Se sugiere revisar y actualizar los factores empleados para cada carga según corresponda.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se han identificado las actividades económicas de los clientes libres existentes mediante el código CIIU (Clasificación Industrial Internacional Uniforme), indicándolo en la columna "T" del formato F-113 de los formularios F-100.

Asimismo, se han identificado los códigos CIIU para las nuevas demandas incorporadas de clientes libres (también en la columna "T" del formato F-113), de manera de aplicar a cada una los valores promedio de FPHMS, FCP y FA correspondientes a los clientes libres existentes que presentan la misma clasificación CIIU.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ENEL presenta el sustento de los factores de caracterización de las nuevas demandas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

30. Incorporación de nuevas demandas

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala lo siguiente:

"para el caso de demandas incorporadas, no comprendidas en los datos estadísticos y que se incluyan en el ESTUDIO (tales como clientes industriales o comerciales, localidades previstas a incorporarse al SEIN, entre otros), se deberá presentar toda la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de 30 años."

En los formatos F-100, ENEL ha incluido un total de 187 nuevas demandas que luego agrega en su proyección de demanda; sin embargo, se ha verificado que las cargas no tienen sustento documentario. Por lo que, ENEL debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

Cabe señalar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de obra y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se adjuntan en el Anexo I "Sustento de cargas Incorporadas" todos los archivos con la información de sustento como son las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga, correspondientes a cada nuevo cliente libre.

Para las nuevas cargas mayores que 1 MW se adjunta adicionalmente el plano de ubicación, cronograma de obra y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga.

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENEL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha adjuntado mayor documentación que en su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que la revisión y validación efectuada por Osinergrmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detalla en el archivo MS Excel de los formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ENEL".

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

31. Sobre las demandas requeridas por los proyectos Metro de Lima

ENEL ha incorporado en los formatos F-100 cargas especiales, sobre las cuales se tiene lo siguiente:

- Sobre los proyectos "METRO LIMA - L2" de 40,73 MW (Proyecto SEAT Insurgentes) y "METRO LIMA - L2" de 51,05 MW (Proyecto SEAT Colonial), se verifica que estas cargas fueron evaluadas y aprobadas en el PI 2021-2025 con unas máximas demandas de 22,86 MW y 30,85 MW, respectivamente con unos ingresos de carga a partir del año 2023. Por otro lado, ENEL en el PI 2025-2029 considera nuevamente esas cargas con unas magnitudes superiores y unos ingresos de carga a partir del año 2027, de acuerdo a comunicación actualizada de fecha 17/02/2023 remitida por la empresa HITACHI.
- Sobre los proyectos "METRO LIMA - L4" de 32,68 MW (Proyecto SEAT Bocanegra) y "METRO LIMA - L4" de 32,68 MW (Proyecto SEAT Carmen de la Legua), se verifica que estas cargas fueron evaluadas y aprobadas en el PI 2021-2025 con unas máximas demandas de 29,24 MW para ambas con unos ingresos de carga a partir del año 2023. Por otro lado, ENEL en el PI 2025-2029 considera nuevamente esas cargas con unos ingresos de carga a partir del año 2027, de acuerdo a comunicación actualizada de fecha 17/02/2023 remitida por la empresa HITACHI.

Al respecto, dada las magnitudes de demanda solicitadas, se requiere a ENEL sustentar el estado actual de los referidos proyectos, así como precisar y ampliar si las nuevas magnitudes requeridas obedecen a una condición de falla de suministro, como se da a entender en el cuadro de cargas presentado por HITACHI.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se adjunta el detalle del estado actual de los proyectos de suministro para "METRO LIMA - L2" Proyecto SEAT Insurgentes), y "METRO LIMA - L2" (Proyecto SEAT Colonial), "METRO LIMA - L4" (Proyecto SEAT Bocanegra) y "METRO LIMA - L4" (Proyecto SEAT Carmen de la Legua) en el Anexo I "Sustento de cargas Incorporadas".

Análisis de Osinergrmin

En la PROPUESTA FINAL de ENEL, se verifica que se ha presentado las solicitudes actualizadas de dichas cargas acompañadas con el sustento de parte del Cliente Libre.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

32. Mapas de Densidad de Carga

ENEL no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Por lo que debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años "0, 1, 2, 3, 4, 15 y 25" en formatos AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km²) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se adjuntan en los archivos de sustento, de zonificación de la demanda, los mapas de densidad de carga correspondientes a los años "0", 1, 2, 3 y 4, así como de los años 10, 15, 20, 25 y 30 y sus archivos de sustento, según se indica en el Capítulo Tercero "Formatos de Demanda", Formato F-123 "Mapas de Densidad de Carga", de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, ENEL presenta los mapas de densidad de carga en el formato F-123 de los formatos F-100. Sin embargo, no adjunta los mapas de densidad de carga en formato AutoCAD; no cumpliendo con lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

33. Configuración de barras en las nuevas subestaciones MAT/MT

A partir de los datos consignados en el ESTUDIO, la configuración de barras en las nuevas Subestaciones propuestas es de doble barra. Al respecto, se requiere que se presente los sustentos que permitan validar la propuesta de doble barra en las subestaciones mencionadas, en concordancia con lo establecido en el numeral 12.1.8.g del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El desarrollo del sustento de las subestaciones en doble barra encapsuladas se presenta en el punto 4.2.1 del Informe Final del PIT 2025-2029 de Enel corregido.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo al numeral 4.2.1 "Análisis de subestaciones encapsuladas" del Informe Propuesta Final presentado por Enel, se evidencia que la empresa complemento la información presentada anteriormente, sin embargo, aun se mantiene en presentar un sustento general sin incluir las particularidades de cada caso subestación propuesta en

su plan, si ningún análisis particular como bien se solicita en el numeral 12.1.8.g de la NORMA TARIFAS.

Sin perjuicio de lo anterior, no se evidenció hojas de cálculo utilizadas, evaluación y comparación de los índices de fallas para el sustento (tipo de línea, tecnología, entre otros), asimismo se observa que se descarta la simple barra en 60kV desde un análisis descriptivo y solo se evalúa cuantitativamente la doble barra AIS vs GIS.

Conclusión

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

34. Evaluación Económica para Identificar la Alternativa Óptima

ENEL presenta un cálculo de “Conductor Óptimo” para los niveles de tensión de 220 kV y 60 kV para conductores aéreos y subterráneos, al respecto se observa lo siguiente:

- Para 60 kV, se observa que la BDME utilizada hace referencia a la Resolución N° 145-2022-OS/CD, el cual no es la última vigente.
- ENEL para su cálculo en 60 kV, utiliza los módulos de línea de transmisión subterráneas SIN DUCTOS y con longitud referencial de 500 metros. Al respecto, se solicita considerar los módulos los módulos CON DUCTOS y de longitud referencial de 3000 metros a la evaluación de conductor óptimo o en su defecto sustentar su exclusión del análisis.
- ENEL para su cálculo en conductores AAAC en 60 kV, no ha utilizado el módulo de LT-060COU0ACD0C1500A. Se solicita agregar dicho módulo a la evaluación o en su defecto sustentar su exclusión del análisis.
- ENEL para su cálculo en 220 kV, utiliza los módulos de línea de transmisión subterráneas SIN DUCTOS. AL respecto, no se ha encontrado explicación por qué no utiliza los módulos CON DUCTOS.

Se solicita a ENEL información sustento respecto a lo siguiente:

- ENEL en su modelo de cálculo de “Cantidad de ternas cada 3 Subestaciones” - para determinar la cantidad de líneas en doble terna y simple terna - considera 2 subestación de Lima Norte y 3 subestaciones de Norte Chico. Al respecto, no se ha encontrado explicación o sustento del esquema que plantea.
- Los valores de “Longitud media de enlace de SET - Lima Norte” de 6 km en 60 kV y 12.3 km en 220 kV, y los valores de “Longitud media del enlace de SET - Norte Chico/Grande” de 14 km en 60 kV y 12.5 km en 220 kV considerados en su cálculo.

Respecto al costo de Operación y Mantenimientos y Costos de Perdidas se observa lo siguiente:

- En el cálculo de 60 kV ENEL no ha considerado los costos de Operación y Mantenimiento para el primer año.

[illegible]

- En el cálculo de 60 kV ENEL no ha considerado los costos de Pérdidas para el primer año.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se consideraron los siguientes criterios para efectuar la evaluación económica del conductor óptimo:

- Se consideran la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME) publicada en la Resolución N° 041-2023-OS/CD del Osinergmin.
- Se consideran los módulos de línea transmisión subterráneas de 60 y 220 kV CON DUCTOS. Para los módulos de línea transmisión subterráneas de 60 kV se considera longitud referencial de 3000 metros.
- Se considera el módulo “LT-060COU0ACD0C1500A” para el análisis del conductor óptimo de AAAC en 60 kV.
- Se sustenta la consideración de la conexión de 2 subestaciones en Lima Norte y 3 subestaciones en Norte Chico para evaluar el conductor óptimo.
- Se sustentan la consideración de los valores de “Longitud media de enlace de SET - Lima Norte” de 6 km en 60 kV y 12.3 km en 220 kV, y los valores de “Longitud media del enlace de SET – Norte Chico/Grande” de 14 km en 60 kV y 12,5 km en 220 kV considerados en su cálculo.
- En el cuadro de cálculo de los costos de Operación y Mantenimientos y los Costos de Perdidas se consideran los costos correspondientes para el primer año del análisis.

La evaluación económica para determinar la alternativa óptima de conductor para líneas de transmisión ajustada a los criterios detallados anteriormente se presenta en el punto 4.2.6 “4.2.6 Módulos óptimos de transmisión resultantes” del Informe Final del PIT 2025-2029 de Enel corregido.

Análisis de Osinergmin

Según a la evaluación realizada de presenta el análisis de cada punto observado:

- Enel cumplió con utilizar la base más actual disponible.
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación, no obstante, se no se observa las hojas de cálculo utilizadas para el análisis.
- Se utilizó el módulo de red área de 500mm², sin embargo, no se plantearon propuestas de otras secciones como la alternativa de dos conductores por fase, planteando el módulo de forma equivalente a la red subterránea de 1600mm².
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación, no obstante, se no se observa las hojas de cálculo utilizadas para el análisis.
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación, no obstante, se no se observa las hojas de cálculo utilizadas para el análisis.
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación, no obstante, se no se observa las hojas de cálculo utilizadas para el análisis.

Conclusión

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

35. Formatos para el Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)

Respecto a los formatos, se observa lo siguiente:

- ENEL debe presentar el formato F-001 debidamente vinculado, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 31° de la NORMA TARIFAS.
- Respecto al formato F-204, ENEL indica que la capacidad de los alimentadores es de 3,7 kW y 7,4 kW (para alta densidad) sin embargo se observa que la información fuente (vinculo) se encuentra sin sustento (valores). Al respecto, se solicita a ENEL sustentar técnicamente la determinación de la capacidad de alimentadores.
- Respecto al formato F-202, existen SET's en las que no se indica el año de fabricación del transformador, al respecto se solicita a ENEL revisar y completar la información requerida conforme a la NORMA TARIFAS.
- En el cuadro presentado por ENEL, en la página 56 de su informe sobre el devanado "PPIED10A", se indica sobrecarga; sin embargo, en su formato F-202, no se evidencia la sobrecarga debido a que en la potencia instalada a partir del año 2024 del devanado mencionado cambia de 25 MVA a 40 MVA. Según el Diagrama Unifilar entregado por ENEL las potencias de los transformadores existentes son: 2xTP-25MVA y 1xTP40-MVA. Se solicita a ENEL revisar y aclarar la información brindada.
- En el cuadro presentado por ENEL, en la página 56 de su informe sobre los devanados del TP-40MVA, "SMARI10B" y "SMARI20" se indica sobrecarga a partir del año 2028, sin embargo, en su formato F-202, no se evidencia la sobrecarga sino a partir del año 2031. Se solicita a ENEL revisar y aclarar la información brindada.

Al respecto, se solicita a ENEL revisar, corregir, sustentar y completar correctamente la información de los formatos F-200 según lo establecido en el artículo 37 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se modificaron las proyecciones de potencia por SET y transformadores por lo que se modifican los valores de demandas y sobrecargas indicadas en el formato F-202.

- Todos los formatos se vinculan con los respectivos archivos fuente.
- Se sustentan las capacidades de los alimentadores MT considerados en el formato F-204.
- Se incorporan las fechas de fabricación de todos los transformadores del formato F-202.

Análisis de Osinerghmin

Según a la evaluación realizada se presenta el análisis de cada punto observado:

- Enel no cumplió con presentar el F-000 según lo requerido, se observan aún casillas incompletas como sección, parámetros de líneas y algunos transformadores.
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación.
- Enel cumplió con lo indicado en el punto de la observación.
- Enel no cumplió con aclarar o detallar lo indicado en el punto de la observación.
- Enel no cumplió con aclarar o detallar lo indicado en el punto de la observación.

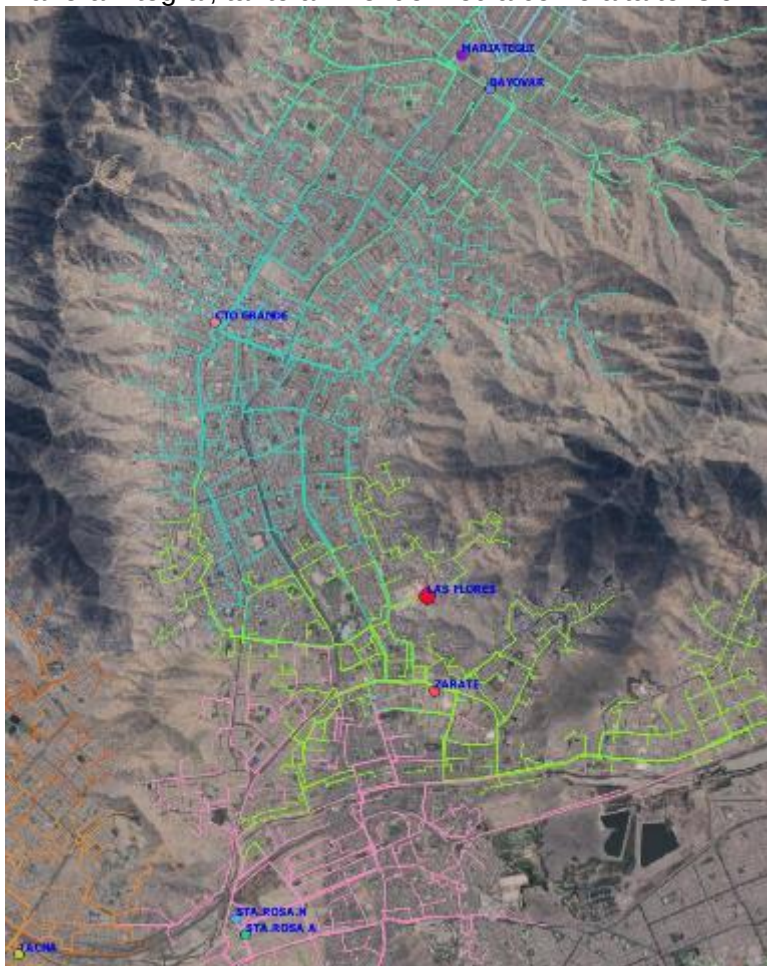
Conclusión

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

Proyectos por razones de Demanda

36. Sobre la propuesta de “Nueva SET AT/MT Las Flores 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zárate - Mariátegui” para el año 2027

- ENEL debe sustentar haber agotado la posibilidad de solución en la distribución para poder proceder con las alternativas de solución de transmisión.
- Se observa que en la evaluación no se considera a la totalidad de subestaciones involucradas y colindantes, que bien pueden ampliarse en capacidad y/o ser involucradas en los traspasos de carga a nivel de distribución. Para resolver la problemática identificada (sobrecargas en SET's Canto Grande y Zárate), no se considera o descarta soluciones en las SET's colindantes. Por ejemplo, se puede trasladar carga de Canto Grande a Mariátegui y de Zárate a Santa Rosa. En ese sentido, se solicita evaluar el sistema de manera integral, tanto a nivel de media como alta tensión.



Vista de las redes MT y ubicaciones de las SETs asociadas a la propuesta de SET Las Flores

- Presentar el análisis eléctrico de redes en media tensión (MT) que sustente la imposibilidad de traspasos de carga entre SET's; evidenciando sobrecargas, caídas de niveles de tensión, pérdidas, entre otros, que no permitan alimentar las demandas existentes y futuras desde las SET's existentes; asimismo, se presente la evaluación

(redes MT, SET's, LTs), incluyendo formatos gráficos y archivos fuente (evaluación de las redes MT) de ser el caso.

- En relación a la imposibilidad de ampliación de la SET Zárate y SET Canto Grande, la empresa no descarta la posibilidad de ampliación de capacidad en estas subestaciones, se limita a presentar un cuadro resumen de la capacidad instalada y máxima posible de cada SET al año 2022, en esta información plantea que tanto Zárate como Canto Grande ya están en su capacidad máxima posible (instalable) con 2x40 MVA + 25 MVA y 2x25 MVA + 40 MVA respectivamente. No se descarta la posibilidad de ampliar la capacidad de 25 MVA a 40 MVA. Cabe indicar que las líneas que se conectan a las subestaciones evaluadas ya están preparadas para la confiabilidad por N-1, aún para demandas mayores a los 100 MW.
- Sin perjuicio de lo anterior, respecto a la nueva SET Las Flores, se observa lo siguiente:
(1) La ubicación de la SET planteada se encuentra a 950 m de la SET Zárate, independientemente de las densidades de demanda teóricas, se debe considerar la realidad topológica y evaluar ubicaciones dependiendo del crecimiento proyectado (mapa de densidades de carga), además de presentar el cálculo justificativo del centro de carga;
(2) No se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, se observan las vías seleccionadas donde no se ha descartado una línea área en 60 kV y otras donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico;
(3) Para la demanda prevista no se sustenta el planteamiento de doble terna en la propuesta de línea y doble barra en la propuesta de SET;
(4) se observa que el flujo muestra una simple barra en las nuevas SET's mientras que los módulos plantean doble barra, asimismo en la evaluación económica presentada se ha valorizado incorrectamente los módulos de líneas planteadas en la propuesta.
- Dentro de los sustentos, se solicita enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Zárate, Canto Grande, Mariátegui y Santa Rosa), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 de Enel se revisaron en detalle las posibilidades de transferencias de carga a nivel de distribución en MT hacia las SET colindantes para descargar transformadores con sobrecarga por incremento de demanda, y se consideraron todas las alternativas técnicamente viables antes de proponer un incremento de la capacidad de transformación. Se evaluó además la capacidad de ampliación de la capacidad de transformación de las SET con transformadores con sobrecarga, considerando la disponibilidad de espacio en las mismas.

En el Anexo N del Informe Final corregido se presenta el análisis integral sobre el parque de transformadores existentes y las redes de MT asociadas para sustentar el límite de la capacidad de traslados de carga mediante esta red a las SET colindantes y la disponibilidad de espacio físico en las SET's.

Se revisó la ubicación de la nueva SET considerando la densidad de carga en la zona y con el objetivo de minimizar los momentos eléctricos para la alimentación de la demanda mediante la red MT asociada.

Se revisaron las rutas de las distintas alternativas de enlace en AT de la nueva subestación, evaluando la posibilidad de tramos aéreos en los lugares donde se presenta la posibilidad, según se indica en el Anexo Q del Informe Final corregido.

Se desarrolla el punto 4.2 del Informe Final corregido el sustento de las SET con configuración en doble barra.

Análisis de Osinergmin

Enel no respondió detalladamente punto por punto observado, se limitó a presentar un informe de sustento de la SET y otro de las rutas de línea.

Sin perjuicio de lo anterior, y de acuerdo a la revisión efectuada al informe de sustento de la SET Las Flores, se presenta el análisis a cada criterio de evaluación planteado en dicho informe:

- En relación a la disponibilidad de espacio para nuevos transformadores, tanto para la SET Zárate y Canto Grande se evidencia que no hay espacio para un 4to transformador.
- En relación a la repotenciación de los transformadores existentes, para el caso de la SET Zárate la misma empresa manifiesta tener espacio para la ampliación, pero concluye que no hay espacios para celdas de 10 y 20 kV, al respecto se entiende que al requerir y estar utilizando el devanado de 20 kV necesariamente se tiene que ir migrando poco a poco de 10 a 20 kV de forma que se vayan liberando espacios, los cuales quedan evidenciados en el plano presentado.

Por otro lado, para el caso de la SET Canto Grande, se puede observar que hay espacios disponibles y que las rieles mencionadas son continuas y no representarían algún impedimento como menciona Enel, asimismo el bosquejo presentado no conversa con los planos adjuntos y el recuadro representativo para un transformador de 40 MVA, en ese sentido la disponibilidad de espacio no queda descartada, más aún cuando se tienen espacios similares en la SET Zárate y aquí no se tuvo los problemas de interferencias ahora planteados.

- En relación a la ampliación de las celdas existentes, para el caso de la SET Zárate se evidencia que los espacios para ampliación ya están previstos para el nivel de 20 kV, los cuales como se dijo anteriormente tendrán que ir liberando las celdas en 10 kV.

Por otro lado, para el caso de la SET Canto Grande, se puede observar que aún hay espacio para al menos una celda más en la primera batería de celdas, asimismo se cuenta con espacio para implementar más celdas en la zona colindante a los bancos de condensadores. Como última alternativa se deberá migrar a celdas tipo GIS de 0.6 m de ancho, renovando así todas las celdas existentes. Es importante precisar que, parte del sustento de Enel se basa en la configuración de un tipo de celda, sin embargo en el mercado existen celdas que si pueden ir reposadas en alguna pared dado que su operación es por la parte delantera.

- En relación a la viabilidad de salida de cables, para el caso de la SET Zárate ya se detalló la sinergia que deberá haber entre las celdas 10 y 20 kV, más aún cuando la misma empresa ya tiene prevista las celdas futuras en 10 y 20 kV como se muestra en el plano presentado.

Para el caso de la SET Canto Grande, se puede observar que los alimentadores no solo salen por la calle Olmos, sino también por la calle Nevado Alcoy, asimismo de acuerdo a la información presentada no hay sustento para la inviabilidad de salida, el informe solo muestra una afirmación de ENEL más no el sustento correspondiente.

- En relación a la viabilidad traspasos de carga, se debe precisar en primera instancia que, ENEL ha evaluado traslados entre alimentadores de SET colindantes, y entre alimentadores de la misma SET bajo la premisa que se efectúe este traslado fuera de la SET, sin embargo, no se evaluó la posibilidad de traspasos o balanceos de carga entre transformadores de la misma SET, es decir que se realice la permutación entre alimentadores dentro de la SET. En ese sentido el análisis presentado resulta incompleto, más aun cuando la realidad de la cargabilidad de transformadores de la misma SET no es equivalente.

- En relación a las alternativas de conexión en 60kV, es importante precisar que la recomendación y evaluación solicitada esta formulada en función al criterio de eficiencia económica, sin embargo, la empresa no manifestó limitaciones para implementar tramos aéreos .
- Finalmente, en relación a la información complementaria requerida, se observa que, si bien se presentaron los planos de planta de las SET's asociadas, no se observan, entre otros puntos, los planos unifilares de las SET's y redes de distribución.

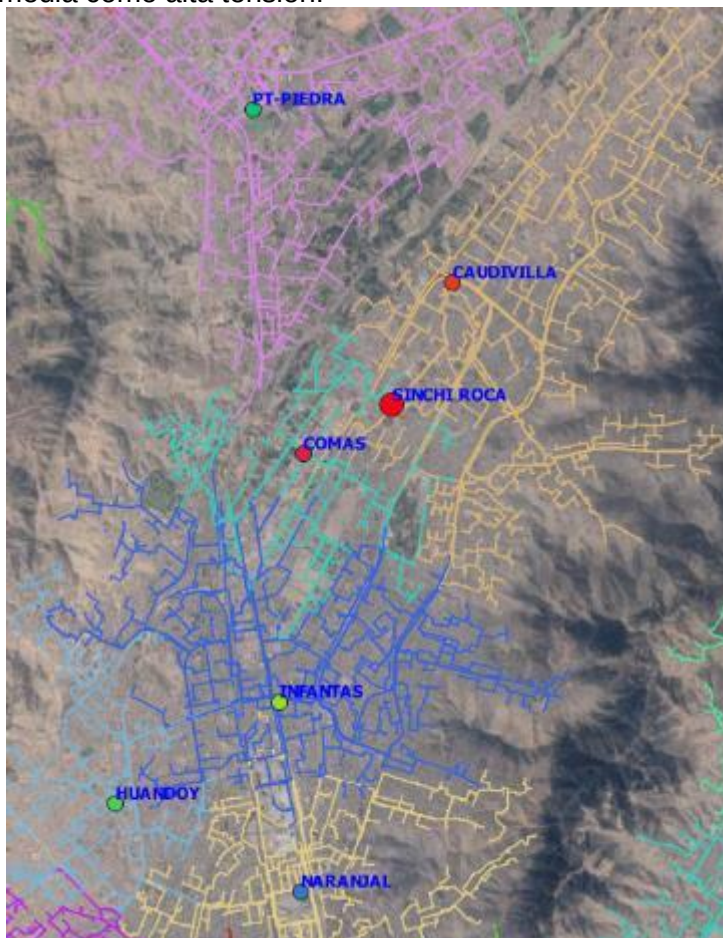
De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

37. Sobre la “Nueva SET AT/MT Sinchi Roca 60/20/10 kV y LT 60kV Chillón – Sinchi Roca” para el año 2027

- ENEL debe sustentar haber agotado toda posibilidad de solución en la distribución para poder preceder con las alternativas de solución de transmisión.
- Se observa que en la evaluación no se considera a la totalidad de subestaciones involucradas y colindantes, que bien pueden ampliarse en capacidad y/o ser involucradas en los traspasos de carga a nivel de distribución. Para resolver la problemática identificada (sobrecarga en SET Caudivilla e Infantas), no se considera o descarta soluciones en las SET's colindantes. Por ejemplo, trasladar carga de Infantas a Huandoy y de Comas y/o Caudivilla a Infantas. En ese sentido, se solicita evaluar el sistema de manera integral, tanto a nivel de media como alta tensión.



Vista de las redes MT y ubicaciones de las SET's asociadas a la propuesta de SET Sinchi Roca

- Presentar el análisis eléctrico de redes en media tensión (MT) que sustente la imposibilidad de traspasos de carga entre SET's; evidenciando sobrecargas, caídas de niveles de tensión, pérdidas, entre otros, que no permitan alimentar las demandas existentes y futuras desde las SET's existentes; asimismo, se presente la evaluación (redes MT, SET's, LTs), incluyendo formatos gráficos y archivos fuente (evaluación de las redes MT) de ser el caso.
- En relación a la SET Comas y SET Caudivilla, la empresa no descarta íntegramente la posibilidad de ampliación de capacidad en estas subestaciones, se limita a presentar un cuadro resumen de la capacidad instalada y máxima posible de cada SET al año 2022, en esta información plantea que tanto Comas como Caudivilla ya están en su capacidad máxima posible (Instalable) con 25 + 40 MVA y 3x25 MVA respectivamente. Para el caso de la SET Comas se observa espacio suficiente para futuras ampliaciones mientras que para la SET Caudivilla no se evidencia la imposibilidad de ampliar la capacidad de 25 a 40 MVA. Cabe indicar que la SET Comas apenas tiene 7 años de antigüedad, además de haber sido prevista para futuras ampliaciones, considerando que las líneas conectadas están preparadas para dar confiabilidad por N-1 para demandas mayores a los 120 MW. Principalmente, para esta zona la empresa debe considerar evaluar la atención desde la SET Comas.
- Con respecto a la propuesta de la nueva SET Sinchi Roca en 60 kV, se tiene lo siguiente: (1) La ubicación de la SET planteada se encuentra a 1,500 m de la SET Comas, independientemente de las densidades de demanda teóricas, se debe considerar la realidad topológica y evaluar ubicaciones dependiendo del crecimiento proyectado (mapa de densidades de carga), además de presentar el cálculo justificativo del centro de carga; (2) No se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, se observan las vías seleccionadas (entre ellas, Av. 15 de Junio) donde no se ha descartado una línea área en 60 kV y otras donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico; (3) Para la demanda prevista no se sustenta el planteamiento de doble terna en la propuesta ni de doble barra en la propuesta de SET; (4) Para la conexión de la LT 60 kV, no se han evaluado alternativas como derivación de la LT Huarangal – Comas.
- Dentro de los sustentos, se solicita enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Caudivilla, Comas, Infantas, Huandoy), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 de Enel se revisaron en detalle las posibilidades de transferencias de carga a nivel de distribución en MT hacia las SET colindantes para descargar transformadores con sobrecarga por incremento de demanda, y se consideraron todas las alternativas técnicamente viables antes de proponer un incremento de la capacidad de transformación. Se evaluó además la capacidad de ampliación de la capacidad de transformación de las SET con transformadores con sobrecarga, considerando la disponibilidad de espacio en las mismas.

En el Anexo N del Informe Final corregido se presenta el análisis eléctrico sobre las redes de MT para sustentar el límite de la capacidad de traslados de carga mediante esta red a las SET colindantes.

En el Anexo N del Informe Final corregido se presenta el análisis integral sobre el parque de transformadores existentes y las redes de MT asociadas para sustentar el límite de la capacidad de traslados de carga mediante esta red a las SET colindantes y la disponibilidad de espacio físico en las SET's.

Se revisaron las rutas de las distintas alternativas de enlace en AT de la nueva subestación, evaluando la posibilidad de tramos aéreos en los lugares donde se presenta la posibilidad, según se indica en el Anexo Q del Informe Final corregido.

Se desarrolla el punto 4.2 del Informe Final corregido el sustento de las SET con configuración en doble barra.

Análisis de Osinergmin

Enel no respondió detalladamente punto por punto observado, se limitó a presentar un informe de sustento de la SET y otro de las rutas de línea.

Sin perjuicio de lo anterior, y de acuerdo a la revisión efectuada al informe de sustento de la SET Las Sinchi Roca, se presenta el análisis a cada criterio de evaluación planteado en dicho informe:

- En relación a la disponibilidad de espacio para nuevos transformadores, se evidencia que solo la SET Comas tiene espacio para otros transformadores.
 - En relación a la repotenciación de los transformadores existentes, para el caso de la SET Caudivilla se puede observar que hay espacios disponibles para ampliación al menos en los transformadores ubicados en los extremos, y que la vía de desplazamiento de los transformadores es continua y no representarían algún impedimento como menciona ENEL, asimismo el bosquejo presentado no conversa con los planos adjuntos y el recuadro representativo para un transformador de 40 MVA, además de que la empresa tampoco evaluó utilizar un transformador de dos devanados como última alternativa. En ese sentido la disponibilidad de espacio no queda descartada, más aún cuando se tienen espacios similares en otras SET's de la concesión y estas fueron resueltas para solucionar las interferencias ahora planteados.
 - En relación a la ampliación de las celdas existentes, para el caso de la SET Infantas se evidencia que los espacios para una ampliación sin renovación están complicados, sin embargo, con la lógica antes descrita las celdas en 20 kV liberarán la carga en las celdas en 10 kV, dejando como última alternativa migrar a celdas tipo GIS de 0,6 m de ancho, renovando así todas las celdas existentes.
- Por el lado de la SET Caudivilla, se observa que hay espacios disponibles al lado de la resistencia del neutro (la cual incluso puede ser reubicada para ganar espacio al ampliar el edificio existente) o donde está ubicada la SET Elevadora que debería quedar en desuso considerando que se tiene barra en 20 kV.
- En relación a la viabilidad de salida de cables, para el caso las SET's Infantas, Caudivilla y Comas se puede observar que los alimentadores no solo pueden salir por las vías mostradas, sino también por la calle Gerardo Urger, Jr. Francisco Torres y Calle Santa Ana respectivamente. Asimismo, de acuerdo a la información presentada no hay mayores sustentos para la inviabilidad de salida, el informe solo muestra una afirmación de imposibilidad que Enel describe más no el sustento correspondiente.
 - En relación a la viabilidad traspasos de carga, se debe precisar en primera instancia que, Enel ha evaluado traslados entre alimentadores de SET colindantes, y entre alimentadores de la misma SET bajo la premisa que se realice fuera de la SET, sin embargo, no se evaluó la posibilidad de traspasos o balanceos de carga entre transformadores de la misma SET, es decir que se realice una permutación entre alimentadores cuyos trabajos se realicen dentro de la SET. En ese sentido el análisis presentado resulta incompleto, más aún cuando la realidad de la cargabilidad de transformadores de la misma SET no es equivalente.
 - En relación a las alternativas de conexión en 60 kV, es importante precisar que la recomendación y evaluación solicitada está formulada en función al criterio de eficiencia

económica, sin embargo, la empresa la empresa no manifestó limitaciones para implementar tramos aéreos.

- Finalmente, en relación a la información complementaria requerida, se observa que, si bien se presentaron los planos de planta de las SET's asociadas, no se observan, entre otros puntos, los planos unifilares de las SET's, y redes de distribución.

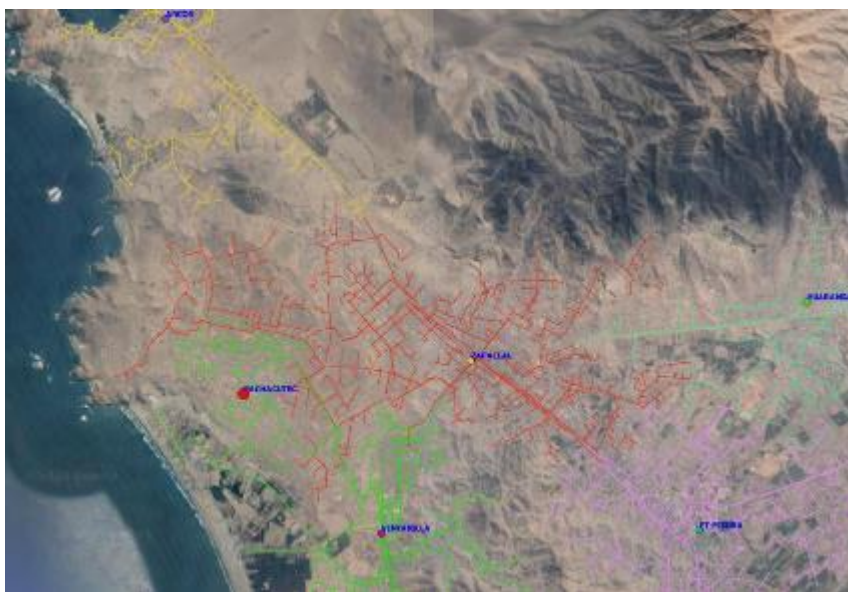
De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

38. Sobre la “Nueva SET AT/MT Pachacutec 60/20/10 kV y Deriv. LT 60 kV Zapallal – Chillon” para el año 2028

- ENEL debe sustentar haber agotado toda posibilidad de solución en la distribución para poder preceder con las alternativas de solución de transmisión.
- Se observa que en la evaluación no se considera a la totalidad de subestaciones involucradas y colindantes, que bien pueden ampliarse en capacidad y/o ser involucradas en los traspasos de carga a nivel de distribución. Para resolver la problemática identificada (sobrecargas en SET Zapallal y SET Ventanilla), no se considera o descarta soluciones en las SET's aledañas. Por ejemplo, no se ha analizado la posibilidad de traspasos de carga de SET Ventanilla a SET Zapallal, traspaso entre devanados de la misma SET Ventanilla. En ese sentido, se solicita evaluar el sistema de manera integral, tanto a nivel de media como alta tensión.



Vista de las redes MT y ubicaciones de las SET's asociadas a la propuesta de SET Pachacutec

- En relación a la imposibilidad de ampliación de la SET Ventanilla y Zapallal, la empresa no detalla ni descarta la posibilidad de ampliación de capacidad en estas subestaciones, se limita a presentar un cuadro resumen de la capacidad instalada y máxima posible de cada SET al año 2022, en esta información plantea que tanto la SET Ventanilla como SET Zapallal se encuentra a su capacidad máxima posible (instalable) con 2x25 MVA y 2x25 MVA respectivamente. Para el caso de la SET Zapallal, se observa espacio para un tercer

transformador, mientras que para la SET Ventanilla no se evidencia la imposibilidad de ampliar la capacidad de 25 a 40 MVA.

- Con respecto a la propuesta de la SET Pachacutec, se observa lo siguiente: (1) No se ha evaluado rutas de línea, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea. Se identifican vías (como la Av. 200) donde no se ha descartado una línea área en 60 kV y otras donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico; (2) Para la demanda prevista no se sustenta el planteamiento de doble terna en la propuesta de línea y doble barra en la propuesta de SET; (3) Para la conexión LT 60 kV no se han evaluados alternativas como conexión en PI más cerca a la SET Ventanilla donde se reduciría el tramo de línea.
- Dentro de los sustentos, se solicita enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Ventanilla y Zapallal), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 de Enel se revisaron en detalle las posibilidades de transferencias de carga a nivel de distribución en MT hacia las SET colindantes para descargas transformadores con sobrecarga por incremento de demanda, y se consideraron todas las alternativas técnicamente viables antes de proponer un incremento de la capacidad de transformación. Se evaluó además la capacidad de ampliación de la capacidad de transformación de las SET con transformadores con sobrecarga, considerando la disponibilidad de espacio en las mismas.

En el Anexo N del Informe Final corregido se presenta el análisis integral sobre el parque de transformadores existentes y las redes de MT asociadas para sustentar el límite de la capacidad de traslados de carga mediante esta red a las SET colindantes y la disponibilidad de espacio físico en las SET's.

Se revisó la ubicación de la nueva SET considerando la densidad de carga en la zona y con el objetivo de minimizar los momentos eléctricos para la alimentación de la demanda mediante la red MT asociada.

Se revisaron las rutas de las distintas alternativas de enlace en AT de la nueva subestación, evaluando la posibilidad de tramos aéreos en los lugares donde se presenta la posibilidad, según se indica en el Anexo Q del Informe Final corregido.

Se desarrolla el punto 4.2 del Informe Final corregido el sustento de las SET con configuración en doble barra.

Análisis de Osinergmin

Enel no respondió detalladamente punto por punto observado, se limitó a presentar un informe de sustento de la SET y otro de las rutas de línea. Asimismo, es importante precisar que, las SETs Ventanilla y Zapallal no presentan sobrecargas según el análisis de demanda efectuado por Osinergmin, en ese sentido la SET Pachacutec aun no sería requerido en este periodo regulatorio.

Sin perjuicio de lo anterior, y de acuerdo con la revisión efectuada al informe de sustento de la SET Pachacutec, se presenta el análisis a cada criterio de evaluación planteado en dicho informe:

- En relación a la disponibilidad de espacio para nuevos transformadores, se evidencia que en la configuración actual no podría instalarse un tercer transformador en las SET's implicadas.
- En relación a la repotenciación de los transformadores existentes, tanto para la SET Zapallal como Ventanilla se puede observar que hay espacios disponibles para la ampliación de los transformadores adecuando únicamente el muro y losa existente. Enel no detalla como el bosquejo presentado imposibilita la instalación del transformador de 40 MVA, además de que la empresa tampoco evaluó utilizar un transformador de dos devanados como última alternativa. En ese sentido la disponibilidad de espacio no queda descartada.
- En relación a la ampliación de las celdas existentes, para el caso de la SET Zapallal se evidencia que el edificio puede ser ampliado en dirección del banco de condensadores el cual puede ser reubicado.

Para el caso de la SET Ventanilla, se puede observar que las celdas actuales ocupan un espacio bastante considerable por lo que se deberá estar previendo migrar a celdas tipo GIS de 0,6 m de ancho, renovando así todas las celdas existentes. Es importante precisar que, parte del sustento de ENEL se basa en la configuración de un tipo de celda, sin embargo, en el mercado existen celdas que si pueden ir reposadas en alguna pared dado que su operación es por la parte delantera.

- En relación a la viabilidad de salida de cables, para el caso las SET's Zapallal y Ventanilla se puede observar que los alimentadores no solo pueden salir por la Av Nestor Gambeta, sino también por la Av Playa Hermosa y Calle 11 respectivamente. Asimismo, de acuerdo con la información presentada no hay mayores sustentos para la inviabilidad de salida con cables, el informe solo muestra una afirmación de imposibilidad que Enel describe más no el sustento correspondiente.
- En relación a la viabilidad traspasos de carga, se debe precisar en primera instancia que, Enel ha evaluado traslados entre alimentadores de SET colindantes, y entre alimentadores de la misma SET bajo la premisa que se realice fuera de la SET, sin embargo, no se evaluó la posibilidad de traspasos o balanceos de carga entre transformadores de la misma SET, es decir que se realice una permutación entre alimentadores cuyos trabajos se realicen dentro de la SET. En ese sentido el análisis presentado resulta incompleto, más aún cuando la realidad de la cargabilidad de transformadores de la misma SET no es equivalente.
- En relación a las alternativas de conexión en 60 kV, es importante precisar que la recomendación y evaluación solicitada esta formulada en función al criterio de eficiencia económica, sin embargo, la empresa no manifestó limitaciones para implementar tramos aéreos.
- Finalmente, en relación a la información complementaria requerida, se observa que, si bien se presentaron los planos de planta de las SET's asociadas, no se observan entre otros puntos los planos unifilares de las SET's y redes de distribución.

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

39. Sobre la “Nueva SET MAT/AT La Mar 220/60 kV y LT 220 kV San Martín – La Mar” para el año 2028:

- Es importante precisar que, si bien la base del Plan de Transmisión (PT) es la referencia del sistema principal e instalaciones ITC, todas las instalaciones SCT y SST son evaluada y definidas en el ámbito del Plan de Inversiones, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, la premisa de la empresa al afirmar que la SET La Mar ha sido

considerada en el modelamiento por el COES en el PT vigente, no significa una aprobación automática en el ámbito del presente PI 2025-2029.

Además, se observa que, según la evaluación efectuada por ENEL, la nueva SET 220/60 kV La Mar es una solución para la sobrecarga de un transformador de SET Barsi; sin embargo, la empresa debe ampliar su sustento y realizar una evaluación integral a nivel de muy alta y alta tensión, especificar los resultados del diagnóstico explícitamente en su informe y los archivos de sustento. Asimismo, ENEL debe demostrar si el proyecto es necesario para el presente proceso de Plan de Inversiones y descartar primero las alternativas en 60 kV, antes de pasar a una solución en 220 kV. Por ejemplo, se observa en el modelamiento presentado la sobrecarga de un banco de transformador 220/60 kV, no obstante, cuando se acoplan las barras en 220 kV, ya no se presenta tal sobrecarga.

- Sin perjuicio de lo anterior, se observa lo siguiente: (1) La ubicación de la SET La Mar es planteada sobre un área que se encuentra actualmente en construcción (corroborado en visita técnica), por lo que se requiere evaluar si este terreno es realmente factible para el proyecto planteado y evaluar también la disponibilidad de otros terrenos, además de sustentar la ubicación del centro de carga; (2) No se ha evaluado rutas de línea, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea. No se ha descartado líneas aéreas en 60 kV y 220 kV y otras rutas donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico; (3) No se ha sustentado los calibres propuestos para las líneas en 60 kV, especialmente porque existen casos donde considera 1,200 m² y en otros 1,600 mm²; (4) No se ha considerado dejar previsto espacios en la SET para tomar carga de la zona y descargar las subestaciones colindantes en un mediano y largo plazo; (5) No ha sustentado la propuesta de doble banco de transformadores 220/60 kV, que se propone en el formato F-300, pero no se plasma en el modelamiento (DIgSILENT); (6) Para la conexión LT 220 kV no se han evaluado alternativas, como conectarse en una derivación a la nueva LT 220 kV Malvinas – Barsi, que reduce la longitud de línea y la cantidad de celdas en 220 kV, considerando además que la construcción de la SET San Martín no tiene fecha definida aún y depende de un proceso de licitación que aún no ha iniciado; (7) No se ha planteado equipamiento y/o conexiones por etapas.

Respuesta

Para resolver la Sobrecarga en los Transformadores de 220/60kV de la Subestación Barsi, Osinergmin indica que cerrando el acoplamiento en el lado 220 kV de los transformadores 220/60 kV de la Subestación Barsi no se presentaría la sobrecarga en los mencionados transformadores.

Sobre el particular precisamos lo siguiente:

- a. Las diferentes simulaciones de flujos de carga que se realizaron los cuales se presentaron en el mes de Junio en el Informe del PIT 2025-2029 ya consideran escenarios con el acoplamiento cerrado en barras 220 kV en la Subestación Barsi.
- b. El lado 60 kV de la Subestación Barsi 220/60 kV opera con dos transformadores en paralelo en la barra "BARS160B", así mismo un transformador en la barra "BARS160A" y el acoplamiento 60 kV abierto.
- c. En el escenario donde se cerraría el acoplamiento de 60 kV en la Subestación Barsi para superar la sobrecarga que se presentaría en los transformadores considerando las cargas incorporadas, se debe considerar que se presentarán los siguientes niveles de cortocircuito en 60 kV con los 3 transformadores 220/60 kV en paralelo:

Concepto	2025	2026	2027	2028	2029
lcc trifásico (kA)	27,36	28,24	28,31	28,64	28,00
lcc monofásico (kA)	35,04	35,98	35,95	36,28	35,60

d. Los resultados muestran que los niveles obtenidos de cortocircuito monofásico en Barsi 60 kV superan la capacidad de ruptura de 31.5 kA de los interruptores 60 kV tipo interior en la Subestación Barsi cuando los tres transformadores operan en paralelo en 60 kV, en consecuencia, es imposible operar la red con el Acoplamiento cerrado en este nivel de tensión.

e. Adicionalmente, los fabricantes de equipos eléctricos solo diseñan interruptores de potencia de 72.5 kV tipo interior (Equipos SET Barsi Tipo Interior) hasta un nivel de capacidad de ruptura de 31. kA. En conclusión, no es una solución factible la propuesta de cerrar el acoplamiento en 60 kV para resolver la sobrecarga en los transformadores de Barsi 220/60 kV en el periodo 2025-2029.

f. Como sustento del punto anterior, se adjuntan en el Anexo Q catálogos de fabricantes de interruptores de potencia que mencionan que la máxima capacidad de ruptura de interruptores tipo interior AIS es de 31.5 kA:

- General Electric: En la página 16 del documento Indica que fabrican interruptores de 72.5 kV de tipo “exterior” y no “interior”
- Siemens: En la página 15 Indica que fabrican interruptores de 72.5 kV hasta 31.5 kA de capacidad de ruptura.
- ABB-Hitachi: En la página 17 Indica que fabrican interruptores tipo “interior” 72.5 kV hasta 31.5 kA de capacidad de ruptura

Se evaluaron diferentes alternativas técnicas para lograr la solución de la sobrecarga del transformador 220/60 kV en la SET Barsi, sin embargo, la única solución sustentable en el tiempo para cubrir el crecimiento de la demanda en el período 2025-2034 y en el futuro es la incorporación de la nueva SET 220/60 kV La Mar.

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se identificó un nuevo terreno disponible para la SET La Mar, cercano al centro de carga. Este nuevo terreno tiene previsto el espacio para futuras ampliaciones en la transformación 220/60 kV.

Se evaluaron distintas rutas alternativas para los enlaces de 60 y 220 kV de la nueva SET La Mar, y no se identificaron posibilidades para instalar líneas aéreas de 220 kV en los vínculos con la línea Barsi-Malvinas.

Para los vínculos en 60 kV se han considerado cables subterráneos con conductores de Cu de 1.200 mm² de sección.

La incorporación de la nueva SET La Mar se ha considerado con un solo banco de transformación 220/60 kV durante el período 2025-2034.

Se ha considerado una Etapa 1 de conexión de la SET La Mar, durante el período 2025-2029, con una derivación desde la línea Malvinas-Barsi. Se prevé, en una Etapa 2 futura, la extensión de la conexión hasta la nueva SET San Martín una vez que ésta ingrese en servicio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la revisión efectuada al levantamiento de observaciones de la SET La Mar, se presenta el análisis a cada alcance descrito en el informe final:

- En relación a la posibilidad de trabajar con el acople cerrado en la SET Barsi, se evidencia que Enel cumplió con detallar la no factibilidad técnica para realizar dicha maniobra en operación normal.

- En relación al planteamiento de la ubicación del terreno para la nueva SET, la empresa afirma que se ha planteado un nuevo terreno, sin embargo, se observa que el terreno viene dado por la misma ubicación de la Propuesta Inicial. Al no haber negativa de la empresa, se entiende que Enel ya contrastó la factibilidad de compra y/o ocupación del terreno planteado.
- En relación a la alternativa de conexión en 220 kV, se observa coherencia en la alternativa de ruta planteada, sin embargo, al momento de integrar la etapa 1 y 2 no se observa claridad en la ruta final seleccionada, asimismo no se ha evaluó la conexión en segunda etapa San Martín – Malvinas dejando la conexión en PI (Derv LT Barsi-Malvinas – La Mar) hasta el requerimiento de una doble terna desde Barsi o Malvinas según lo más conveniente para el sistema de acuerdo a la evolución de la carga. En conclusión, se ha replantado la propuesta comparándola con la prevista por Enel siendo la misma para la 1ra etapa, mientras que para la 2da etapa cuando el sistema lo requiera se considera la ruta más corta desde San Martín hasta Malvinas comparada a la propuesta de Enel de conectar San Martín - La Mar.
- En relación a la alternativa de conexión en 60 kV, se observa incoherencias entre el flujo, valorización y diagramas de informe en la alternativa de conexión planteada, la empresa plantea una primera etapa conectando Maranga a la Mar (doble terna subterránea) y dejando las líneas Barsi Pershing y Barsi-Cusco-Pershing, mientras que la segunda conecta a Cusco y Pershing a la Mar con dos dobles ternas independientes (según diagrama de informe final y valorización), sin embargo en el flujo solo se conecta Cusco, y Pershing sigue conectada a Barsi. Se considera que tanto la primera como la segunda etapa resultan una propuesta incompleta para el sistema eléctrico por las siguientes razones: (1) No se está aprovechando el nuevo punto de inyección en 220 kV, se mantiene el suministro de Barsi que está más alejado a La Mar, no hay mejora en Pérdidas, y (2) No se está aprovechando las instalaciones existentes al máximo para la primera y segunda etapa, en ese sentido se replantea la propuesta que se compara con la planteada por Enel, la propuesta replanteada solo tendrá un etapa conectando la SET Cusco a La Mar y sacando dos dobles ternas para empalmar en PI las líneas L-615/646 creando así dos dobles ternas (con las instalaciones existentes) hacia SET Maranga y SET Pershing cubriendo la confiabilidad por N-1 hasta después del periodo 2034, esta propuesta solo requeriría conectar la línea L-615 a Maranga y desconectar el tramo que va a Barsi.

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

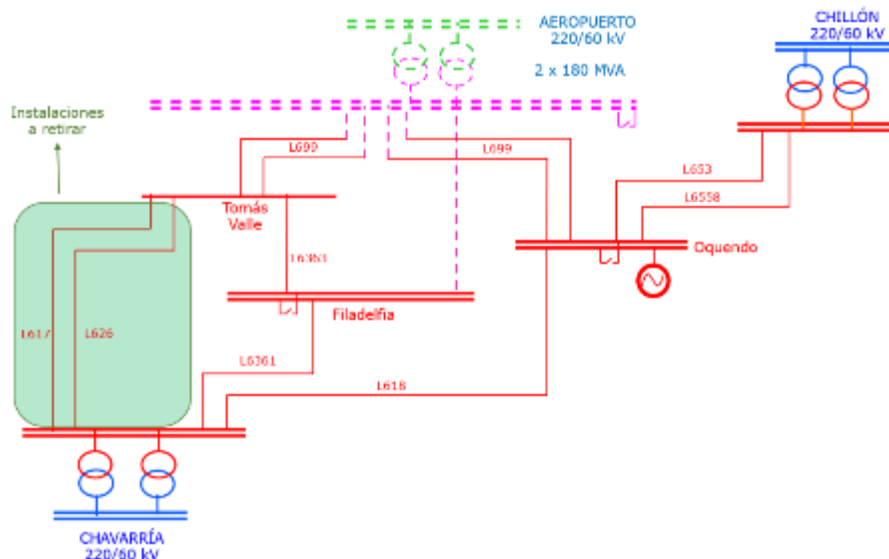
Conclusión

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

40. Sobre la “Nueva SET MAT/AT Aeropuerto 220/60 kV y LT DT 220 kV Chavarría – Aeropuerto” para el año 2029

- ENEL sostiene que, para mantener las condiciones operativas en situación N-1 en la red de 60 kV, se requiere el adelanto de la incorporación de la SET MAT/AT Aeropuerto desde el año 2031, fecha en la que estaba prevista por demanda, a principios del año 2029.
- Sin embargo, la empresa debe ampliar su sustento y realizar una evaluación integral a nivel de muy alta y alta tensión, especificar los resultados del diagnóstico explícitamente en su informe y los archivos de sustento, considerando que no se demuestra que el proyecto SET MAT/AT Aeropuerto se requiera para el 2029, ni para el Horizonte de Estudio (10 años). En ese sentido, ENEL debe demostrar si el proyecto es necesario para el presente proceso de Plan de Inversiones y descartar primero las alternativas en 60 kV, antes de pasar a una solución en 220 kV.

- Respecto al esquema de las conexiones en 60 kV de la propuesta de ENEL, se observa que las líneas L-617 y L-626 (Chavarría – Tomás Valle) se muestran como instalaciones a retirar (ver figura siguiente). De la revisión del ESTUDIO no se ha observado detalle de esta propuesta. Se solicita a ENEL analizar y evaluar este escenario. Sin perjuicio de ello, se solicita a ENEL evaluar la Baja de Líneas 60 kV que ya no son necesarias en el sistema, a consecuencia de la propuesta de solución.



Esquema presentado por ENEL en la Audiencia Pública de presentación de propuesta del PI 2025-2029.

- Finalmente, sobre la propuesta de SET Aeropuerto 220/60 kV, se observa lo siguiente: (1) La ubicación de la SET indicada en los archivos “.kml” difiere de la ubicación indicada en la figura 10-6 del ESTUDIO, por lo que se solicita aclarar tal incongruencia, presentando el sustento de la ubicación planteada; (2) No se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, pues se observa que en las vías planteadas (entre ellas, la Av. Izaguirre) no se ha descartado una línea área, pasando las redes MT a autoportante y/o ser soterradas (o redes AP que puede ser reubicadas) para prevalecer el criterio técnico económico; (3) Se solicita evaluar dejar espacio previsto en la SET para tomar carga de la zona y descargar las subestaciones colindantes en un mediano y largo plazo; y (4) Para la conexión LT 220 kV, se observa una incoherencia en la evaluación realizada, por un lado se plantea dos tramos subterráneos para la alternativa 1, sin embargo para la alternativa 2 de plantea un tramo aéreo donde antes se planteaba subterráneo, por lo que se deberá presentar alternativas coherentes entre sí; (5) Se observa que en el modelamiento (DIgSILENT) no se ha incluido el proyecto para el año 2029, donde se propone de acuerdo a la propuesta; asimismo, se plantean 2 transformadores 220/60 kV en el formato F-300 y en el modelamiento solo se incluye uno; (6) No se ha planteado equipamiento y/o conexiones por etapas.

Respuesta

En el Informe Final corregido, habiéndose efectuado los ajustes de la demanda y transferencias de carga, no surge la necesidad de incorporar de la SET 220/60 kV Aeropuerto por incremento de demanda.

Se considera como una alternativa para solucionar los problemas de sobrecarga en la red de 60 kV en situación operativa en condición N-1.

Análisis de Osinerghmin

ENEL procedió a retirar el proyecto, considerándolo reemplazable por las soluciones de N-1 prevista es el periodo tarifario, estos proyectos serán analizados en su capítulo correspondiente.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

41. Respetto a la Instalación de celdas en MT por demanda:

- Es importante precisar que es competencia de ENEL intervenir y distribuir las cargas en Media tensión (MT) agotando toda posibilidad de solución en la distribución como traslado de carga entre 10 y 20 kV.
- Se debe sustentar la implementación de las celdas solicitadas con los planos de planta y sección correspondientes de cada SET del antes y después del proyecto, entre otras cosas la tecnología y ubicación. La empresa deberá presentar la ubicación georreferenciada de sus clientes, la ruta de sus alimentadores en MT (georreferenciadas) y presentar la distribución carga de cada alimentador.
- Respecto al literal B. "INCORPORACIÓN DE CELDAS MT POR DEMANDA", ENEL solicita 8 Celdas de Alimentador de 20 kV y 8 Celdas de Alimentador en 10 kV para el periodo 25-29; sin embargo, en el formato F-204 solicita un total de 36 nuevas celdas de alimentador. Al respecto se solicita a ENEL revisar y aclarar y complementar según corresponda.
- De la visita técnica realizada a las instalaciones de ENEL, se observa que existen celdas alimentadoras instaladas y que se han solicitado su reconocimiento de inversión (regularización), al respecto se solicita especificar estos casos y enviar los datos de placa de los equipos correspondientes.
- Respecto al ANEXO J "Sustento Necesidad Celdas MT Individuales" ENEL solicita alimentadores para las SETs Cusco y José Granda, al respecto se observa que dichas subestaciones se encuentran en construcción. En ese sentido, se solicita revisar, aclarar o ampliar la solicitud.

Respuesta

En el Anexo J "Nuevas celdas MT por Demanda" se encuentran los sustentos de protocolo de celdas instaladas y planos para las celdas proyectadas

En el Anexo J "Nuevas celdas MT por Demanda" se encuentra el informe "Sustento de Necesidad de nuevas celdas MT" en el cual se analizó la posibilidad de traslados y el resultado es que se requieren nuevas celdas MT

El formato F-204 es un modelo donde se considera demandas iguales por cada alimentador de la Subestación AT/MT. Sin embargo, en el análisis de necesidades de nuevas celdas MT se utiliza la carga real de cada alimentador y los requerimientos de carga de los clientes.

En el caso de solicitud un nuevo alimentador para Cusco (Ex Pueblo Libre) es para descargar un alimentador de Maranga. Se debe considerar que la nueva SET Cusco fue diseñado y proyectado para descargar alimentadores de las Subestaciones Pershing y Pando.

En el caso de un nuevo alimentador de José Granda es para atender el requerimiento de demanda del Centro Comercial Rex (ubicado entre las Avenidas Tomás Valle y Panamericana Norte) y demandas vegetativas de la zona.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la revisión efectuada al levantamiento de observaciones, se presenta el análisis a cada punto descrito:

- En relación a los sustentos de demanda, esta información ha sido analizada en el capítulo de observaciones de demanda el cual tuvo como resultado las propuestas de demanda de Osinergmin.
- En relación a los sustentos de nuevas celdas MT, es preciso indicar que, la cantidad de celdas MT serán obtenidas de acuerdo a la evaluación realizada según la NORMA TARIFAS en el formato F-204, en caso se requieran algunas adicionales la empresa deberá sustentar la especificidad de lo contrario gestionar el balance correspondiente de las celdas de alimentador existentes.
- En relación a las celdas adicionales en SET Cusco y José Granda, estas subestaciones fueron aprobados previendo el alcance de MT eficiente, en ese sentido la empresa no ha detallado ni sustentado los requerimientos específicos.

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENEL, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

Proyectos que se Justifican por Confiabilidad y Seguridad

42. Sobre las Líneas en 60 kV por confiabilidad N-1 para el año 2028:

- ENEL plantea la propuesta de confiabilidad de N-1 por sobrecargas en las LT 60 kV Chillón – Oquendo (119% para el 2029), Chavaría – Tomas Vale y Chavaría – Filadelfia; sin embargo, se observa que las contingencias reportadas en el cuadro 6-3 de sobrecargas de Líneas 60 kV difieren de los resultados del flujo de potencia presentados, incluso no llegan a sobrepasar el 120% de sobrecarga. En ese sentido, la empresa deberá precisar y evidenciar en su ESTUDIO la problemática identificada, antes de plantear las soluciones.
- En la evaluación efectuada, los años propuestos para los proyectos no conversan con los resultados mostrados por ENEL, pues las sobrecargas por contingencia N-1 se presentan desde el año 2025, mientras que las instalaciones propuestas se consideran en el año 2029. Asimismo, no está acorde a la propuesta de adelantar SET Aeropuerto para el año 2029.
- En cuanto a la propuesta de las nuevas Líneas en 60 kV, se observa lo siguiente: (1) No se ha evaluado rutas de línea, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea. No se ha descartado líneas áreas en 60 kV en vías (Av. Nestor Gambeta) y otras donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico; (2) Para la conexión de LTs 60 kV se observa que el Anexo E del ESTUDIO describe que se evaluaron diferentes alternativas de refuerzo de la red con el objeto de solucionar la situación en contingencia, sin encontrar un único proyecto capaz de solucionar todas las contingencias, asimismo, se menciona que tampoco se cuenta con margen para nuevas transferencias con el objeto de aliviar estos enlaces; sin embargo, estas afirmaciones no están detalladas ni sustentadas en el ESTUDIO.

- Respecto a la “Evaluación Económica para Identificar la Alternativa Óptima” y archivo sustento “Enel PIT 2025-2029 - Análisis de Alternativas y Módulos”, se observa lo siguiente:

Para la evaluación de Instalaciones por Confiabilidad N-1 en 60 kV, el archivo sustento dentro de la hoja “N-1 en 60 kV” muestra en la evaluación económica de alternativas de las conexiones al Proyecto Aeropuerto con costos unitarios en valores, tal como se muestra a continuación:

Valorización Solución de sobrecargas por N-1 en 60 kV	Módulo Estándar	Costo unitario [USD / ud.km]	Cantidades	Alternativa 1	Alternativa 2
Delidas 60 kV - línea - convencional - SB	CE-060COE115BU	186,857	ud		
Delidas 60 kV - línea - encapsulada - SB	CE-060COE108BU	367,247	ud	4	
Delidas 220 kV - línea - convencional - DB	CE-220COE108BU	525,648	ud		
Delidas 220 kV - línea - encapsulada - DB	CE-220COE108BU	676,194	ud		
Línea aérea de 60 kV - ST - 400 mm ²	LT-060COUSA090C1400A	1,76,127	km	1.70	
Línea aérea de 60 kV - DT - 400 mm ²	LT-060COUSA090C1400A	277,875	km		
Cable subterráneo de 60 kV - ST - 1200 mm ²	LT-060COUSA090C1200A	2,008,627	km	12.70	
Cable subterráneo de 60 kV - DT - 1200 mm ²	LT-060COUSA090C1200A	3,880,170	km		
Comodones Aeropuerto - 60 kV		4,644,051	[USD]		1.00
Línea aérea de 220 kV - ST - 600 mm ²	LT-220COUSA090C1600A	272,738	km		
Línea aérea de 220 kV - DT - 600 mm ²	LT-220COUSA090C1600A	436,711	km		
Cable subterráneo de 220 kV - ST - 1600 mm ²	LT-220COUSA090C1600A	1,884,128	km		
Cable subterráneo de 220 kV - DT - 1600 mm ²	LT-220COUSA090C1600A	3,482,156	km		
Comodones Aeropuerto - 220 kV		13,680,104	[USD]		1.00
SET Aeropuerto - Costos de AT		5,722,367	[USD]		1.00
SET Aeropuerto - Costos de MAT		20,404,368	[USD]		1.00

Se solicita a ENEL revisar y corregir según corresponda.

- Respecto a la configuración de la red en 60 kV, se observa que las líneas Oquendo - Chavarría (L-618), Tomás Valle - Oquendo (L-699) y Tomás Valle – Chavarría (L-617 y L-626) pertenecen al SST, al respecto ENEL no ha analizado o manifestado en su ESTUDIO la posibilidad de una repotenciación, reconfiguración o dar de baja a una o varias de estas líneas con la finalidad de solucionar la sobrecargas por confiabilidad N-1 en 60 kV.

Respuesta

En el Informe Final corregido, habiéndose efectuado los ajustes de la demanda y transferencias de carga, se evaluaron nuevamente las sobrecargas que se producen en la red de 60 kV por operación en contingencia N-1 identificándose las sobrecargas que se indican en el punto 4.6 del Informe. Se plantea la incorporación de las soluciones a estas sobrecargas el año en que se identifican.

Se evaluaron diversas alternativas de solución y finalmente se identificaron las siguientes alternativas: Alternativa 1: incorporación de líneas ST de 60 kV Chillón-Oquendo y; Alternativa 2: incorporación de la nueva SET 220/60 kV Aeropuerto.

Se revisaron las rutas de las líneas de refuerzo en 60 kV, buscando identificar la posibilidad de considerar líneas aéreas. Se han considerado tramos aéreos en la línea Chillón-Oquendo derivación de la línea Chillón – Naranjal hacia Huandoy.

Para la consideración de los costos de la SET Aeropuerto se incorporaron en el archivo “Enel PIT 2025-2029 - Análisis de Alternativas y Módulos v1.xlsx”, 2 nuevas hojas “Costo SET MAT Aeropuerto” y “Conexiones SET MAT Aeropuerto” donde se calculan en detalle los costos que se incorporan en la hoja “N-1 en 60 kV” donde se analizan las alternativas.

Se evaluaron las posibilidades de repotenciar, reconfigurar o dar de baja a una o varias de las líneas Oquendo-Chavarría (L-618), Tomás Valle-Oquendo (L-699) y Tomás Valle–Chavarría (L-617 y L-626) con la finalidad de solucionar las sobrecargas por confiabilidad N-1 en 60 kV, pero ninguna de las soluciones evaluadas solucionó las sobrecargas en el período analizado.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo al planteamiento propuesto, la solución de Enel parte de la premisa de contar con las Nuevas SETs planteadas las cuales generan un topología distinta a las condiciones de diagnósticos, en ese sentido los requerimientos de N-1 solicitados en el periodo son incompletos para un escenario donde las SET nuevas no son requeridas por la demanda, por lo que en el replanteo efectuado en función a la propuesta de proyectos final está dado por los siguiente proyectos: (1) LT 60 kV Oquendo a Chavaría, (2) Derv 60kV LT Oquendo- Chavarria a Filadelfia, y (3) Derv. 60kV LT Comas- Huarangal a Caudivilla

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por Enel, se ha evidenciado que esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

43. Sobre la “Renovación de Transformador por antigüedad en la SET Mirador y Ancón” para el año 2026 y 2028, respectivamente.

- ENEL solicita dos (2) Transformadores de 60/MT/MT de 40 MVA en SET Jicamarca y Comas, los cuales reemplazan a los transformadores existentes (de 25 MVA), y estos últimos se rotan para reemplazar a los Transformadores de las SET Mirador (25 MVA – 41 años) y Ancón (6 MVA – 57 años). Asimismo, dichos Transformadores de SET Mirador y SET Ancón se dan de Baja por antigüedad y problemas técnicos y operativos.
- Al respecto, se observa que no se ha encontrado análisis técnico, sustento o explicación del motivo por el cual se propone los nuevos Transformadores en las SET Jicamarca y SET Comas. En el diagnóstico se observa que la SET Comas para el periodo de análisis se encuentra en sobrecarga, pero con el transformador propuesto de 60/MT/MT - 40 MVA se soluciona; sin embargo, esta solución no es mencionada en el ESTUDIO de ENEL; en contraste, para la SET Jicamarca se observa que el diagnóstico no muestra una sobrecarga en el periodo de análisis; sin embargo, se está proponiendo un Transformador de 60/MT/MT - 40 MVA.
- Finalmente, de lo mencionado, se solicita a ENEL justificar técnica y económicamente del por qué se está proponiendo la ubicación de los dos nuevos transformadores de 60/MT/MT y 40 MVA en las SET Comas y Jicamarca.
- En la SET Ancón se indica el reemplazo por antigüedad del Transformador 60/MT kV de 25 MVA por otro de 40 MVA para el año 2028, sin embargo, en el formato de solicitud F-203 se indica el reemplazo por un Transformador 60/MT kV de 25 MVA. Al respecto, se solicita a ENEL revisar y/o corregir las descripciones de elemento mencionados.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PI 2025-2029 se actualiza la propuesta de renovación de transformadores en Mirador y Ancón, y sustento en el caso que el alcance comprenda realizar rotaciones.

Análisis de Osinerghmin

Estas propuestas no serían requeridas, en función a la ampliación de capacidad de las SET Canto Grande y Caudivilla, los transformadores que quedarían como reserva pasarían a rotarse a las SET Mirador y Ancón respectivamente, aprovechando así en primera instancia las rotaciones antes de una renovación cualquiera. En ese sentido la

empresa no ha evaluado integralmente la propuesta de rotaciones por lo que se considera que la información presentada es incompleta.

Conclusión

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

44. Sobre la “Renovación de celdas en MT en la SET Barsi y Chavarría”, se debe absolver las siguientes observaciones

- ENEL no justifica la tecnología para la renovación de celdas solicitadas. En ese sentido, las premisas de seguridad y confiabilidad deben estar sustentadas además de cualitativamente y cuantitativamente mediante una evaluación técnica-económica trazable.
- ENEL debe adjuntar diagrama, planos de planta y sección de los esquemas antes y después de proyecto, asimismo se ha observado que la cantidad de celdas propuestas a dar de baja y nuevas no coinciden, en ese sentido ENEL deberá justificar la cantidad y tipos de celdas solicitada.
- Cada elemento a renovar debe estar sustentado, adjuntando datos de placas u otro sustento que demuestre su antigüedad.
- La empresa debe argumentar y detallar adecuadamente el año de ejecución para dicho proyecto, además de la factibilidad técnica de instalación de acuerdo a la disposición actual y futura prevista (esquema o bosquejo de ejecución y fases para la implementación sin afectar el suministro eléctrico), esto para la respectiva claridad y factibilidad del proyecto planteado.
- De las visitas técnicas realizadas, se han identificado que se encuentran instaladas celdas alimentadores de uso para clientes libres. Al respecto, se requiere que ENEL realice un sustento técnico y normativo o aclaración para su solicitud renovación de estas celdas alimentadores por el Plan de Inversiones.

Respuesta

La respuesta a esta observación se desarrolla en los Informes sobre “Renovación Celdas Antiguas MT” para las SETs Barsi y Chavarría incorporados en el Anexo G del Informe Final corregido.

Análisis de Osinergmin

En relación a la renovación de celdas MT en la SET Barsi, se considera que el planteamiento de tecnología es coherente, sin embargo en la estructuración de renovación se está partiendo de la premisa de acoplamiento de la configuración existente cuando debería ser de la futura, que para este caso es las tipo GIS con mucho más confiabilidad en la instalación, en ese sentido no se sustenta las celdas 4 celdas de acoples, solamente dos de ellas, y una adicional para la conexión a la barra existente que no se está renovando.

Asimismo, caso similar sucede en las celdas de la SET Chavarría, donde también se está reconociendo solo los acoples necesarios para la operación en MT.

Conclusión

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

Transformadores de reserva

45. Sobre las solicitudes de transformadores de reserva sustentados en el modelo de reserva de transformación

Sobre la información del parque de transformadores existente

- ENEL debe remitir la información requerida según el F-003, identificando para cada transformador su número de serie (identificación), año de fabricación y parámetros eléctricos. Se solicita que se verifique los datos consignados.
- Asimismo, deberá indicar los transformadores que se encuentran como “reserva o capacidad disponible” remunerados por la demanda para el AD6, precisando su ubicación.
- Se solicita que ENEL envíe el historial de rotaciones de transformadores que se efectuaron en el AD6 (Indicando SET Inicial, SET Final y año de rotación) y que no fueron aprobados en un Plan de Inversiones, esto con la finalidad de identificar claramente la ubicación de todos los transformadores remunerados en el SST y SCT.
- ENEL debe presentar su solicitud de transformadores de reserva, precisando en su ESTUDIO la Subestación en dónde se ubicarán los transformadores de reserva de acuerdo a los resultados obtenidos en el modelo de transformadores de reserva. Asimismo, de ser el caso, deberá indicar a que SET se reubicarán los transformadores de reservas y/o disponibles remunerados por la demanda.

Sobre el modelo presentado

- ENEL, en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- ENEL, deberá remitir los cálculos y sustentos para la determinación de los factores de carga de los transformadores que utilizó en el modelo de transformadores de reserva (utilizó $FC=0.7$ para todos los transformadores), para ello deberá remitir el perfil de carga de cada transformador para el año representativo. Cabe precisar que, de acuerdo a la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el factor de carga se define como la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma que resultará del perfil de carga de cada transformador.
- Según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, la Potencia No Servida (PNS) debe obtenerse a partir del análisis de flujo de potencia en un escenario de contingencia N-1 en transformadores. Sin embargo, se observa que ENEL para el cálculo de dicha PNS utilizó el F-120. Por tanto, a fin de calcular la PNS, ENEL debe considerar lo establecido en el numeral 5.4 de la citada Norma.
- ENEL, a efectos de determinar la ubicación y capacidad óptima de los transformadores de reserva, agrupó el parque de transformadores del AD6 en 8 zonas; sin embargo, se advierte que en su agrupamiento no consideró la ubicación geográfica de los transformadores (Por ejemplo, Transformadores con los mismos niveles de tensión y capacidad ubicados en Izaguirre y Tomas Valle, se encuentran en grupos distintos). En ese sentido, ENEL deberá evaluar distintas alternativas de agrupamientos, considerando las características técnicas de los transformadores (tensión y potencia) así como la ubicación geográfica, siendo la alternativa seleccionada aquella que brinde confiabilidad al AD6 al menor costo.

- ENEL deberá sustentar las razones técnicas por las cuáles no puede agrupar transformadores de reserva con diferente número de devanados. Asimismo, es preciso indicar, según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN un transformador de 3 devanados si puede ser reserva de uno de 2 devanados (pero no viceversa).
- De los resultados de optimización remitidos por ENEL se observa que, el modelo determina para las zonas 1 y 2 la ubicación óptima en Canto Grande e Infantas, respectivamente. Sin embargo, en la propuesta de solicitud de transformadores de reserva descritas en el informe indica que la ubicación para la zona 1 y 2 será en Mariategui y Naranjal, respectivamente; es decir, en una ubicación distinta a la que el modelo determina. Por tanto, de existir cambios en la ubicación determinada por el modelo, ENEL deberá sustentar las razones que motivan dichos cambios.
- ENEL debe efectuar la evaluación financiera económica y de confiabilidad y optimización, considerando como año inicial el 2025 y para un periodo de 10 años en adelante.
- ENEL solicita reconocimiento en la remuneración de 1 transformador ubicado en la SET Chavarría de 40 MVA; sin embargo, no adjuntó la documentación de sustento como el dato de placa del transformador. Asimismo, es preciso indicar que, según el numeral 6.10 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el reconocimiento en la remuneración de transformadores de reservas existentes se aplicará para los transformadores con antigüedad no mayor a dos (02) años respecto al año inicial de la presentación de la propuesta del PI 2025-2029.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se incorporan en el Formato F-003 los datos de todos los transformadores en servicio, y reserva.

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se informan las SET donde se instalarán los transformadores de reserva solicitados.

En el modelo de cálculo de los transformadores de reserva compartida se consideraron los costos de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión, publicados mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. También se consideraron los factores de carga de todos los transformadores para el año base, obtenidos de los datos del Formato de Demanda F-103, y los datos de Potencia No Servida obtenidos del análisis del flujo de potencia en escenario de contingencia N-1 de los transformadores.

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se revisó la agrupación de los transformadores para calcular las reservas compartidas, según las indicaciones de la Observación. Los cambios de ubicación de los transformadores de reserva compartida a otras SET diferentes de la óptima se realiza cuando la SET seleccionada como ubicación óptima no tiene espacio disponible para albergar un transformador de reserva. En ese caso se selecciona la SET más cercana a la óptima, que dispone de espacio para albergarlo.

En el modelo de cálculo de los transformadores de reserva compartida se consideró el período de análisis del año 2025 al 2034.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la información presentada por ENEL, sobre los factores utilizados y restricciones presentadas en el traslado de equipos, se considera que ENEL ha presentado toda la información y aclaraciones respectivas. No obstante, no incluyó completamente la información, de manera clara y completa, referida a los transformadores

que tienen la condición de disponible y de reserva remunerados en el SST y SCT, toda vez que según los archivos de remuneración de los SST y SCT se advierte que en la SET Pando se remunera un transformador de reserva perteneciente al SST y ello no fue reportado en sus documentos de sustento.

Además, ENEL no remitió el historial de rotaciones de los transformadores que le fue solicitado a fin de identificar de manera precisa la ubicación de los transformadores pertenecientes a los SST y SCT.

Asimismo, ENEL no incluyó en sus archivos de sustento los transformadores de reserva aprobados en el PI 2021-2025.

Por otro lado, respecto a los agrupamientos propuestos, si bien se presenta su sustento, no ha evaluado alternativas de agrupamiento que se consideran más óptimas y que se analizan en el presente informe (ver numeral 6.2.3.1).

Conclusión

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

46. Sobre otras solicitudes de transformadores de reserva

- ENEL, en el informe que sustenta la propuesta del PI 2025-2029, indica que, a fin de completar las reservas compartidas, requiere, entre otros, la renovación de (i) un (01) transformador de 25 MVA ubicado en SET Tomás Valle (el cual se reubica a la SET Ventanilla); y, (ii) un (01) transformador de 25 MVA en la SET Tacna para utilizarlo como reserva fija; sin embargo, como sustento se limitó a enviar resúmenes de la evaluación de dichos transformadores. Al respecto, deberá remitir las pruebas efectuadas (análisis de gases, pruebas eléctricas, etc.) y los resultados obtenidos.
- ENEL solicita la aprobación de 2 transformadores de reserva del tipo cambio rápido (reserva fija) a ubicarse en la SET Pershing y Tacna. Al respecto, se observa que estos transformadores están incluidos dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, por tanto, el respaldo de estos transformadores debe evaluarse usando la metodología y aplicando los criterios dispuestos en dicha norma.
- ENEL solicita la aprobación de un (01) transformador de reserva en 220/60-66 kV de 50 MVA a ubicarse en la SET Medio Mundo, sustentando su pedido en un análisis N-1 para los transformadores de la SET Lomera y Medio Mundo, indicando que, en caso de falla del transformador ubicado en la SET Lomera, el transformador propiedad de ENEL presenta sobrecarga mayor al 100%; sin embargo, no precisa qué transformador presenta tal sobrecarga.
- Además, del archivo “pfd.” remitido por ENEL, se efectuó el análisis de contingencia N-1 para los transformadores de la SET Lomera y Medio Mundo, y no se obtuvo sobrecargas en transformadores.
- Sin perjuicio de lo indicado, se solicita presentar el sustento técnico y económico para el requerimiento del transformador de reserva en 220/60-66 kV de 50 MVA a ubicarse en la SET Medio Mundo.
- ENEL solicita la aprobación de un (01) polo de reserva monofásico en 220/60 kV de 60 MVA para la SET Mirador, indicando que luego de efectuar un análisis N-1 en dicha Subestación el transformador de 120 MVA presenta sobrecargas del orden del 8%.

- Al respecto, del propio sustento remitido por ENEL, se observa que no existe sobrecarga en el Banco de transformadores de 120 MVA ante la salida del Banco de Transformadores de 180 MVA. De acuerdo a ello, el Banco de Transformadores de 120 MVA brinda confiabilidad (respaldo) al Banco de Transformadores de 180 MVA y viceversa.
- Sin perjuicio de lo indicado, se solicita presentar el sustento técnico y económico para el requerimiento del transformador de reserva en 220/60-66 kV de 50 MVA a ubicarse en la SET Medio Mundo.

Respuesta

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se incluyen los protocolos de pruebas sobre la solicitud de renovación de los transformadores de reserva de Tacna y Tomás Valle.

En el Informe Final corregido del PIT 2025-2029 se sustenta la necesidad de que las Subestaciones Tacna y Pershing cuenten con reserva fija, y de disponer de un polo de reserva 220/60 kV en la SET Mirador y un transformador trifásico de reserva 220/60 kV en la SET Medio Mundo.

Análisis de Osinergmin

ENEL no ha presentado correctamente una evaluación técnica y económica para los transformadores solicitados fuera del modelo de reserva. El análisis de cada solicitud se encuentra en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Conclusión

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

47. Sobre las instalaciones propuestas por razones de seguridad

- En lo que respecta a los proyectos de soterrado de 3 tramos de líneas L-669/672 (tramo P15-21), L-693 (tramo P288-292) y L-685 (tramo P50-65), propuestos a ser incluidos en el PI 2025-2029 por razones de seguridad, corresponde a DSE realizar la evaluación y acciones respectivas, a fin de validar y/o proponer la relación de Elementos a incluirse en el PI 2021-2025, de acuerdo al numeral 12.3.5 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el PIT 2025-2029, para proyectos por razones de seguridad en líneas AT, se propone la renovación de dos tramos de la línea L-685 (P51-P52 y P60-P61), tomando en consideración las conclusiones del Informe Técnico N° DSE-STE -505-2023 "Evaluación de la Propuesta de Modificación del Plan De Inversiones Transmisión" de Enel Distribución por razones de seguridad del período 2025-2029 donde se acepta la alternativa 1 asociado a los tramos P51-P52 y P60-P61 de la línea L-685.

Conclusión para proyecto "Soterramiento de la L-685 estructuras P50 al P65": De la revisión de la información, con el fin de salvaguardar la seguridad pública, se acepta la implementación la alternativa 1 PIT 2025-2029 asociado a los vanos P51-P52 y P60-P61 de la línea L-685, debido a que, a pesar de las demoliciones realizadas a parte de la construcción por la disposición de la medida por riesgo eléctrico grave, aún persiste el incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de acuerdo a lo informado por DSE, las solicitudes de ENEL por razones de seguridad no se encuentran sustentadas.

Conclusión

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

48. Sobre las Bajas en el periodo tarifario

- Se requiere que ENEL incluya en su ESTUDIO la relación de instalaciones existentes cuyas bajas se prevén en el horizonte de 4 años (siguiente período tarifario), en concordancia con lo señalado en el numeral 5.7.6 del artículo 5 de la NORMA TARIFAS.
- Respecto a los antecedentes presentados por la solicitud de Baja de la línea L-607/608, el informe técnico contiene información actualizada hasta abril del 2021. Al respecto, se requiere información actualizada de la línea L607/608, hasta la fecha donde manifiesta haber tomado la decisión de dejar fuera de servicio dichas líneas.
- Por otro lado, en caso de que en la Propuesta Final se considere necesario reemplazo de transformadores y los transformadores retirados pasen a reserva (disponibles), ENEL debe presentar el correspondiente sustento documentado.

Respuesta

- En el Estudio se incluirá la relación instalaciones existentes que se solicita su baja en el periodo 2025-2029
- La baja de la línea L-607/L-608 se decidió dejar fuera de servicio desde esa fecha, al tener el diagnóstico e inspección de los mencionados cables subterráneos.
- En los proyectos de renovación de transformadores en servicio, la propuesta considera la baja del transformador retirado. En el informe se indica los sustentos que justifican la baja del transformador retirado.

Análisis de Osinerghmin

ENEL ha presentado la relación y sustento de las Bajas solicitadas en el PI 2025-2029.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sobre la Valorización de Inversiones

49. Sobre las valorizaciones de inversión

- En los formatos F-300, se debe tener en cuenta que los módulos de “Obras Comunes Variables” no deben contabilizar celdas de medida y de acoplamiento; sin embargo, en la valorización de ENEL estas celdas se están contabilizando. Se solicita revisar y corregir según corresponda.
- En los formatos F-300 se observa que no se está utilizando los valores vigentes de “Intereses Intercalarios”, los cuales se encuentran publicados con Resolución N° 145-2022-OS/CD, dentro del Anexo C. Se solicita revisar y corregir según corresponda.

- En los Formatos F-300 se ha encontrado Celdas de Línea las cuales no se ha podido identificar el proyecto al cual pertenecen, las cuales son las siguientes:

- Zárate 60/20/10 kV (código ZCL128)
- Chillón 220/60/10 kV (código CNCL130)
- Chillón 220/60/10 kV (código CNCL131)
- Santa Rosa 220/60/10 kV (código SRCL132)
- Filadelfia 60/20/10 kV (código FACL129)

Se solicita a ENEL revisar y aclarar según corresponda. Asimismo, se sugiere que los elementos asociados a línea tengan un detalle mayor (por ejemplo, celda de línea hacia Filadelfia).

En los Formatos F-300 se observa que los terrenos de las subestaciones han sido valorizados según el siguiente cuadro:

SET	Superficie [m ²]	Costo unitario [USD/m ²]
Aeropuerto 220/60/10 kV	4,133	3,000
La Mar 220/60/10 kV	3,500	3,500
Canto Rey 220/60/10 kV	3,500	2,000
José Granda 60/20/10 kV	1,200	1,462
Pueblo Libre 60/20/10 kV	1,200	2,693
Las Flores 60/20/10 kV	1,200	1,200
Colmena 60/20/10 kV	1,200	1,919
Aeropuerto 60/20/10 kV	1,200	1,500
Sinchi Roca 60/20/10 kV	2,569	1,200
Argentina 60/20/10 kV	1,200	2,000
El Agustino 60/20/10 kV	1,200	2,000
La Perla 60/20/10 kV	1,200	1,081
Progreso 60/20/10 kV	1,200	1,000
Faucett 60/20/10 kV	1,200	2,000
Jesús María 60/20/10 kV	1,200	2,500
Pachacutec 60/20/10 kV	2,150	1,000
Alisos 60/20/10 kV	1,200	1,500
Magdalena 60/20/10 kV	1,200	2,500

Al respecto, se solicita a ENEL sustentar el valor de dichos montos.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se ajustaron los Formatos F-300 de valorización de las inversiones incorporando las siguientes modificaciones:

- En el Informe Final corregido, para la determinación del costo de las “Obras Comunes Variables” no se tomaron en cuenta las celdas de medida y de acoplamiento.
- En el Informe Final corregido Se consideraron los Intereses Intercalarios publicados en el Anexo C de la resolución Osinergrmin N° 145-2022-OS/CD, que se muestran en las tablas siguientes:

Código	Tensión (kV)	Zona	Tecnología	Tipo	Interes Intercalarario (%)	Tiempo de Obra (meses)
220COUA	220	URBANA	COSTA	AEREA	1,73%	15
220CORA	220	RURAL	COSTA	AEREA	1,73%	15
060COUA	060	URBANA	COSTA	AEREA	1,08%	10
060CORA	060	RURAL	COSTA	AEREA	1,08%	10
220COUS2	220	URBANA	COSTA	SUBTERRANEA	1,73%	15
060COUS2	060	URBANA	COSTA	SUBTERRANEA	1,08%	10

Código	Tensión (kV)	Tecnología	Tipo	Interes Intercalarario (%)	Tiempo de Obra (meses)
220ENI	220	Encapsulada	Interior	1,73%	15
220C1E	220	Convencional	Exterior	1,73%	15
060ENI	60	Encapsulada	Interior	1,08%	10
060C1E	60	Convencional	Exterior	1,08%	10

- En el Informe Final corregido se detallan los proyectos de las celdas de 220 y 60 kV que se incorporan en el PIT 2025-2029.
- En el Informe Final corregido se consideran los costos de terrenos para las nuevas SET que surgen de un relevamiento efectuado por la empresa Tinsa Perú en Setiembre de 2023. EL resumen de los valores se presenta en la tabla siguiente.

Precios promedio de terrenos en zonas de nuevas SETs de Lima Norte

Estudio de Tinsa Perú - Setiembre 2023

	Superficie de terrenos m²				Costo de terrenos USD				Costo promedio USD/m²
	Terr. 1	Terr. 2	Terr. 3	TOTAL	Terr. 1	Terr. 2	Terr. 3	TOTAL	
SET - Aeropuerto	6.136	6.140		12.276	13.879.541	12.739.272		26.618.813	2.168
SET - La Mar	8.319	3.324		11.643	22.150.000	6.648.000		28.798.000	2.473
SET - Las Flores	382	1.866	7.106	9.354	550.000	1.495.370	5.047.569	7.092.939	758
SET - Pachacutec	2.500	2.500		5.000	1.125.000	1.000.000		2.125.000	425
SET - Sinchi Roca	2.119	2.569		4.688	1.377.350	1.670.227		3.047.577	650

Análisis de Osinerghmin

Se considera que ENEL ha corregido sus formatos de inversión.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

50. Presentación de porcentajes de COyM

ENEL debe utilizar los porcentajes de COyM vigentes que fueron actualizados por la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se utilizaron los porcentajes de COyM aprobados mediante la Resolución N° 163-2021-OS/CD del Osinerghmin para valorizar los COyM de los elementos en el formato F-305.

Análisis de Osinerghmin

Se considera que ENEL ha utilizado correctamente los porcentajes de COyM aprobados por Osinerghmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

51. Valorización de Elementos utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME)

En los formatos de inversión, ENEL debe considerar la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

En el Informe del Estudio corregido se utilizó la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada con Resolución N° 041-2023-OS/CD del Osinergmin, para valorizar los elementos de los formatos F-300 de inversión.

Análisis de Osinergmin

Se considera que ENEL ha utilizado correctamente los valores de la BDME aprobados por Osinergmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA

OBSERVACIONES GENERALES

1. ADINELSA no ha presentado el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el ESTUDIO se ha presentado la información requerida en la NORMA TARIFAS. No obstante, en la Propuesta Final y de acuerdo a la atención a las observaciones del OSINERGMIN, se han realizado precisiones y/o mejoras a la información presentada en el ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

2. En el proceso del PI 2025-2029, debe considerarse como Año Representativo el 2022. Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el horizonte de la proyección debe estar comprendido entre 2023 y 2054.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final se ha corregido el año base, así como la información que sustenta las proyecciones de las variables independientes y explicativas conforme lo señala OSINERGMIN para un periodo de 30 años.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en la mayoría de los formatos F-100 se presenta la proyección de demanda hasta el año 2054; sin embargo, en los formatos F-106, F-107 y F-108 se verifica que la proyección de la demanda abarca hasta el año 2052.

Conclusión

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

3. ADINELSA debe presentar un formato F-121 auxiliar con el fin de realizar la trazabilidad con la demanda para el flujo de diagnóstico y la propuesta del PI 2025-2029, considerando transferencias de carga entre las barras, según se plantee y sustente.

Respuesta

Para el sistema eléctrico que comprende a la SE ANDAHUASI, no se ha previsto efectuar transferencias de cargas a otras SETs, razón por la cual, no resulta necesario elaborar dicho formulario auxiliar.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

- 4. ADINELSA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final, se ha procedido a revisar y actualizar donde corresponda, los formatos F-100 y los archivos EVIEWS correspondientes.

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

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

- 5. No se ha presentado el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Se requiere que ADINELSA presente los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a actualizar los factores de pérdidas de distribución por Empresa y sistema eléctrico de distribución, de acuerdo al siguiente detalle:

Sistema Eléctrico	PEBT	PEMT
Andahuasi	1.0555	1.0246
Sayán-Humaya	1.0865	1.0112
Huacho	1.0865	1.0112

Huaral-Chancay	1.0865	1.0112
Huarmey	1.0741	1.0192
Lima Norte	1.0865	1.0112
Paramonga	1.0702	1.0139
Supé-Barranca-Pativilca	1.0865	1.0112

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2022-OS/CD, la cual ya no está vigente. Por lo que para la etapa de Pre-Publicación se debe tomar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que está vigente hasta el 31/10/2027.

Conclusión

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

- ADINELSA no ha presentado la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que ADINELSA ha incluido en los formatos F-100, los registros de cada 15 minutos que son de dominio público del portal del OSINERGHMIN para el proceso del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA no se evidencia el sustento de los registros de mediciones utilizados en la proyección de demanda. Asimismo, no se precisa ni se presenta la metodología efectuada para la eliminación de los datos atípicos.

Conclusión

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

- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ADINELSA debe presentar el total 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 TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta Final del Estudio, se adjunta las nuevas demandas incluidas en la Propuesta Inicial de ENEL junto a sus factibilidades, las cuales son las siguientes:

NUEVA DEMANDA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
QALI FRUITS SAC		0.56	0.84	1.12	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC		0.63	0.94	1.26	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA no se evidencia el sustento documentado de las cargas indicadas como respuesta a la observación.

Conclusión

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

8. ADINELSA no ha desarrollado el estudio de demanda, indica haber tomado la “demanda aprobada por Osinergmin en el proceso de modificación del PI 2021-2025” y señala que “resume los resultados de la proyección de demanda poniendo énfasis en el sistema de Andahuasi”. De igual modo, no desarrolla el diagnóstico del Área de Demanda, no presenta alternativas y la solicitud de nuevas celdas no está acompañada de sustento alguno.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos indicar que en la Propuesta Final se ha considerado la propuesta de proyección de demanda presentada por ENEL, dado que es la empresa con mayor participación en el área de demanda 6, actualizando la información de los indicadores del PBI, SICLI, población, entre otros.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica se ha tomado de base la proyección de demanda efectuada por ENEL. Sin embargo, no se presenta el total de sustento para la proyección de demanda realizada.

Conclusión

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

9. ADINELSA no ha presentado los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO del AD6 no contiene los formatos F-000, F-100, F-200 y F-300 (completos).

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la Propuesta Final, se presentan los formatos F-000, F-100, F-200, F-300 completos.

Análisis de Osinergmin

Respecto a los formatos F-100, se verifica que no se ha presentado el sustento de los registros de mediciones utilizados en la proyección de demanda.

Conclusión

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

10. ADINELSA presenta diferencias con la proyección de demanda del AD6 presentada por ENEL. Al respecto, se requiere que de manera coordinada con los demás titulares se presente una misma proyección de demanda para todas las cargas de cada Área de Demanda mencionada.

Respuesta

Tomando en cuenta la Propuesta Inicial de ENEL en el proceso del PIT 2025-2029, se ha actualizado la propuesta de la demanda del Área 6.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que para la proyección de demanda se ha tomado como base el archivo F-100 de ENEL, actualizando la información de algunos indicadores.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

11. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD6 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que ADINELSA no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención del valor histórico del año 2022 y de los valores proyectados del PBI nacional (PBIPERU).

Al respecto, ADINELSA debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD6 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

Así también se ha verificado que los valores de PBI nacional presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados por el PI 2021-2025 ni en su correspondiente Modificatoria.

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

Luego ADINELSA debe analizar si dicha variable explicara las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en relación a los ítems i) y ii), se ha procedido a actualizar la información histórica del PBI de los departamentos de Ancash y Lima, tomando en cuenta la última publicación del INEI, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro Nº 257

Lima: Valor Agregado Bruto
por Años, según Actividades Económicas
Valores a precios constantes de 2007
(Miles de soles)

Actividades	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ¹	2017 ²	2018 ²	2019 ²	2020 ²	2021 ²	2022 ²
Agricultura, Ganadería, Caza y Silvicultura	2,085,633	3,119,090	3,360,375	3,276,588	3,461,312	3,680,435	3,497,282	3,380,761	3,005,266	3,213,317	3,627,756	3,443,325	3,660,861	3,511,458	3,876,346	3,696,668
Industria extractiva	407,021	519,247	514,112	524,138	477,421	282,555	475,220	208,770	559,343	311,145	335,126	550,445	322,055	412,153	485,654	451,367
Industria de Petróleo, Gas y Minería	2,079,029	3,630,098	2,846,195	2,752,450	3,983,891	3,404,980	3,199,218	2,171,991	3,455,987	3,902,167	3,292,630	3,893,865	3,738,804	3,097,588	3,391,000	3,245,300
Manufactura	20,884,711	21,443,304	20,571,540	24,209,288	30,305,756	32,254,446	41,117,358	42,211,640	40,753,611	40,875,101	41,240,176	43,307,309	42,741,176	36,551,754	40,755,105	44,432,889
Construcción, Gas y Agua	2,479,330	3,153,742	2,871,706	3,276,223	3,740,550	4,079,011	4,111,342	4,359,641	4,759,641	5,007,110	4,756,427	4,857,379	5,282,536	4,816,360	5,366,651	5,553,688
Comercio	6,286,833	8,943,863	8,311,113	8,034,841	11,018,168	12,488,341	13,716,878	12,896,191	13,340,812	13,411,114	11,836,808	12,181,125	12,347,041	10,114,108	16,720,663	18,438,058
Transporte, Almacenamiento, Correos y Mensajería	17,765,431	15,052,786	15,461,144	14,787,880	23,654,087	23,513,330	36,707,359	32,237,120	35,177,796	29,671,411	33,479,534	36,101,144	39,838,136	36,611,194	31,534,555	31,776,967
Alimentación y Restaurantes	6,796,131	9,174,729	8,306,110	10,186,480	11,891,878	12,408,769	13,409,868	14,779,913	14,716,588	14,411,433	16,316,491	16,991,158	17,478,917	13,111,368	15,880,111	16,716,588
Telecomunicaciones e Información	5,881,381	6,512,363	6,556,147	7,944,835	7,605,447	7,746,470	8,103,125	9,881,037	10,206,228	10,451,650	10,183,283	10,550,739	11,403,130	10,121,557	13,361,102	15,077,246
Salud, Educación, Cultura y Recreación	5,846,181	6,712,768	7,251,110	7,327,880	8,762,067	9,785,711	10,194,125	11,384,761	11,575,287	13,131,402	14,740,130	14,551,267	15,961,071	16,103,594	18,941,112	17,075,804
Actividades financieras y Seguros	6,749,390	7,152,451	8,503,143	9,170,099	8,944,506	10,775,000	11,115,708	11,893,911	13,082,381	12,401,412	11,786,780	13,863,388	14,689,017	14,191,188	14,941,406	15,910,872
Actividades de servicios	44,835,622	47,718,374	48,812,129	52,100,253	55,511,580	59,257,413	61,105,208	57,276,620	56,075,721	73,811,570	71,108,856	76,002,727	82,388,817	82,741,384	82,741,384	82,741,384
Valor Agregado Bruto	126,238,741	141,412,262	140,376,110	154,320,892	176,741,015	192,587,111	206,400,126	208,812,401	231,410,328	226,211,110	214,105,874	230,441,240	240,000,491	211,017,182	242,352,412	246,102,809

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática

Deflacionado al índice de precios al consumidor de 2007

Cuadro Nº 185

Ancash: Valor Agregado Bruto
por Años, según Actividades Económicas
Valores a precios constantes de 2007
(Miles de soles)

Actividades	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ¹	2017 ²	2018 ²	2019 ²	2020 ²	2021 ²	2022 ²
Agricultura, Ganadería, Caza y Silvicultura	916,115	561,165	551,493	551,703	593,556	614,111	627,138	611,352	686,617	646,791	670,524	707,244	711,171	716,670	715,205	761,155
Industria extractiva	511,112	526,079	521,408	555,560	446,376	256,534	418,719	111,519	387,054	277,971	315,494	471,587	399,858	442,354	442,354	314,029
Industria de Petróleo, Gas y Minería	8,620,192	8,237,461	8,274,542	8,021,089	7,823,909	7,946,441	9,140,753	7,021,406	8,214,017	8,789,851	9,179,244	9,740,055	10,052,430	8,366,468	9,129,819	8,523,115
Manufactura	2,479,330	3,153,742	2,871,706	3,276,223	3,740,550	4,079,011	4,111,342	4,359,641	4,759,641	5,007,110	4,756,427	4,857,379	5,282,536	4,816,360	5,366,651	5,553,688
Construcción, Gas y Agua	2,479,330	3,153,742	2,871,706	3,276,223	3,740,550	4,079,011	4,111,342	4,359,641	4,759,641	5,007,110	4,756,427	4,857,379	5,282,536	4,816,360	5,366,651	5,553,688
Comercio	6,286,833	8,943,863	8,311,113	8,034,841	11,018,168	12,488,341	13,716,878	12,896,191	13,340,812	13,411,114	11,836,808	12,181,125	12,347,041	10,114,108	16,720,663	18,438,058
Transporte, Almacenamiento, Correos y Mensajería	17,765,431	15,052,786	15,461,144	14,787,880	23,654,087	23,513,330	36,707,359	32,237,120	35,177,796	29,671,411	33,479,534	36,101,144	39,838,136	36,611,194	31,534,555	31,776,967
Alimentación y Restaurantes	6,796,131	9,174,729	8,306,110	10,186,480	11,891,878	12,408,769	13,409,868	14,779,913	14,716,588	14,411,433	16,316,491	16,991,158	17,478,917	13,111,368	15,880,111	16,716,588
Telecomunicaciones e Información	5,881,381	6,512,363	6,556,147	7,944,835	7,605,447	7,746,470	8,103,125	9,881,037	10,206,228	10,451,650	10,183,283	10,550,739	11,403,130	10,121,557	13,361,102	15,077,246
Salud, Educación, Cultura y Recreación	5,846,181	6,712,768	7,251,110	7,327,880	8,762,067	9,785,711	10,194,125	11,384,761	11,575,287	13,131,402	14,740,130	14,551,267	15,961,071	16,103,594	18,941,112	17,075,804
Actividades financieras y Seguros	6,749,390	7,152,451	8,503,143	9,170,099	8,944,506	10,775,000	11,115,708	11,893,911	13,082,381	12,401,412	11,786,780	13,863,388	14,689,017	14,191,188	14,941,406	15,910,872
Actividades de servicios	44,835,622	47,718,374	48,812,129	52,100,253	55,511,580	59,257,413	61,105,208	57,276,620	56,075,721	73,811,570	71,108,856	76,002,727	82,388,817	82,741,384	82,741,384	82,741,384
Valor Agregado Bruto	18,471,711	18,684,833	18,133,828	18,013,118	18,389,817	17,688,917	18,176,881	16,033,246	17,884,811	16,888,888	16,817,084	18,741,058	18,888,056	15,778,181	21,418,278	21,741,018

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática

Estadísticas de precios al consumidor de 2007

Fuente: <https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/4390712producto-bruto-interno-por-departamentos-2007-2022-cifras-preliminares>

Asimismo, se han actualizado las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el "Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: agosto 2023" elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú.

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento del PBI se ubique en 0.7% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 0.6%.

En cuanto a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, los economistas elevaron su estimado de crecimiento de 2.5% en julio a 2.6% en setiembre para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en setiembre para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.7% y 3.0% para los años 2024 y 2025):

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS:
CRECIMIENTO DEL PBI (%)

Encuesta realizada al:				
	31 de Jul.	31 de Ago.	29 de Set.	
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/				
2023	1,2	1,0	0,7	↓
2024	2,5	2,6	2,6	=
2025	2,9	3,0	3,0	=
SISTEMA FINANCIERO 2/				
2023	1,4	1,1	0,6	↓
2024	2,3	2,3	2,2	↓
2025	2,6	2,7	2,7	=
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	1,9	1,3	↓
2024	2,9	2,6	2,5	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

1/ 19 analistas en Julio, 16 en Agosto, y 21 en Setiembre de 2023
2/ 14 empresas financieras en Julio, 16 en Agosto, y 18 en Setiembre de 2023
3/ 277 empresas no financieras en Julio, 285 en Agosto, y 278 en Setiembre de 2023

En tal sentido, se propone el siguiente crecimiento del PBI para el horizonte de estudio 2023-2054:

Tasas	2023	2024	2025-2054
PBI NACIONAL	0.7%	2.6%	3.0%

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 6:

ZONA	VENTAS AÑO 2022		PARTICIPACIÓN
DPTO LIMA	4,963,893	MWh	99.61%
DPTO ANCASH	19,397	MWh	0.39%
ÁREA 6 - REGULADOS	4,983,290	MWh	100.00%

Posteriormente, para estimar su crecimiento, se elaboró un modelo lineal que tiene como variable dependiente el PBI Regional y como variable independiente el PBI Nacional.

Tomando en cuenta la fuerte correlación entre el PBI nacional y PBI Lima (0.999), se estimó la participación porcentual en base a la siguiente información histórica y con ello se completó la serie a futuro:

PBI Nacional	Tasa anual PBI Nacional	Participación PBI AD06	PBI Dpto. LIMA	PBI Dpto. ANCASH
201,009.3		41.5%	41.6%	3.7%
214,028.3	6.5%	41.9%	42.0%	3.5%
213,189.9	-0.4%	41.5%	41.6%	3.2%
216,376.8	1.5%	40.8%	40.9%	3.8%
222,207.0	2.7%	40.6%	40.8%	3.8%
223,580.0	0.6%	41.6%	41.8%	5.0%
235,773.0	5.5%	41.0%	41.1%	5.6%
245,593.0	4.2%	40.8%	40.9%	5.5%
257,770.0	5.0%	40.9%	41.0%	5.4%
273,971.0	6.3%	41.1%	41.2%	5.2%
294,598.0	7.5%	41.7%	41.8%	5.0%
319,693.3	8.5%	42.5%	42.6%	4.9%
348,869.9	9.1%	42.4%	42.5%	4.8%
352,693.1	1.1%	42.1%	42.2%	4.7%
382,081.5	8.3%	42.9%	43.1%	4.2%
406,256.3	6.3%	43.8%	44.0%	4.0%
431,198.7	6.1%	43.8%	44.0%	4.1%
456,434.8	5.9%	43.8%	43.9%	4.0%
467,308.0	2.4%	44.4%	44.5%	3.4%
482,506.4	3.3%	44.3%	44.4%	3.6%
501,581.5	4.0%	43.8%	43.9%	3.7%
514,215.1	2.5%	43.5%	43.7%	3.8%
534,626.5	4.0%	43.7%	43.9%	3.9%
546,605.0	2.2%	43.8%	44.0%	3.7%
487,191.5	-10.9%	43.4%	43.5%	3.9%
552,560.5	13.4%	43.7%	43.9%	3.9%
567,390.1	2.7%	43.6%	43.8%	3.8%

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se observa que el valor obtenido de la variable PBI del Área de Demanda 6 para el año 2022 no corresponde al obtenido en base a los criterios indicados. Asimismo, los valores históricos del periodo 1996-2021 no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

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

12. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del AD 6 para el año 2022 no coincide con el de la base de datos del SICOM 2022. Por lo que ADINELSA debe corregir dicho valor de manera que sea coherente con la base de datos referida.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final se ha procedido a corregir el número de clientes del área de demanda tomando como referencia la Base de datos del SICOM 2022.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se observa que el valor de la variable Clientes para el año 2022 no coincide con el de la base al SICOM 2022. Así tampoco, los valores históricos del periodo 1997-2021 no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

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

13. Variable Población

El valor de la variable Población del AD6 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado; ya que ADINELSA no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada para la obtención de los datos históricos de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Asimismo, se ha observado que en el workfile “ad06_pi 2025-2029.wf1” están los valores proyectados de dicha variable, pero sin indicar y/o sustentar los criterios o metodología usada.

Al respecto, ADINELSA debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD6 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD6.

Cabe señalar que ADINELSA debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final se ha actualizado la referencia de las variables explicativas, considerando para la variable de población la referencia sugerida por Osinerghmin: INEI “Estimaciones y Proyecciones de la Población por Departamento, 1995 - 2030 Boletín de Análisis Demográfico N°39 (Octubre 2019)”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se observa que el valor de la variable Población para el año 2022 no corresponde al que se obtendría considerando las indicaciones de Osinergmin. Así tampoco, los valores históricos del periodo 1996-2021 no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

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

14. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD6 del año 2022 se ha construido sobre valores del IPC departamental que no corresponden a la fuente citada (INEI). Por lo anterior, ADINELSA debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final se ha actualizado la referencia de las variables explicativas, considerando para la variable Tarifa a precios constantes del 2009 las siguientes fuentes:

A) Cts. S/kWh	2022
Tarifa media regulados	62.57
* Obs. Datos en miles de soles de cada año y energía facturada en MWh tomados de las bases de datos SICOM	
B) IPC promedio anual	2022
	150.50
* Obs. Serie tomada del INEI - Archivo "01_indice-precios_al_consumidor- lm_2b_12.xlsx"	
C) Cts. S/kWh a precios 2009	2022
Tarifa media regulados (A/B*100)	41.57

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se observa que el valor de la variable Tarifa Real del año 2022 no corresponde al obtenido en base al SICOM 2022. Así tampoco, los valores históricos del periodo 1996-2021 no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

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

15. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del AD6 para el año 2022 consignado por ADINELSA no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, se debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Adicionalmente, en el formato F-105, se observa que los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD6 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinerghmin N° 081-2021-OS/CD mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la Propuesta Final se ha procedido a corregir las ventas del mercado regulado del área de demanda 6 para el año 2022.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se mantiene la observación de que las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 6 del año 2022 no coincide con las de la Base de Datos SICOM 2022. Asimismo, se observa que, en la proyección de demanda regulada presentada no se está considerando la energía correspondiente del sistema eléctrico Sayán-Humaya.

Conclusión

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

16. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final

En los formatos F-106, F-107 y F-108, ADINELSA ha considerado las ventas desde el año 2021, cuando lo correcto es consignar las ventas desde el 2022 (Año Representativo). Cabe indicar que en los formatos F-106 y F-107 se debe consignar las ventas de energía de 2022 en valores proyectados.

Asimismo, si bien los formatos F-106 y F-107 muestran las proyecciones de las ventas de energía según los métodos tendenciales y econométricas se verifica que no es coherente con lo que se muestra en el workfile “ad06_pi 2025-2029.wf1”. Al respecto, ADINELSA debe considerar que todos los formatos, archivos y documentos del ESTUDIO tienen que guardar coherencia entre sí.

En relación al ajuste final, ADINELSA debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

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

Considerando lo anterior, ADINELSA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD6. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya

empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que luego de actualizada la información de cada una de las variables macroeconómicas se ha procedido a determinar el modelo econométrico más representativo que explica el crecimiento de las ventas reguladas del Área de Demanda 6:

$$\text{Log(Demanda)} = f(\text{PBI Regional}, \text{Tarifa Eléctrica}, D2015)$$

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el PBI Regional, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo y una variable dicotómica que representa el quiebre estructural de la serie histórica a consecuencia de la masiva migración de usuarios regulados al mercado libre.

Dependent Variable: LOG(ENE06)
Method: Least Squares
Date: 10/26/23 Time: 01:16
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	8.307499	0.403112	20.60842	0.0000
LOG(TARAD06)	-0.717695	0.080261	-8.941959	0.0000
LOG(PBIAD06)	0.789766	0.024306	32.49209	0.0000
D2015	0.114075	0.049497	2.304667	0.0306

R-squared	0.981455	Mean dependent var	15.19034
Adjusted R-squared	0.979037	S.D. dependent var	0.328860
S.E. of regression	0.047615	Akaike info criterion	-3.115392
Sum squared resid	0.052145	Schwarz criterion	-2.923416
Log likelihood	46.05779	Hannan-Quinn criter.	-3.058307
F-statistic	405.7527	Durbin-Watson stat	1.172690
Prob(F-statistic)	0.000000		

$$\text{Log(Demanda)} = 8.307499 - 0.717695 \times \text{Log(Tarifa Eléctrica)} + 0.789766 \times \text{Log(PBI Regional)} + 0.114075 \times D2015$$

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/26/23 Time: 01:15
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.361	0.361	3.9161	0.048
		2 0.167	0.042	4.7895	0.091
		3 -0.095	-0.193	5.0838	0.166
		4 -0.082	0.004	5.3116	0.257
		5 -0.265	-0.232	7.8021	0.167
		6 -0.290	-0.175	10.947	0.090
		7 -0.296	-0.130	14.376	0.045
		8 -0.305	-0.254	18.211	0.020
		9 -0.079	0.052	18.484	0.030
		10 0.124	0.104	19.194	0.038
		11 0.296	0.113	23.494	0.015
		12 0.104	-0.177	24.059	0.020

En este modelo los residuos no presentan autocorrelación, dado que las barras se encuentran dentro de las bandas de confianza, además el estadístico de Durban Watson es 1.17.

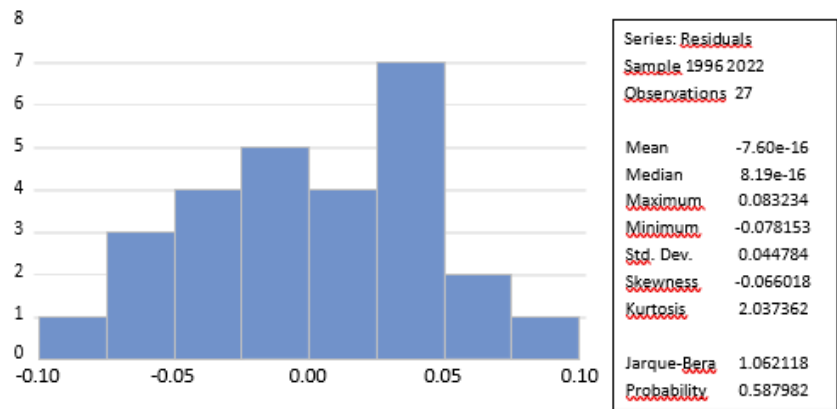
b) Prueba de Correlación entre las Variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag

F-statistic	3.505663	Prob. F(1,22)	0.0745
Obs*R-squared	3.711054	Prob. Chi-Square(1)	0.0541

Para precisar la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en éste modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.0745 y es mayor al 0.05, por lo que se puede sentenciar que no hay evidencia de presencia de autocorrelación.

c) Prueba de normalidad de los residuos



Del gráfico mostrado, se determina que los residuos tienen una media igual a cero, esto es reflejado en que la probabilidad del estadístico Jarque Bera es mayor a 0.05 (0.587982), en base a ello se puede sentenciar que la serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal.

d) 4.3.4. PRUEBA DE HETEROCEDASTICIDAD

Heteroskedasticity Test: White
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	0.858832	Prob. F(6,20)	0.5412
Obs*R-squared	5.531380	Prob. Chi-Square(6)	0.4777
Scaled explained SS	2.081910	Prob. Chi-Square(6)	0.9120

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos tiene una varianza constante, ya que de acuerdo al criterio de evaluación la probabilidad del F-statistic es 0.5412 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

Sin embargo, tal como se precisó en nuestra propuesta los modelos de tendencia se basan en el comportamiento propio de la demanda de energía a lo largo de los años de 1996 al 2022, considerando sólo su evolución y la proyección de su tendencia lo cual arroja una curva con pendiente mucho menor que lo obtenido con un modelo econométrico.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se verifica lo siguiente:

- En los formatos F-106, F-107 se verifica que se han considerado las ventas de energía del año 2022 en valores proyectados.
- Respecto a los criterios empleados para el ajuste final, se observa que la empresa no ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinergmin.

Conclusión

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

17. Factores de expansión de pérdidas utilizados

ADINELSA no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión, debiendo hacerlo en la absolución de estas observaciones. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD según corresponda.

Respuesta

En el archivo de demanda F-100, se ha procedido a actualizar los factores de pérdidas acorde a las resoluciones indicadas por OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENEL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2022-OS/CD, la cual ya no está vigente. Por lo que en la etapa de Pre-Publicación se debe usar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que está vigente hasta el 31/10/2027, para el sistema eléctrico Huarmey de Hidrandina.

Conclusión

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

18. Registros de mediciones de cada 15 minutos

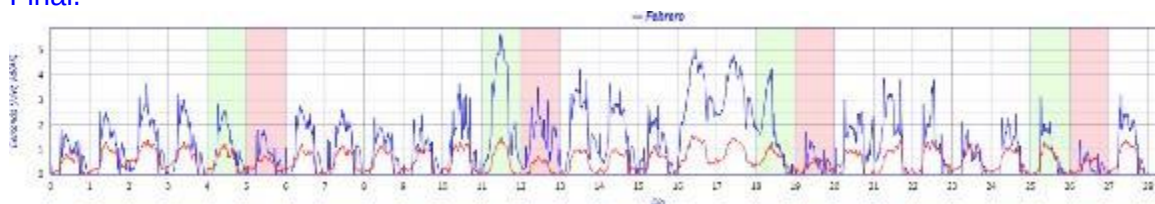
ADINELSA no ha presentado la totalidad de registros históricos de mediciones del Año Representativo 2022 correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación, según lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS.

De la revisión de los formatos F-100, se verifica que ADINELSA ha considerado únicamente los registros de mediciones de cada 15 minutos del año 2022 del sistema eléctrico Andahuasi. Al respecto, ADINELSA debe considerar todos los devanados correspondientes al AD6.

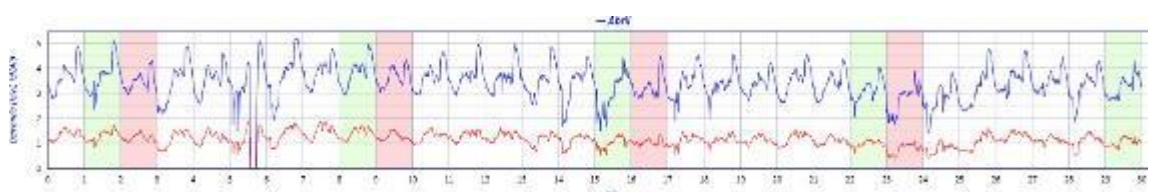
Asimismo, ADINELSA debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen que ser los mismos que los presentados en la información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión", aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe mencionarse los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

En la presente etapa de levantamiento de observaciones, se ha considerado los registros de medición para todos los sistemas eléctricos pertenecientes al área de demanda 6, los cuales se adjuntan en las carpetas correspondientes que respaldan nuestra Propuesta Final.



Fuente: SET Andahuasi 60/22.9 kV, máxima demanda ocurrida en febrero 2022 según SIRPIT 2022



Fuente: SET Huarmey 60/22.9/10 kV, máxima demanda ocurrida en abril 2022 según SIRPIT 2022

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA no se evidencia el sustento de los registros de mediciones utilizados en la proyección de demanda. Así tampoco se precisa ni se presenta la metodología efectuada para la eliminación de los datos atípicos.

Conclusión

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

19. Factores de caracterización de la carga

En los formatos F-101 y F-102, a excepción del sistema eléctrico Andahuasi, se ha observado que los factores de caracterización han sido obtenidos del proceso de Modificatoria del PI 2021-2025, lo cual amerita que ADINELSA actualice tales formatos considerando que el Año Representativo en este PI 2025-2029 es el 2022.

Respuesta

En la presente etapa de levantamiento de observaciones, se ha considerado la información correspondiente a los registros de demanda del año 2022 para todos los sistemas eléctricos pertenecientes al área de demanda 6 (ENEL, HIDRANDINA y ADINELSA), los cuales se adjuntan en las carpetas correspondientes que respaldan nuestra Propuesta Final.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los factores de caracterización han sido obtenidos en base a información del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

20. Clientes libres existentes

En el formato F-113, se verifica una relación de clientes libres que no habría sido obtenida de la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, ADINELSA debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

Adicionalmente, se ha observado que los registros de mediciones del cliente libre CL2771 - AGROPECUARIA DOÑA MARIA son los mismos que del cliente libre CL2574 - AGRÍCOLA DON TOMAS. Ello debe revisarse y corregirse según sea el caso.

Respuesta

En la presente etapa de absolución de observaciones, se ha considerado los clientes libres atendidos por otras suministradoras, entre ellos los clientes ubicados en el sistema eléctrico Andahuasi, cuyo sustento se adjunta en el presente Estudio.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha considerado el listado de clientes libres presentado por ENEL como parte de su PROPUESTA INICIAL, sin embargo, no se identifican dichos clientes según el SICLI 2022. De otro lado, se verifica que para los clientes CL2771 - AGROPECUARIA DOÑA MARIA y CL2574 - AGRÍCOLA DON TOMAS se ha corregido según la observación efectuada.

Conclusión

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

21. Incorporación de nuevas demandas

En los formatos F-100 se ha observado que se ha tomado la información aprobada en el último proceso regulatorio de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 para las nuevas demandas a incorporar. Es responsabilidad de ADINELSA el presentar toda la información de requerimientos de demanda identificados entre un proceso regulatorio y otro a fin de poder evaluar adecuadamente la necesidad de suministro de energía y el tipo de inversión que amerite.

Respuesta

En la presente etapa de absolución de observaciones, se ha considerado los requerimientos de demanda propuestos por ENEL, entre ellos las factibilidades ubicadas en el sistema eléctrico Andahuasi, cuyo sustento se adjunta en el presente Estudio.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se observa que no se ha presentado el estado de avance de las cargas consideradas en la Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025. Por el contrario, ADINELSA, en los formatos F-100, retira esas cargas y considera las identificadas por ENEL.

Cabe indicar que la revisión y validación efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detalla en el archivo MS Excel de los formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ENEL".

Conclusión

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

22. Factores de participación de la carga y energía

Los datos utilizados por ADINELSA para determinar los factores FPHMS y FPMWHS, en el formato F-103 están en base al SICOM 2021 y no en base a la información del Año Representativo (2022).

Respuesta

Como se ha venido señalando en las observaciones anteriores, se ha procedido a corregir la información del año base (2022), por tal motivo se ha adjuntado las carpetas correspondientes que respaldan nuestra Propuesta Final.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se están considerando los factores de FPHMS y FPMWHS en base a información del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

23. De la revisión de la información presentada por ADINELSA sobre el diagnóstico, se observa lo siguiente:

No se presenta el diagnóstico completo para el AD6. Cabe señalar que ADINELSA ha presentado información (archivo con extensión ".pdf") con el diagnóstico correspondiente a los años 2021 al 2030. Al respecto, ADINELSA deberá actualizar el diagnóstico del AD6 en el período de 10 años, del 2025 al 2034, según lo indica la NORMA TARIFAS.

No se presenta mapas de densidad de carga. ADINELSA deberá cumplir con presentar los mapas de densidad de carga de acuerdo con lo indicado en el numeral 8.1.2 y 36 de la Norma Tarifas; para los años 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30.

Respuesta

En atención a lo observado debemos mencionar que, la solicitud de ADINELSA para el área de demanda 6 consiste solamente en renovar elementos de transmisión de la SE Andahuasi por razones de obsolescencia, vida útil y confiabilidad. En este sentido, y considerando que la información de demanda histórica, medidores y nuevas solicitudes de factibilidad que son necesarias para la proyección de demanda y elaboración del mapa de densidad, las administra la empresa concesionaria preponderante del área de demanda 6 (ENEL DISTRIBUCIÓN), consideramos que le corresponde a dicha empresa la elaboración de dicho mapa de densidad, a fin de proyectar sus planes de expansión de la transmisión.

Análisis de Osinergmin

ADINELSA no cumplió con lo estipulado en la NORMA TARIFAS, en lo referente a actualizar el diagnóstico del AD6 en el período de 10 años, del 2025 al 2034.

Conclusión

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

24. Sobre las celdas que propone renovar por antigüedad en la SET Andahuasi

ADINELSA sustenta la propuesta de renovación de equipos por antigüedad, presentando una lista de equipos y adjuntando fotos de tabla de datos técnicos de interruptores de potencia, recloser, entre otros, en las cuales no se aprecia las fechas de fabricación, no se identifica a qué Elemento pertenece y/o no cumplen con los 30 años de vida útil en el periodo tarifario (2025-2029). No presenta pruebas o informes de mantenimiento, donde se verifique el estado actual de las celdas que solicita se renueven.

Es importante señalar que a pesar de que las instalaciones tengan más de 30 años no significa una renovación o cambio de manera automática, sino hasta que la empresa considere y sustente la no factibilidad de dichas instalaciones. Además, según el artículo 31, literal c) del Decreto Ley N° 25844 (LCE), se establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En ese sentido, se requiere indique los motivos por los cuales requiere renovar los equipos y lo sustente adecuadamente, presentando, por ejemplo, registro de fallas, informes de ensayos, informes de mantenimiento, entre otros.

Por otro lado, se debe hacer notar que, de las fotos enviadas en el ESTUDIO, los Elementos no cumplen con superar los 30 años de antigüedad en el Horizonte de 4 años (periodo tarifario 2025-2029).

Asimismo, se solicita evaluar la renovación de todas las celdas en 60 kV de titularidad de ADINELSA, en caso cumplan con lo señalado en los párrafos precedentes, a fin de que la renovación se realice en un solo proyecto.

De la misma manera, se solicita evaluar la renovación de todas las celdas en 22,9 kV, en caso cumplan con lo señalado en los párrafos precedentes, a fin de que la renovación se realice en un solo proyecto. Respecto a las celdas en 22,9 kV, en caso las instalaciones no sean de titularidad de ADINELSA se solicita coordinar con los titulares respectivos para presentar una propuesta conjunta.

Se solicita argumentar y detallar adecuadamente el año de ejecución para dicho proyecto, además de la factibilidad técnica de instalación de acuerdo a la disposición actual y futura prevista (esquema o bosquejo de ejecución y fases para la implementación sin afectar el suministro eléctrico), así como presentar los planos de planta y secciones y el diagrama unifilar de la subestación.

Asimismo, ADINELSA debe sustentar el requerimiento de módulos de centro de control y telecomunicaciones, debido a que estos módulos normalmente son aprobados para nuevas SET's.

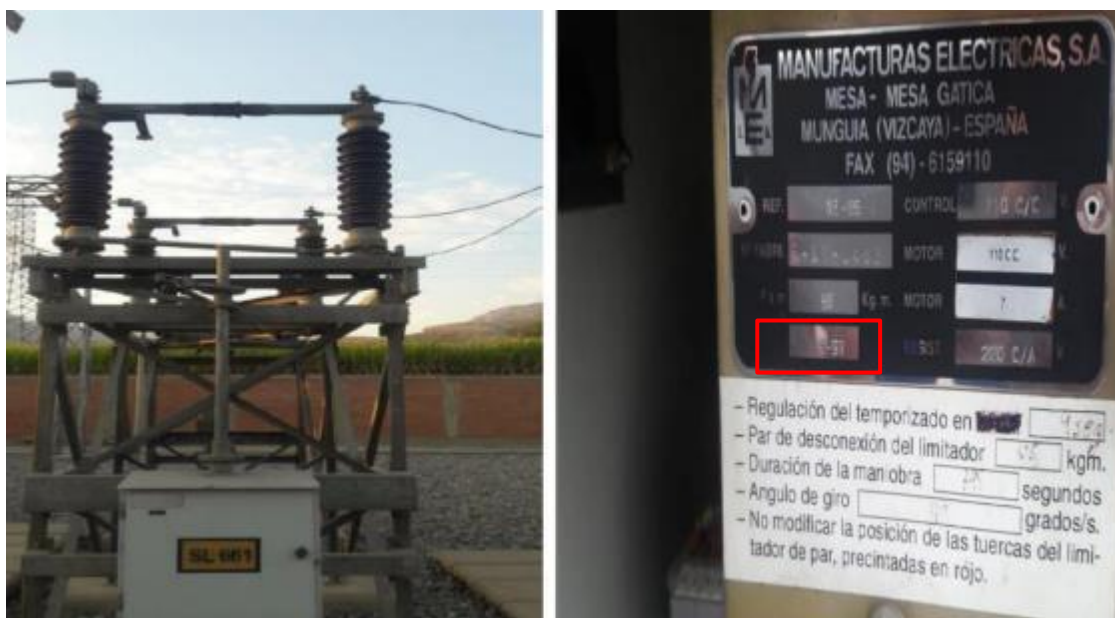
Respecto al Módulo de Centro de Control (CC-CO-SAS) solicitado, es importante indicar que, para el reconocimiento de módulos de centro de control local SAS, se debe fundamentar en un informe técnico, en concordancia con el numeral 6.2.5 del Informe N°

262-2022-GRT (proceso de reestructuración de BDME). En ese sentido, ADINELSA debe sustentar las razones para solicitar el módulo "SAS" y no el módulo "CC-CO-SET".

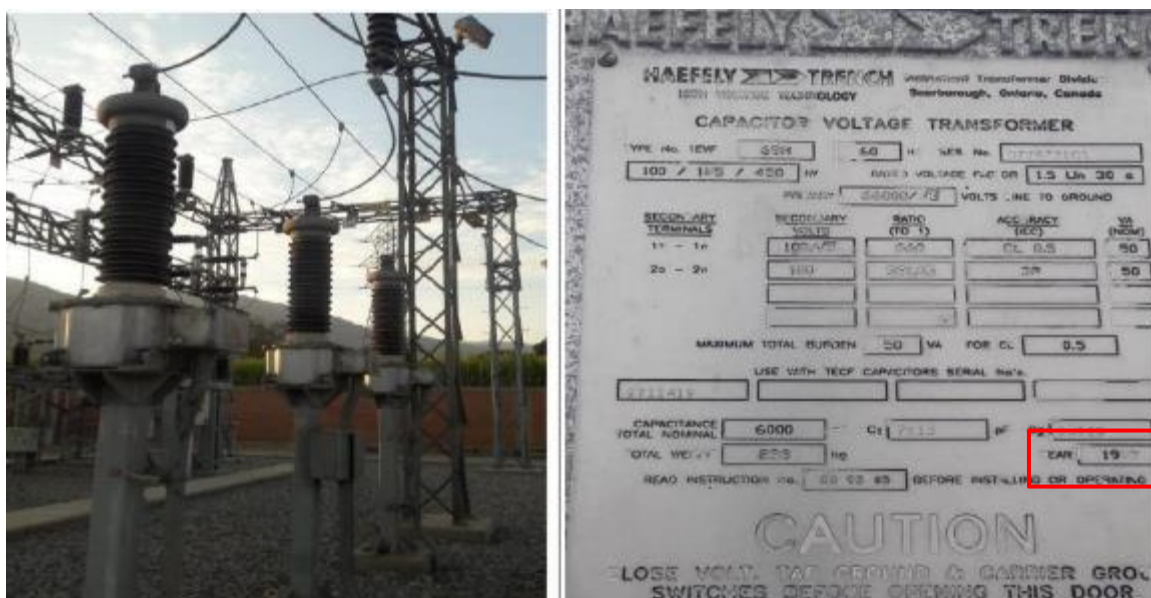
Respuesta

En relación a la observación referida a que de las fotos se menciona que no cumplen con superar los 30 años en el periodo 2025-2029, debemos mencionar que el OSINERGMIN para dicha afirmación ha considerado al año de fabricación de los elementos de transmisión que corresponden a la celda de línea implementada por la Central Yarucaya, el cual es del año 2016, mientras que las instalaciones de transmisión de ADINELSA corresponden al año 1997, tal como se evidencia en las vistas fotográficas en la barra de 60 kV que se muestran a continuación.

Seccionador de Potencia



Transformador de Tensión Capacitivo



En relación a la observación referida a renovar los elementos de transmisión en 22,9 kV, debemos mencionar que, en la Propuesta Final del Estudio, se ha incluido las inversiones asociadas a la renovación de la celda de transformador en 22,9 kV.

En relación a la observación referida sobre los módulos de Centro de Control, debemos mencionar que luego de la revisión a los módulos estándares empleados para CC y TEL, se ha procedido a corregir el módulo para CC de acuerdo a lo siguiente: CC—CO-SET, el cual corresponde a “Centro de Control – Incremental en Costa 1 SET”, asimismo, se ha corregido el módulo estándar de TEL, de acuerdo a lo siguiente: TEL-CO-FO, el cual corresponde a “Sistema de Telecomunicaciones - en Costa de Fibra Óptica”.

Análisis de Osinerghmin

ADINELSA no cumplió con levantar las observaciones realizadas, por otro lado, no presenta más elementos claros y concretos de la inoperatividad de las celdas requeridas, sólo manifiesta que cumplieron sus 30 años de antigüedad, que para el presente plan al final del periodo estarían en los 32 años de vida útil.

Por otro lado, ADINELSA no ha demostrado la necesidad de implementar módulos de centro de control (nivel 2 o nivel 3) y de telecomunicaciones.

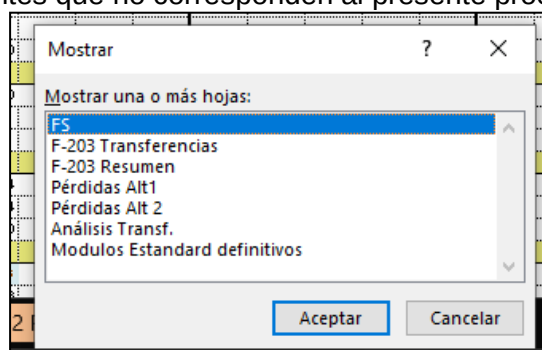
Conclusión

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

25. Respecto a los formatos F-200:

Existen incoherencias entre la información de la propuesta planteada por ADINELSA (ESTUDIO) y la información de los formatos F-201, F-202, F-203, F-204, F-209 y F-211; al respecto, se observa que la información consignada en los formatos corresponde a la información del proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.

El archivo correspondiente a los formatos F-200 presenta pestañas ocultas con información de los formatos F-205, F-206, F-207, F-208 y F-210 que corresponden a la Modificatoria del PI 2021-2025; al respecto, se solicita a ADINELSA que corrija los archivos correspondientes que no corresponden al presente proceso: PI 2025-2029.



Al respecto, se solicita que ADINELSA corrija y complete los puntos observados, según lo contemplado en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a corregir los formatos del archivo F200, a fin de guardar debida consistencia con la PROPUESTA

FINAL del Estudio.

Asimismo, en relación a la observación referida al empleo del archivo del proceso de modificación del PIT 2021-2025, debemos mencionar que en el Estudio se empleó el archivo que corresponde a la mejor información disponible del área de demanda 6, correspondiendo dicho archivo al proceso de modificación del PIT 2021-2025, no obstante, se ha procedido a corregir donde corresponda a fin de guardar consistencia con la solicitud del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se ha evidenciado que si ha presentado los formatos F-200 adicionales pero igual incompletos, por lo que si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

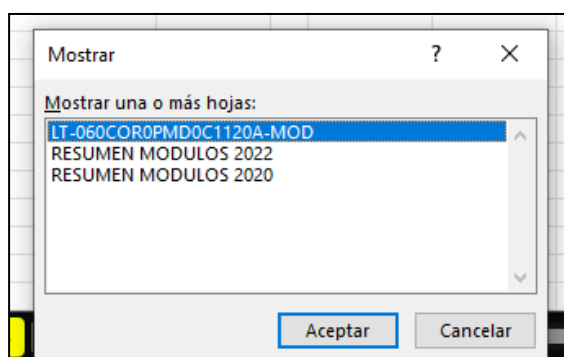
Costos de Inversión

26. Sobre los formatos F-300

En los formatos F-302, F-305 y F-306 se ha presentado información incompleta.

ADINELSA, en los formatos F-303 y F-304, presenta una valorización asignada a costos incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones para las celdas solicitadas. Al respecto, según NORMA TARIFAS estas alícuotas corresponden solamente a los elementos pertenecientes a subestaciones nuevas a implementarse. Se solicita que ADINELSA revise y corrija donde corresponda según lo establecido por el artículo 39° de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, ADINELSA presenta la hoja de cálculo con pestañas ocultas que no corresponden al contenido de los formatos F-300.



Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la PROPUESTA FINAL, se ha procedido a completar los formatos F-302, F-305 y F-306. Asimismo, para los formatos F-303 y F-304, se ha procedido a corregir la valorización correspondiente a los costos incrementales de centro de control y telecomunicaciones.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se ha evidenciado que, si bien ha levantado en parte la observación, esta no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

27. Sobre el formato F-400

ADINELSA no presenta el Formato F-401 “Resumen de COyM”, requerida para poder validar los costos de operación y mantenimiento considerados en su propuesta. Al respecto, se solicita a ADINELSA debe presentar dicho formato conforme al Artículo 40° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en el Anexo de la PROPUESTA FINAL, se remite el archivo F-400, que contiene la información del resumen del COyM.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se ha evidenciado que, si bien ha presentado el archivo F-400, este no ha sido correcta e integralmente subsanada.

Conclusión

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

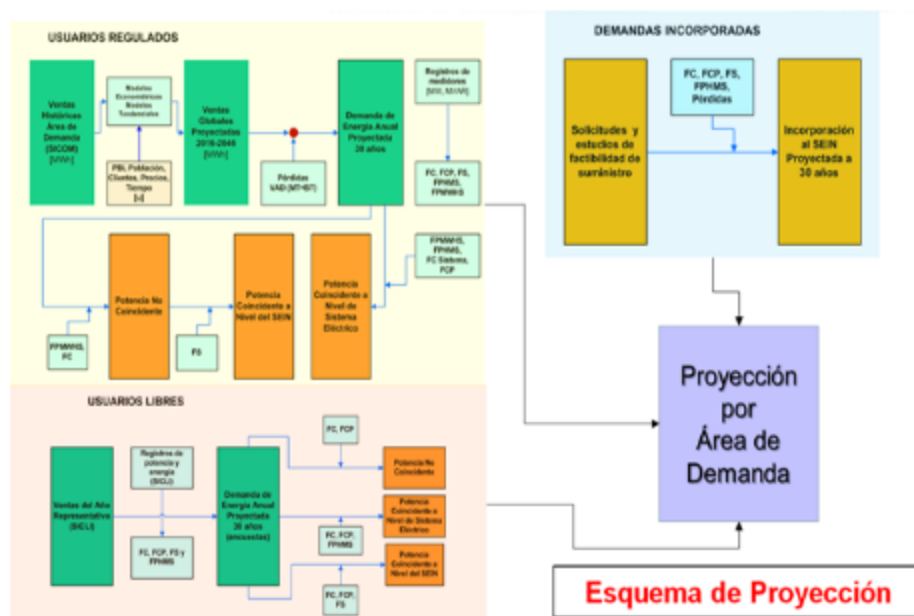
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología empleada en el presente estudio está basada en lo 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. En la Figura N° 1 se presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura N° 1: Flujograma del Proceso de Plan de Inversiones



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 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Lima y Áncash, 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 6 correspondiente al 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 6 del Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el 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 6 del 2022 se calculó a través de una ponderación del 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 6 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 6 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 6 se calculó con ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 6 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 6 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinerghmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 6.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 6 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 6 del Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 6. Luego, 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 6 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

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

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 6, en ella se observa que está ligado al PBI nacional con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explicaría 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 99,28%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 6

Dependent Variable: LOG(PBI06)				
Method: Least Squares				
Date: 09/14/23 Time: 17:10				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.913859	0.249695	-7.664788	0.0000
LOG(PBIPERU(-1))	1.086971	0.019627	55.38124	0.0000
D2020	-0.187286	0.035735	-5.240899	0.0000
R-squared	0.992798	Mean dependent var	11.92297	
Adjusted R-squared	0.992172	S.D. dependent var	0.381183	
S.E. of regression	0.033726	Akaike info criterion	-3.832915	
Sum squared resid	0.026162	Schwarz criterion	-3.687750	
Log likelihood	52.82789	Hannan-Quinn criter.	-3.791112	
F-statistic	1585.270	Durbin-Watson stat	1.779456	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 6 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 3,20% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 6

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	247 527,01	-
2023	264 925,36	7,0%
2024	268 382,91	1,3%
2025	275 683,90	2,7%
2026	284 384,88	3,2%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2027	293 360,49	3,2%
2028	302 619,22	3,2%
2029	312 170,64	3,2%
2030	322 022,84	3,2%
2031	332 186,54	3,2%
2032	342 671,02	3,2%
2033	353 486,08	3,2%
2034	364 642,69	3,2%
2035	376 151,33	3,2%
2036	388 023,61	3,2%
2037	400 270,19	3,2%
2038	412 903,35	3,2%
2039	425 934,96	3,2%
2040	439 377,99	3,2%
2041	453 245,53	3,2%
2042	467 550,76	3,2%
2043	482 307,45	3,2%
2044	497 529,51	3,2%
2045	513 232,51	3,2%
2046	529 431,08	3,2%
2047	546 140,48	3,2%
2048	563 377,69	3,2%
2049	581 158,73	3,2%
2050	599 501,36	3,2%
2051	618 422,35	3,2%
2052	637 940,80	3,2%
2053	658 074,83	3,2%
2054	678 844,86	3,2%
		3,20%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 6

Dependent Variable: CLI06 Method: Least Squares Date: 08/10/23 Time: 21:08 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	718600.5	17749.21	40.48634	0.0000
@TREND	31432.26	1171.197	26.83772	0.0000
R-squared	0.966455	Mean dependent var	1127220.	
Adjusted R-squared	0.965113	S.D. dependent var	253778.6	
S.E. of regression	47400.94	Akaike info criterion	24.44186	
Sum squared resid	5.62E+10	Schwarz criterion	24.53785	
Log likelihood	-327.9651	Hannan-Quinn criter.	24.47040	
F-statistic	720.2630	Durbin-Watson stat	0.120045	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 6 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,53% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 6

Año	Cientes	Δ%
2022	1 562 080	-
2023	1 567 271	0,3%
2024	1 598 704	2,0%
2025	1 630 136	2,0%
2026	1 661 568	1,9%
2027	1 693 001	1,9%
2028	1 724 433	1,9%
2029	1 755 865	1,8%
2030	1 787 297	1,8%
2031	1 818 730	1,8%
2032	1 850 162	1,7%
2033	1 881 594	1,7%
2034	1 913 026	1,7%
2035	1 944 459	1,6%
2036	1 975 891	1,6%
2037	2 007 323	1,6%
2038	2 038 755	1,6%
2039	2 070 188	1,5%
2040	2 101 620	1,5%
2041	2 133 052	1,5%
2042	2 164 484	1,5%
2043	2 195 917	1,5%
2044	2 227 349	1,4%
2045	2 258 781	1,4%
2046	2 290 213	1,4%
2047	2 321 646	1,4%
2048	2 353 078	1,4%
2049	2 384 510	1,3%
2050	2 415 942	1,3%
2051	2 447 375	1,3%
2052	2 478 807	1,3%
2053	2 510 239	1,3%
2054	2 541 671	1,3%
		1,53%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 6 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/libr

[o.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 6 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,68% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 6

Año	Población	Δ%
2022	12 110 511	-
2023	12 284 826	1,4%
2024	12 461 651	1,4%
2025	12 641 022	1,4%
2026	12 804 694	1,3%
2027	12 970 487	1,3%
2028	13 138 427	1,3%
2029	13 308 542	1,3%
2030	13 480 861	1,3%
2031	13 722 121	1,8%
2032	13 967 701	1,8%
2033	14 217 675	1,8%
2034	14 472 124	1,8%
2035	14 731 128	1,8%
2036	14 994 768	1,8%
2037	15 263 127	1,8%
2038	15 536 289	1,8%
2039	15 814 340	1,8%
2040	16 097 369	1,8%
2041	16 385 464	1,8%
2042	16 678 715	1,8%
2043	16 977 216	1,8%
2044	17 281 059	1,8%
2045	17 590 341	1,8%
2046	17 905 159	1,8%
2047	18 225 613	1,8%
2048	18 551 802	1,8%
2049	18 883 830	1,8%
2050	19 221 801	1,8%
2051	19 565 822	1,8%
2052	19 916 001	1,8%
2053	20 272 447	1,8%
2054	20 635 274	1,8%

Año	Población	Δ%
		1,68%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 6 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4011 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 usuario:

- 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 (2022).

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

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

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

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica

- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

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

Tabla N° 4: Modelos tendencias de ventas de energía del Área de Demanda 6

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)
(R²)		0,8022	0,8290	0,7750	0,8836	0,9656	0,8496
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	10,80	282,86	2,80	6,68	14,07	186,65
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0097	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	10,07	11,01	9,28	7,28	-1,25	11,88
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2238	0,0000
Variable 3	Valor				-4,10	6,03	
	Prob,				0,0004	0,0000	
Variable 4	Valor					-7,41	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		101,42	121,22	86,13	91,10	215,47	141,20
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

En la Tabla N° 5 se muestra los valores proyectados de ventas de energía para el periodo 2022-2054 según los modelos tendencias, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 3,85%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendencias de ventas de energía (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	6 002 353	6 461 943	5 347 575	5 297 324	4 548 175	5 481 625
2023	6 144 419	6 710 576	5 395 488	5 263 675	4 093 850	5 553 987
2024	6 286 484	6 968 776	5 441 720	5 217 010	3 545 831	5 624 715
2025	6 428 550	7 236 910	5 486 385	5 157 329	2 898 356	5 693 900
2026	6 570 616	7 515 361	5 529 584	5 084 632	2 145 662	5 761 625
2027	6 712 681	7 804 526	5 571 413	4 998 919	1 281 987	5 827 968
2028	6 854 747	8 104 816	5 611 954	4 900 191	301 567	5 892 998
2029	6 996 813	8 416 661	5 651 284	4 788 446	-801 360	5 956 780
2030	7 138 878	8 740 505	5 689 475	4 663 685	-2 032 556	6 019 373
2031	7 280 944	9 076 809	5 726 589	4 525 909	-3 397 785	6 080 833
2032	7 423 010	9 426 053	5 762 686	4 375 116	-4 902 808	6 141 211
2033	7 565 075	9 788 734	5 797 821	4 211 308	-6 553 389	6 200 555
2034	7 707 141	10 165 370	5 832 043	4 034 484	-8 355 291	6 258 908

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2035	7 849 206	10 556 498	5 865 399	3 844 644	-10 314 276	6 316 312
2036	7 991 272	10 962 675	5 897 931	3 641 788	-12 436 106	6 372 805
2037	8 133 338	11 384 480	5 929 679	3 425 916	-14 726 545	6 428 425
2038	8 275 403	11 822 515	5 960 680	3 197 028	-17 191 355	6 483 203
2039	8 417 469	12 277 404	5 990 968	2 955 124	-19 836 299	6 537 174
2040	8 559 535	12 749 795	6 020 575	2 700 204	-22 667 140	6 590 365
2041	8 701 600	13 240 363	6 049 532	2 432 269	-25 689 639	6 642 806
2042	8 843 666	13 749 805	6 077 866	2 151 317	-28 909 561	6 694 523
2043	8 985 732	14 278 850	6 105 603	1 857 350	-32 332 667	6 745 542
2044	9 127 797	14 828 250	6 132 769	1 550 366	-35 964 720	6 795 885
2045	9 269 863	15 398 789	6 159 385	1 230 367	-39 811 483	6 845 575
2046	9 411 929	15 991 280	6 185 475	897 352	-43 878 719	6 894 634
2047	9 553 994	16 606 569	6 211 058	551 321	-48 172 190	6 943 082
2048	9 696 060	17 245 531	6 236 153	192 274	-52 697 659	6 990 937
2049	9 838 126	17 909 079	6 260 780	-179 789	-57 460 889	7 038 219
2050	9 980 191	18 598 157	6 284 954	-564 868	-62 467 642	7 084 944
2051	10 122 257	19 313 749	6 308 693	-962 963	-67 723 681	7 131 129
2052	10 264 323	20 056 874	6 332 012	-1 374 073	-73 234 769	7 176 790
2053	10 406 388	20 828 593	6 354 925	-1 798 200	-79 006 668	7 221 941
2054	10 548 454	21 630 004	6 377 447	-2 235 342	-85 045 141	7 266 597
	1,78%	3,85%	0,55%			0,88%

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA Osinergmin.

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

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación de regresión potencial, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2015, la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 6

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5 (seleccionado)	Modelo 6
ECUACIÓN:	VENTAS C LOG(PBI06) LOG(CLI06) AR(1)	VENTAS C PBI06 CLI06 POB06 TARIFA06	VENTAS C PBI06 CLI06 D2020	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA06) LOG(POB06) LOG(TARIFA06)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI06) LOG(TARIFA06) D2015	VENTAS C PBI06 POB06 D2016 D2017 D2018 D2020
R²	0,9831	0,9714	0,9124	0,9768	0,9799	0,9041
ESTADÍSTICO F:						
Valor	319,74	178,06	79,90	220,87	357,54	31.41
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0.0000

ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	-1,33	8,00	4,67	1,85	20,49	3,33
	Prob,	0,1975	0,0000	0,0001	0,0785	0,0000	0,0033
Variable 2	Valor	1,89	0,63	5,71	1,88	30,77	5,76
	Prob,	0,0713	0,5340	0,0000	0,0743	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	0,50	2,54	-3,91	1,29	-8,39	-2,80
	Prob,	0,6239	0,0189	0,0007	0,2100	0,0000	0,0110
Variable 4	Valor	10,83	-2,59	1,83	-0,95	2,45	-0,48
	Prob,	0,0000	0,0172	0,0800	0,3536	0,0226	0,6375
Variable 5	Valor	3,48	-7,04		-4,83		-1,50
	Prob,	0,0021	0,0000		0,0001		0,1491
Variable 6	Valor						-2,25
	Prob,						0,0362
Variable 7	Valor						0,66
	Prob,						0,5162

Fuente: Formato F-107 de la PROPUESTA Osinergrmin.

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 5, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,47%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 6 (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	5 399 088,90	5 099 533,71	5 291 295,35	5 165 292,69	5 178 762,74	5 589 021,67
2023	5 545 248,24	5 156 643,50	6 324 273,34	5 342 299,14	5 458 691,34	6 130 397,30
2024	5 599 857,96	5 285 989,33	6 222 303,04	5 426 279,87	5 513 821,28	6 125 749,10
2025	5 682 560,63	5 433 915,11	6 360 117,08	5 550 452,47	5 629 712,74	6 269 082,23
2026	5 773 446,69	5 594 268,22	6 585 273,57	5 691 046,24	5 766 929,18	6 479 442,52
2027	5 863 785,60	5 755 288,90	6 827 563,73	5 833 845,07	5 907 490,32	6 698 846,09
2028	5 953 598,24	5 917 011,24	7 087 516,94	5 978 886,51	6 051 474,86	6 927 603,57
2029	6 042 909,75	6 079 474,14	7 365 730,40	6 126 216,65	6 198 976,07	7 166 066,41
2030	6 131 732,31	6 242 708,67	7 662 709,00	6 275 863,73	6 350 062,07	7 414 527,55
2031	6 220 092,48	6 384 052,35	7 979 122,11	6 418 899,30	6 504 839,12	7 620 725,63
2032	6 308 004,18	6 525 548,50	8 315 546,95	6 563 920,81	6 663 388,36	7 836 031,49
2033	6 395 482,36	6 667 221,67	8 672 597,00	6 710 957,67	6 825 797,36	8 060 770,45
2034	6 482 545,80	6 809 099,66	9 050 954,88	6 860 046,62	6 992 167,82	8 295 305,56
2035	6 569 207,83	6 951 208,34	9 451 275,40	7 011 217,24	7 162 592,07	8 539 983,27
2036	6 655 485,34	7 093 578,90	9 874 283,12	7 164 507,07	7 337 176,29	8 795 192,88
2037	6 741 387,38	7 236 236,95	10 320 642,20	7 319 940,99	7 516 009,70	9 061 284,33
2038	6 826 929,28	7 379 216,11	10 791 119,65	7 477 556,78	7 699 202,90	9 338 671,07
2039	6 912 121,48	7 522 547,06	11 286 454,91	7 637 384,60	7 886 857,13	9 627 747,77
2040	6 996 977,59	7 666 265,24	11 807 458,41	7 799 461,85	8 079 087,09	9 928 951,12
2041	7 081 509,00	7 810 406,88	12 354 946,19	7 963 823,63	8 276 005,63	10 242 722,11
2042	7 165 725,13	7 955 007,98	12 929 739,93	8 130 502,37	8 477 723,77	10 569 503,68
2043	7 249 635,88	8 100 106,33	13 532 700,13	8 299 532,36	8 684 358,20	10 909 759,88
2044	7 333 249,27	8 245 740,87	14 164 693,17	8 470 945,74	8 896 023,75	11 263 960,04
2045	7 416 578,13	8 391 957,46	14 826 691,47	8 644 785,70	9 112 855,48	11 632 635,87
2046	7 499 628,81	8 538 797,07	15 519 607,37	8 821 083,25	9 334 971,62	12 016 281,48
2047	7 582 408,20	8 686 302,86	16 244 392,91	8 999 871,15	9 562 495,82	12 415 413,46
2048	7 664 927,45	8 834 527,05	17 002 107,49	9 181 193,59	9 795 571,51	12 830 616,36

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2049	7 747 191,78	8 983 515,31	17 793 750,52	9 365 081,93	10 034 325,40	13 262 433,22
2050	7 829 210,51	9 133 322,04	18 620 429,54	9 551 578,54	10 278 903,72	13 711 474,75
2051	7 910 987,38	9 283 995,78	19 483 192,05	9 740 713,39	10 529 436,04	14 178 311,72
2052	7 992 531,83	9 435 596,31	20 383 228,43	9 932 531,48	10 786 078,40	14 663 603,50
2053	8 073 847,88	9 588 178,22	21 321 669,28	10 127 065,69	11 048 970,13	15 167 971,26
2054	8 154 944,80	9 741 806,08	22 299 789,38	10 324 362,86	11 318 276,60	15 692 122,42
	1,30%	2,04%	4,60%	2,19%	2,47%	3,28%

Fuente: Formato F-107 de la PROPUESTA Osinergmin.

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 97,99%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual considerando los test “t” y el modelo en conjunto revela una significancia grupal debido al resultado del test “F”. Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 6

Dependent Variable: LOG(ENE06)				
Method: Least Squares				
Date: 09/14/23 Time: 18:01				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	8.465082	0.413179	20.48771	0.0000
LOG(PBIAD06)	0.774976	0.025186	30.77041	0.0000
LOG(TARAD06)	-0.712328	0.084916	-8.388603	0.0000
D2015	0.120069	0.048970	2.451886	0.0226
R-squared	0.979902	Mean dependent var		15.21411
Adjusted R-squared	0.977161	S.D. dependent var		0.311719
S.E. of regression	0.047109	Akaike info criterion		-3.132083
Sum squared resid	0.048823	Schwarz criterion		-2.938530
Log likelihood	44.71708	Hannan-Quinn criter.		-3.076347
F-statistic	357.5409	Durbin-Watson stat		1.293055
Prob(F-statistic)	0.000000			

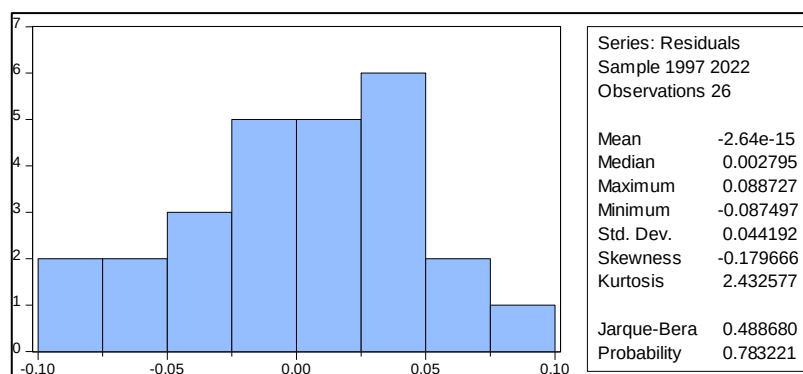
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 6 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del del Test de Jarque–Bera >5% (78,32%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se 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% (63,30%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.582038	Prob. F(3,22)	0.6330	
Obs*R-squared	1.911847	Prob. Chi-Square(3)	0.5909	
Scaled explained SS	0.980482	Prob. Chi-Square(3)	0.8060	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 07:08				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.001273	0.010276	0.123918	0.9025
LOG(PBIAD06)^2	-3.75E-05	5.29E-05	-0.708679	0.4860
LOG(TARAD06)^2	0.000488	0.000607	0.803901	0.4301
D2015^2	-0.001537	0.002446	-0.628522	0.5361
R-squared	0.073533	Mean dependent var	0.001878	
Adjusted R-squared	-0.052804	S.D. dependent var	0.002292	
S.E. of regression	0.002352	Akaike info criterion	-9.126637	
Sum squared resid	0.000122	Schwarz criterion	-8.933084	
Log likelihood	122.6463	Hannan-Quinn criter.	-9.070901	
F-statistic	0.582038	Durbin-Watson stat	1.824586	
Prob(F-statistic)	0.633046			

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 N° 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% (41,58%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.917294	Prob. F(2,20)	0.4158	
Obs*R-squared	2.184574	Prob. Chi-Square(2)	0.3354	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 07:09				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.018005	0.420137	0.042855	0.9662
LOG(PBIAD06)	-0.002019	0.025891	-0.077986	0.9386
LOG(TARAD06)	0.001788	0.085251	0.020973	0.9835
D2015	-0.015811	0.050712	-0.311774	0.7584
RESID(-1)	0.304875	0.231458	1.317192	0.2027
RESID(-2)	-0.004131	0.238709	-0.017304	0.9864
R-squared	0.084022	Mean dependent var	-2.64E-15	
Adjusted R-squared	-0.144972	S.D. dependent var	0.044192	
S.E. of regression	0.047287	Akaike info criterion	-3.066000	
Sum squared resid	0.044721	Schwarz criterion	-2.775670	
Log likelihood	45.85800	Hannan-Quinn criter.	-2.982396	
F-statistic	0.366918	Durbin-Watson stat	1.788184	
Prob(F-statistic)	0.865171			

Ajuste final de ventas de energía

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

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

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento promedio de 1,91% en todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 6 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	4 993 111,48	-
2023	5 116 610,22	2,47%
2024	5 243 163,56	2,47%
2025	5 353 366,24	2,10%
2026	5 483 847,12	2,44%
2027	5 617 508,52	2,44%
2028	5 754 425,27	2,44%
2029	5 894 686,07	2,44%
2030	5 999 468,58	1,78%
2031	6 106 113,69	1,78%

Año	Ajuste final	TC
2032	6 214 654,49	1,78%
2033	6 325 124,69	1,78%
2034	6 437 558,58	1,78%
2035	6 551 991,07	1,78%
2036	6 668 457,69	1,78%
2037	6 786 994,58	1,78%
2038	6 907 638,56	1,78%
2039	7 030 427,08	1,78%
2040	7 155 398,25	1,78%
2041	7 282 590,88	1,78%
2042	7 412 044,46	1,78%
2043	7 543 799,18	1,78%
2044	7 677 895,93	1,78%
2045	7 814 376,36	1,78%
2046	7 953 282,83	1,78%
2047	8 094 658,46	1,78%
2048	8 238 547,16	1,78%
2049	8 384 993,59	1,78%
2050	8 534 043,21	1,78%
2051	8 685 742,30	1,78%
2052	8 840 137,96	1,78%
2053	8 997 278,12	1,78%
2054	9 157 211,57	1,78%
		1,91%

Fuente: Formato F-108 de la PROPUESTA 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 que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 6) 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 Usuarios Libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes en todo el periodo proyectado. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

En el Área de Demanda 6, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los Usuarios Libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

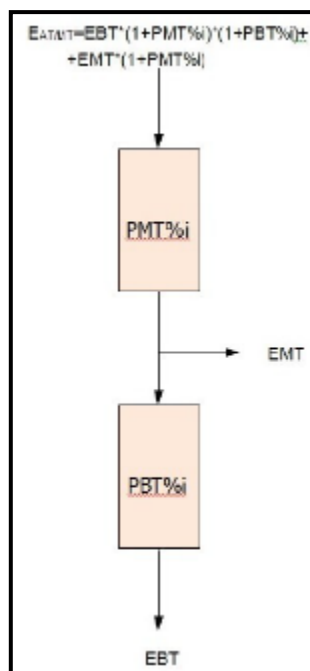
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 6 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

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

Anexo C

Metodología y determinación de transformadores de reserva

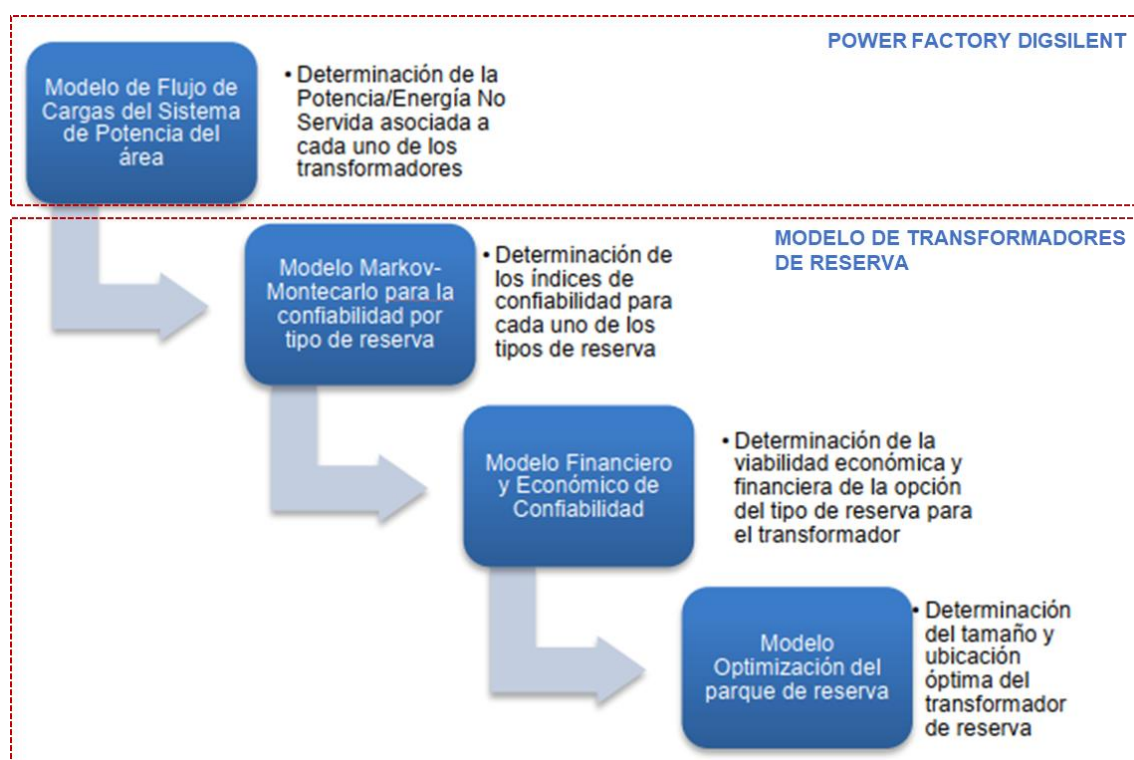
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

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

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

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

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

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

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

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

C.4. Optimización

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

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

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

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

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

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

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

ENEL en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad a los transformadores del AD6, requiere la aprobación de los siguientes transformadores (adicionales a las que ya tiene):

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo Reserva
ENEL	1 TR 25 MVA	60/10	Malvinas	Compartida
ENEL	1 TR 25 MVA	60/23	Puente Piedra	Compartida
ENEL	1 TR 40 MVA	60/23/10	Chavarría	Compartida
ENEL	1 TR 25 MVA	60/23/10	Tacna	Fija
ENEL	1 TR 40 MVA	60/23/10	Pershing	Fija

Cabe precisar que, en esta sección se desarrolla el análisis de transformadores de reservas que se encuentran dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN (transformadores menores a 100 kV), por tanto, las solicitudes de reserva para la SET Mirador y SET Medio Mundo, se desarrollan en las secciones 6.2.3.1. y 6.2.3.2., respectivamente.

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD6

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 6 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación (según potencia del lado primario)
60/10 kV	1 transformador de 6 MVA 1 transformador de 14 MVA 40 transformadores de 25 MVA 4 transformadores de 40 MVA
60/22,9/10 kV	9 transformadores de 25 MVA 30 transformadores de 40 MVA(*)

(*) Incluye los TP de José Granda y Cusco que ENEL no consideró en su F-003

Asimismo, según lo informado por ENEL en su PROPUESTA FINAL y en relación con los archivos de remuneración de peajes de los SST y SCT, en el AD 7, actualmente se tiene los siguientes transformadores de reserva y transformadores disponibles:

Tipo	Cantidad	Transformadores Disponibles/Reserva
60/10 kV - 25 MVA	1	Reserva – SST
60/23/10 kV - 25 MVA	1	Reserva – SCT
60/23/10 kV - 40 MVA	1	Reserva – SCT
60/23/10 kV - 40 MVA	2*	Reserva – MOD PI 21-25
60/10 kV - 25 MVA	2	Disponibles – SST

(*) En reemplazo de 2 TP de reserva de 60/10 kV – 25 MVA.

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

Año	Descripción Proyecto	Tensión [kV]	Potencia [MVA]
2028	Reemplazo de TR1 60/10 kV – 25 MVA SET Caudivilla	60/10	40
2026	Reemplazo de TR1 60/10 kV – 25 MVA SET Canto Grande	60/10	40
2028	Rotación TP 60/10 kV – 25 MVA SET Caudivilla a SET Ancón	60/10	25
2026	Rotación TP 60/10 kV – 25 MVA SET Canto Grande a SET Mirador	60/10	25

Definido el parque de transformadores y las reservas disponibles, se determina mediante simulaciones de flujo de carga, con y sin el transformador en estudio, las Potencias No Servidas.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

A continuación se muestran los resultados de los transformadores que presentan Potencias No Servidas:

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Ancon	TP-060023010-025CO1E	5.72	5.97	6.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canto Grande	TP-060010-040CO1E	4.52	5.28	6.04	6.81	7.57	8.33	9.10	9.86	10.74	11.63
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	14.27	15.75	17.24	18.73	7.57	8.33	9.10	9.86	10.74	11.63
Canto Grande	TP-060010-025CO1E	4.52	5.28	6.04	6.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Caudivilla	TP-060010-040CO1E	11.22	13.43	16.19	15.32	16.57	17.82	19.07	20.32	21.57	22.82
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	11.22	13.43	16.19	8.39	7.86	8.87	9.86	10.89	12.04	13.18
Caudivilla	TP-060023010-025CO1E	13.02	13.22	15.97	10.51	10.02	11.03	12.01	13.04	14.17	15.30
Chavarria	TP-060010-025CO1E	14.05	15.06	15.92	16.61	13.82	18.13	18.75	19.35	14.60	9.85
Chavarria	TP-060010-025CO1E	14.05	15.06	15.92	16.61	13.82	18.13	18.75	19.35	14.60	9.85
Chavarria	TP-060023010-040CO1E	11.36	12.74	13.78	14.51	15.59	16.38	17.11	17.80	20.73	23.67
Chillón	TP-060010-025CO1E	2.07	2.11	2.16	2.21	2.26	2.29	2.33	2.37	2.41	2.45
Comas	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.92	1.49	2.06
Comas	TP-060023010-040CO1E	8.09	9.50	11.23	11.62	24.21	14.59	15.05	15.55	16.09	16.63
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	2.24	3.00	3.81	4.45	5.07	5.70	6.37	7.05
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	2.24	3.00	3.81	4.45	5.07	5.70	6.37	7.05
Huandoy	TP-060023010-040CO1E	21.44	21.94	22.45	22.97	23.50	23.90	24.30	24.72	25.14	25.56
Huarangal	TP-060023010-040CO1E	12.99	13.48	13.83	14.09	14.36	14.56	14.76	14.96	15.18	15.40
Izaguirre	TP-060023010-040CO1E	17.67	18.07	18.48	18.89	19.32	19.64	19.96	20.29	20.63	20.97
Infantas	TP-060010-040CO1E	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03	29.11	30.27	31.28	32.43	33.59
Infantas	TP-060023010-040CO1E	20.38	22.08	23.53	24.83	26.29	27.36	28.62	29.63	30.80	31.96
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	4.16	5.15	5.88	6.41	7.23	7.81	8.37	8.91	9.57	10.23
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	4.16	5.15	5.88	6.41	7.23	7.81	8.37	8.91	9.57	10.23

Malvinas	TP-060023010-040CO1E	24.03	25.07	25.42	25.77	26.13	26.40	26.68	26.96	27.24	27.52
Mariategui	TP-060023010-040CO1E	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71	36.33	36.97	37.61	38.27	38.93
Maranga	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.92	1.68	2.43
Maranga	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.92	1.68	2.43
Maranga	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.91	2.05	3.13	2.70	3.40	4.10	4.97	5.85
Mirador	TP-060010-025CO1E	2.33	2.38	2.43	2.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Naranjal	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35	0.91	1.65	2.38
Naranjal	TP-060010-025CO1E	1.86	3.21	4.23	4.89	5.93	6.70	7.38	8.03	8.86	9.70
Naranjal	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35	0.91	1.65	2.38
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	8.92	11.15	12.39	13.16	13.80	14.24	14.68	15.10	15.58	16.06
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	8.92	11.15	12.39	13.16	13.80	14.24	14.68	15.10	15.58	16.06
Pando	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	1.54	2.01	3.46	3.51	4.33	4.94	3.88	2.82
Pando	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	1.54	2.01	3.46	3.51	4.33	4.94	3.88	2.82
Pando	TP-060023010-040CO1E	11.93	11.99	11.14	11.76	13.41	13.50	14.00	14.67	13.50	12.34
Puente Piedra	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.85	2.38	3.00	3.80	4.52	5.19	5.87	6.68	7.49
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.53	12.64	13.95	14.68	15.42	16.04	16.54	17.00	17.62	18.25
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.46	12.41	13.22	13.88	14.72	15.43	16.00	16.55	17.25	17.96
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.65	12.77	14.09	14.82	15.57	16.19	16.70	17.16	17.79	18.41
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.58	12.54	13.36	14.02	14.87	15.58	16.15	16.70	17.41	18.13
Tacna	TP-060010-040CO1I	14.53	14.84	15.15	15.47	16.15	16.88	17.49	18.07	18.79	19.51
Tomas Valle	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.50	1.41	1.96	2.81	3.66	4.25	4.87	5.49
Tomas Valle	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.50	1.41	1.96	2.81	3.66	4.25	4.87	5.49
Tomas Valle	TP-060023010-040CO1E	5.13	6.42	7.72	8.75	9.69	10.37	11.00	11.67	12.37	13.08
Uni	TP-060023010-040CO1E	0.15	0.95	1.79	2.63	3.50	4.15	4.82	5.49	6.18	6.87
Uni	TP-060023010-040CO1E	0.15	0.95	1.79	2.63	3.50	4.15	4.82	5.49	6.18	6.87
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	7.60	9.36	11.32	12.22	12.95	13.49	14.01	14.52	15.11	15.71
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	7.60	9.36	11.32	12.22	12.95	13.49	14.01	14.52	15.11	15.71
Zapallal	TP-060010-025CO1E	13.11	14.22	15.57	16.29	17.29	18.05	18.78	19.51	20.35	21.19
Zapallal	TP-060010-025CO1E	13.11	14.22	15.57	16.29	17.29	18.05	18.78	19.51	20.35	21.19
Zárate	TP-060023010-040CO1E	9.78	9.98	10.18	10.38	10.59	10.76	10.93	11.10	11.28	11.46
Zárate	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.33	1.84	2.31	3.14	3.88	4.40	4.85	5.58	6.30
Huaral	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.50	1.00	1.44	1.88
Huaral	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.50	1.00	1.44	1.88
Chancay	TP-060010-025CO1E	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83	22.01	22.19	22.38	22.57	22.76
Chancay	TP-060023010-040CO1E	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83	22.01	22.19	22.38	22.57	22.76
Huacho	TP-060010-025CO1E	7.86	8.63	9.39	9.98	10.75	11.34	11.88	12.47	13.07	13.67
Huacho	TP-060023010-025CO1E	8.21	8.34	8.98	9.57	10.27	10.91	11.44	12.02	12.62	13.21
Medio Mundo	TP-060023-025CO1E	4.78	5.01	5.24	5.48	5.53	5.58	5.62	5.66	5.71	5.76
José Granda	TP-060023010-040CO1E	19.00	19.38	19.78	20.17	20.58	20.9	21.24	21.58	21.92	29.86
Cusco	TP-060023010-040CO1E	24.54	25.04	25.54	26.05	26.58	27	27.43	27.86	30.21	35.81

Con las Potencias No Servidas, se evalúa la factibilidad de contar con un tipo de transformador de reserva.

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?
Canto Grande	TP-060010-040CO1E	\$ 1,716,491	\$ 1,665,030	\$ 1,086,590	Reserva en Bodega
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,349,665	\$ 2,298,868	\$ 1,659,063	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060010-040CO1E	\$ 4,318,952	\$ 4,334,372	\$ 3,815,547	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	\$ 2,617,348	\$ 2,599,919	\$ 2,078,983	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060023010-025CO1E	\$ 2,997,487	\$ 2,977,874	\$ 2,395,982	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060010-025CO1E	\$ 2,851,326	\$ 2,843,578	\$ 2,330,090	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060010-025CO1E	\$ 2,832,156	\$ 2,825,397	\$ 2,311,783	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,193,456	\$ 4,183,172	\$ 3,581,550	Reserva en Bodega
Chillón	TP-060010-025CO1E	\$ 83,989	\$ 4,720	-\$ 573,772	Reserva en Bodega
Comas	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,097,296	\$ 3,065,085	\$ 2,440,030	Reserva en Bodega
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	\$ 483,605	\$ 385,126	-\$ 299,637	Reserva en Bodega
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	\$ 488,684	\$ 390,221	-\$ 294,456	Reserva en Bodega
Huandoy	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,571,842	\$ 5,598,975	\$ 5,028,998	Reserva en Bodega
Huarangal	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,141,030	\$ 3,107,669	\$ 2,481,307	Reserva en Bodega
Izaguirre	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,355,623	\$ 4,354,758	\$ 3,759,563	Reserva en Bodega
Infantas	TP-060010-040CO1E	\$ 6,612,289	\$ 6,697,483	\$ 6,242,365	Reserva en Bodega
Infantas	TP-060023010-040CO1E	\$ 6,486,460	\$ 6,537,568	\$ 5,991,379	Reserva en Bodega
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	\$ 1,547,267	\$ 1,507,905	\$ 964,547	Reserva en Bodega
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	\$ 1,643,927	\$ 1,603,353	\$ 1,060,151	Reserva en Bodega
Malvinas	TP-060023010-040CO1E	\$ 6,108,197	\$ 6,150,850	\$ 5,594,808	Reserva en Bodega
Mariategui	TP-060023010-040CO1E	\$ 8,767,250	\$ 8,881,363	\$ 8,385,517	Reserva en Bodega
Maranga	TP-060023010-040CO1E	\$ 232,290	\$ 125,978	-\$ 564,899	Reserva en Bodega
Naranjal	TP-060010-025CO1E	\$ 1,323,764	\$ 1,277,085	\$ 727,573	Reserva en Bodega
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,743,539	\$ 2,707,830	\$ 2,079,243	Reserva en Bodega
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,972,445	\$ 2,935,199	\$ 2,306,868	Reserva en Bodega
Pando	TP-060010-025CO1I	\$ 123,562	\$ 45,276	-\$ 531,921	Reserva en Bodega
Pando	TP-060010-025CO1I	\$ 89,955	\$ 11,761	-\$ 565,533	Reserva en Bodega
Pando	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,546,102	\$ 2,499,301	\$ 1,860,533	Reserva en Bodega
Puente Piedra	TP-060023010-040CO1E	\$ 492,466	\$ 395,742	-\$ 287,122	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 3,577,286	\$ 3,587,271	\$ 3,090,919	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 3,716,662	\$ 3,724,294	\$ 3,225,496	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 3,709,904	\$ 3,718,812	\$ 3,223,688	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 3,532,689	\$ 3,540,557	\$ 3,043,232	Reserva en Bodega
Tacna	TP-060010-040CO1I	\$ 3,959,063	\$ 3,956,593	\$ 3,427,809	Reserva en Bodega
Tomas Valle	TP-060010-025CO1E	\$ 330,530	\$ 257,047	-\$ 315,436	Reserva en Bodega
Tomas Valle	TP-060010-025CO1E	\$ 307,517	\$ 235,563	-\$ 336,947	Reserva en Bodega
Tomas Valle	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,963,693	\$ 1,902,321	\$ 1,252,513	Reserva en Bodega
Uni	TP-060023010-040CO1E	\$ 403,217	\$ 303,715	-\$ 381,597	Reserva en Bodega
Uni	TP-060023010-040CO1E	\$ 439,748	\$ 340,492	-\$ 344,818	Reserva en Bodega
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	\$ 2,899,191	\$ 2,893,191	\$ 2,381,384	Reserva en Bodega
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	\$ 2,848,523	\$ 2,840,898	\$ 2,329,045	Reserva en Bodega

Zapallal	TP-060010-025CO1E	\$ 4,244,474	\$ 4,270,605	\$ 3,788,733	Reserva en Bodega
Zapallal	TP-060010-025CO1E	\$ 4,062,416	\$ 4,088,423	\$ 3,606,203	Reserva en Bodega
Zárate	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,001,407	\$ 1,943,242	\$ 1,294,578	Reserva en Bodega
Zárate	TP-060023010-040CO1E	\$ 322,849	\$ 220,202	-\$ 467,770	Reserva en Bodega
Chancay	TP-060010-025CO1E	\$ 5,116,167	\$ 5,160,828	\$ 4,698,937	Reserva en Bodega
Chancay	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,942,789	\$ 4,953,503	\$ 4,369,998	Reserva en Bodega
Huacho	TP-060010-025CO1E	\$ 2,447,631	\$ 2,428,915	\$ 1,906,388	Reserva en Bodega
Huacho	TP-060023010-025CO1E	\$ 2,146,442	\$ 2,109,695	\$ 1,513,208	Reserva en Bodega
Medio Mundo	TP-060023-025CO1E	\$ 886,846	\$ 827,034	\$ 267,431	Reserva en Bodega
José Granda	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,620,691	\$ 5,646,301	\$ 5,078,754	Reserva en Bodega
Cusco	TP-060023010-040CO1E	\$ 7,101,013	\$ 7,163,970	\$ 6,631,793	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Ancon	TP-060023010-025CO1E	-\$ 275,386	-\$ 376,698	-\$ 1,032,299	No viable
Canto Grande	TP-060010-025CO1E	-\$ 118,195	-\$ 201,872	-\$ 784,386	No viable
Comas	TP-060023010-025CO1E	-\$ 361,018	-\$ 464,637	-\$ 1,122,135	No viable
Maranga	TP-060010-025CO1E	-\$ 218,330	-\$ 304,937	-\$ 890,011	No viable
Maranga	TP-060010-025CO1I	-\$ 213,013	-\$ 299,700	-\$ 884,786	No viable
Mirador	TP-060010-025CO1E	-\$ 351,879	-\$ 441,823	-\$ 1,029,906	No viable
Naranjal	TP-060010-025CO1E	-\$ 228,382	-\$ 315,287	-\$ 900,484	No viable
Naranjal	TP-060010-025CO1E	-\$ 245,078	-\$ 331,708	-\$ 916,880	No viable
Huaral	TP-060023010-025CO1E	-\$ 366,428	-\$ 470,494	-\$ 1,128,424	No viable
Huaral	TP-060023010-025CO1E	-\$ 363,096	-\$ 466,895	-\$ 1,124,824	No viable

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

De acuerdo con los resultados obtenidos con el modelo de confiabilidad, se tienen los siguientes transformadores que pueden compartir reserva:

Transformadores por potencia	Tensión [kV]	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega (según potencia del lado primario)	Transformadores de reserva o disponibles existentes
25 MVA	60/10	21 transformadores	1 TP Reserva 60/10 kV – 25 MVA 2 TP Disponibles 60/10 kV – 25 MVA 1 TP Reserva 60/23/10 kV – 25 MVA
	60/22,9/10	3 transformadores	
40 MVA	60/10	3 transformadores	3 TP Reserva 60/22,9/10 kV-40 MVA ⁽¹⁾
	60/22,9/10	25 transformadores	

(1) Se incluyen los 2 TP Reserva de 40 MVA aprobados en la MOD PIT 21-25.

Es preciso indicar que, según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, un transformador de tres (3) devanados puede ser reserva de otro de dos (2) devanados. Además, considerando que ENEL no ha sustentado la no factibilidad de utilizar transformadores de tres devanados como reserva de unidades de dos devanados, es razonable considerar para donde corresponda:

- Agrupación de transformadores en 60/10 kV con 60/23/10 kV en 25 MVA.

- Agrupación de transformadores en 60/10 kV con 60/23/10 kV en 40 MVA.

Parque de transformadores de 25 MVA

Grupo I:

Como primer criterio de agrupamiento se considera la ubicación geográfica entre subestaciones. Y se considera la factibilidad de agrupar transformadores de 3 devanados con 2 devanados.

TP 25 MVA 60MT/60MTMT		
Grupo	SET	COD. BDME
G1	Huacho	TP-060010-025CO1E
G1	Huacho	TP-060023010-025CO1E
G1	Chancay	TP-060010-025CO1E
G1	Medio Mundo	TP-060023010-025CO1E
G1	Caudivilla	TP-060023010-025CO1E

Grupo II:

Transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (19 unidades) del Sistema Eléctrico de Lima Norte, agrupados por su cercanía geográfica. Y considerando principalmente la cantidad importante de transformadores que resultaron factibles para compartir reserva.

Agrupamiento según lo siguiente:

TP 25 MVA 60MT			
Grupo	SET	Cantidad TP	COD. BDME
G2	Zapallal	2	TP-060010-025CO1E
	Ventanilla	2	TP-060010-025CO1E
	Chillón	1	TP-060010-025CO1E
	Caudivilla	1	TP-060010-025CO1E
	Naranjal	1	TP-060010-025CO1E
	Tomas Valle	2	TP-060010-025CO1E
G3	Chavarria	2	TP-060010-025CO1E
	Pando	2	TP-060010-025CO1E
	Santa Rosa	4	TP-060010-025CO1E
	Jicamarca	2	TP-060010-025CO1E

Parque de transformadores de 40 MVA

Como criterio de agrupamiento se considera la ubicación geográfica entre subestaciones. Y se considera la factibilidad de agrupar transformadores de 3 devanados con 2 devanados.

Se divide el parque de 40 MVA con factibilidad para compartir reserva, en 3 grupos.

TP 40 MVA – 60MT/60MTMT			
Grupo	SET	Cantidad TP	COD. BDME
SG1	Canto Grande	1	TP-060010-040CO1E
	Canto Grande	1	TP-060023010-040CO1E
	Zárate	2	TP-060023010-040CO1E
	Mariátegui	1	TP-060023010-040CO1E
	Tacna	1	TP-060010-040CO1E
	UNI	2	TP-060023010-040CO1E
	Malvinas	1	TP-060023010-040CO1E
	Maranga	1	TP-060023010-040CO1E
	Pando	1	TP-060023010-040CO1E
	Cusco	1	TP-060023010-040CO1E
SG2	Infantas	1	TP-060010-040CO1E
	Chavarría	1	TP-060023010-040CO1E
	Filadelfia	2	TP-060023010-040CO1E
	Huandoy	1	TP-060023010-040CO1E
	Izaguirre	1	TP-060023010-040CO1E
	Infantas	1	TP-060023010-040CO1E
	José Granda	1	TP-060023010-040CO1E
	Maranga	1	TP-060023010-040CO1E
	Oquendo	2	TP-060023010-040CO1E
	Pando	1	TP-060023010-040CO1E
	Tomas Valle	1	TP-060023010-040CO1E
SG3	Caudivilla	1	TP-060023010-040CO1E
	Comas	1	TP-060023010-040CO1E
	Huarangal	1	TP-060023010-040CO1E
	Puente Piedra	1	TP-060023010-040CO1E
	Chancay	1	TP-060023010-040CO1E

Con uso del modelo de optimización y considerando los agrupamientos antes efectuados, se determina los transformadores de reserva del tipo compartido.

C.5.5. Resultados de Optimización

C.5.5.1. Parque 25 MVA

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

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
6_G1_TP-060	Caudivilla	Móvil	Chancay	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83
	Chancay	Móvil	Chancay	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83
	Huacho	Móvil	Chancay	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83
	Medio Mundo	Móvil	Chancay	19.56	20.35	21.14	21.60	21.83
6_G2_TP-060	Caudivilla	Móvil	Caudivilla	13.11	14.22	16.19	16.29	17.29
	Chillon	Móvil	Caudivilla	13.11	14.22	16.19	16.29	17.29
	Naranjal	Móvil	Caudivilla	13.11	14.22	16.19	16.29	17.29
	Tomás Valle	NA	Caudivilla	0.00				
		Móvil	Caudivilla			16.19	16.29	17.29
		@Móvil	Caudivilla		0.00			
	Ventanilla	Móvil	Caudivilla	13.11	14.22	16.19	16.29	17.29
6_G3_TP-060	Zapallal	Móvil	Caudivilla	13.11	14.22	16.19	16.29	17.29
	Chavarria	Móvil	Santa Rosa	14.05	15.06	15.92	16.61	15.42
	Jicamarca	Móvil	Santa Rosa	14.05	15.06	15.92	16.61	15.42
	Pando	NA	Santa Rosa	0.00	0.00			
		Móvil	Santa Rosa			15.92	16.61	15.42
	Santa Rosa	Móvil	Santa Rosa	14.05	15.06	15.92	16.61	15.42
		Móvil	Santa Rosa	14.05	15.06	15.92	16.61	15.42
Total general				199.99	212.75	261.28	267.16	268.17

Según los resultados obtenidos con el modelo de transformadores de reserva, para brindar confiabilidad al parque de 25 MVA, resulta necesario contar en total con un (1) transformador en 60/22,9/10 kV – 25 MVA y 2 transformadores de reserva en 60/10 kV – 25 MVA, a ubicarse en las SETs Chancay (3 devanados), Caudivilla y Santa Rosa, respectivamente.

Respecto a la ubicación determinada por el modelo para el transformador de reserva de la SET Santa Rosa, donde por temas de disponibilidad de espacio, se considerará reubicar a la SET Pando.

De otro lado, actualmente se remunera dos transformadores de reserva, uno en el SCT de 60/22,9/10 kV – 25 MVA y otro en el SST de 60/10 kV – 25 MVA. Adicionalmente ENEL indicó que tiene como reserva disponible 2 transformadores de 60/10 kV – 25 MVA en las SETs Tacna y Tomas Valle.

También, es preciso indicar que, ENEL solicitó la renovación por antigüedad del transformador disponible (reserva) del SST con Número de Serie N° L-300301 (1982), ubicado en SET Tacna.

En tal sentido, considerando la necesidad de contar con 2 transformadores de reserva en 60/10 kV – 25 MVA, se aprueba la renovación por antigüedad del transformador de Serie N° L-300301 de la SET Tacna, por otro de las mismas características. El cual será utilizado como transformador de reserva del tipo compartida.

C.5.5.2. Parque 40 MVA

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

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
6_G1_TP-060	Canto Grande	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Cusco	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Malvinas	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Maranga	NA	Malvinas		0.00			
		Móvil	Malvinas			34.08	34.89	35.71
		@Móvil	Malvinas	0.00				
	Mariategui	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Pando	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Tacna	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Uni	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
	Zarate	Móvil	Malvinas	32.52	33.29	34.08	34.89	35.71
6_G2_TP-060	Chavarria	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Filadelfia	NA	Chavarria	0.00				
		Móvil	Chavarria			25.26	26.56	28.03
		@Móvil	Chavarria		0.00			
	Huandoy	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Infantas	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Izaguirre	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Jose Granda	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Oquendo	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
	Tomás Valle	Móvil	Chavarria	22.10	23.80	25.26	26.56	28.03
6_G3_TP-060	Caudivilla	Móvil	Huarangal	19.56	20.35			
			Puente Piedra			21.14	21.60	24.21
	Chancay	Móvil	Huarangal	19.56	20.35			
			Puente Piedra			21.14	21.60	24.21
	Comas	Móvil	Huarangal	19.56	20.35			
			Puente Piedra			21.14	21.60	24.21
	Huarangal	Móvil	Huarangal	19.56	20.35			
			Puente Piedra			21.14	21.60	24.21
	Puente Piedra	NA	Huarangal	0.00				
		Móvil	Huarangal		20.35			
			Puente Piedra			21.14	21.60	24.21
Total general				493.07	534.66	614.47	634.52	666.72

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 40 MVA en 60MT y 60MTMT, resulta necesario contar en total con 3 transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV – 40MVA, a ubicarse en las SETs Malvinas, Chavarría y Puente Piedra.

C.6. Reserva Plan de Inversión 2025-2029

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

De acuerdo a los resultados obtenidos, luego de la aplicación de los criterios y la metodología para determinar transformadores de reserva, se dispone:

Para el Parque 60/10 kV – 60/23/10 kV – 25 MVA:

Aprobar la renovación por antigüedad del transformador de reserva en 60/10 kV – 25 MVA, el cual será utilizado como transformador de reserva compartida. La ubicación del nuevo transformador será la SET Pando.

Asimismo, se dispone la reubicación del transformador de reserva existente en 60/23/10 kV – 25 MVA a la SET Chancay y la reubicación del transformador de reserva existente en 60/10 kV – 25 MVA a la SET Caudivilla.

Para el Parque 60/10 kV – 60/23/10 kV - 40 MVA:

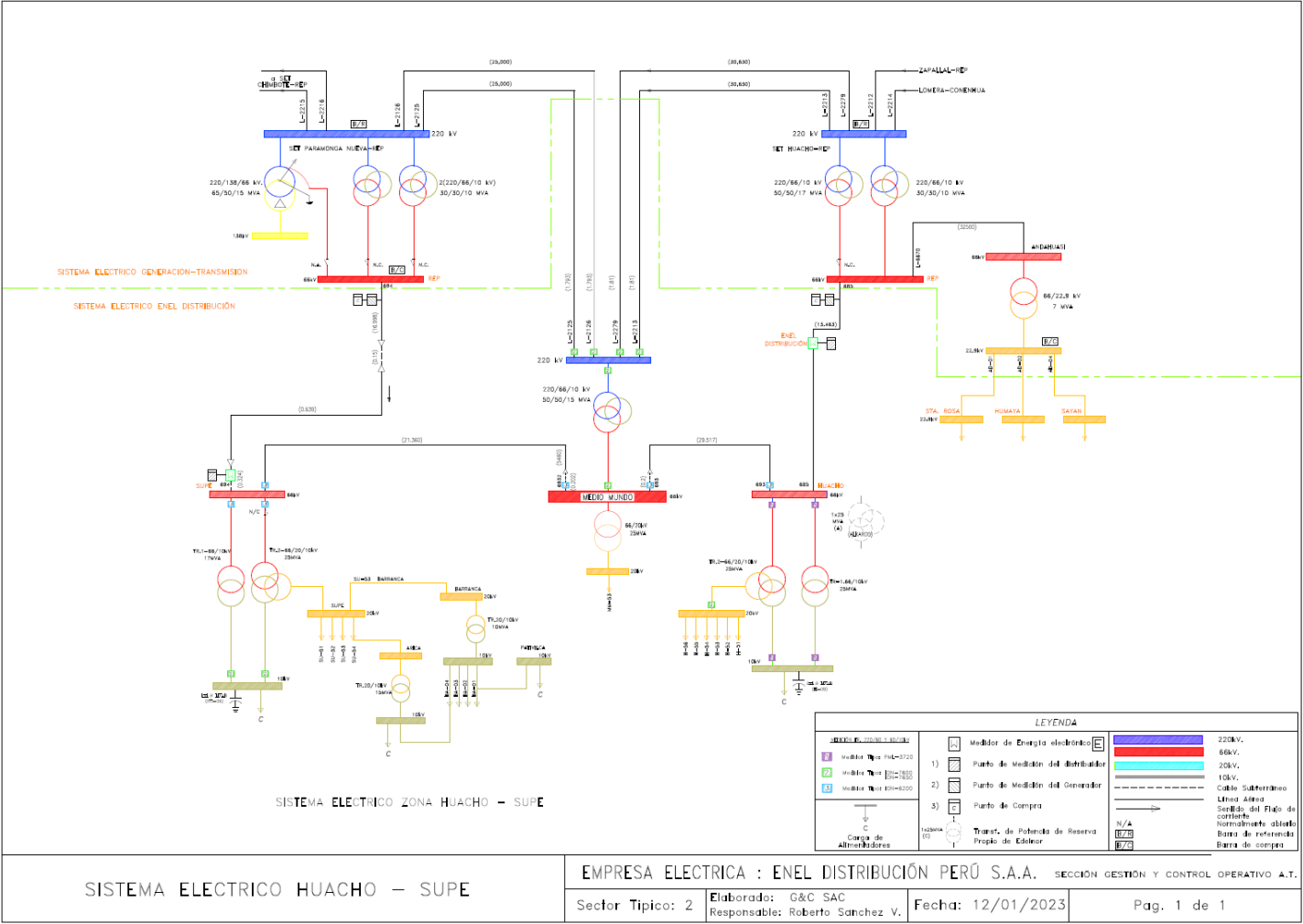
No se requiere reserva adicional a las que ya tiene.

Reubicar los transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 40 MVA (1 existente y 2 aprobados en la MOD del PIT 21-25) a las SETs Malvinas, Chavarría y Puente Piedra.

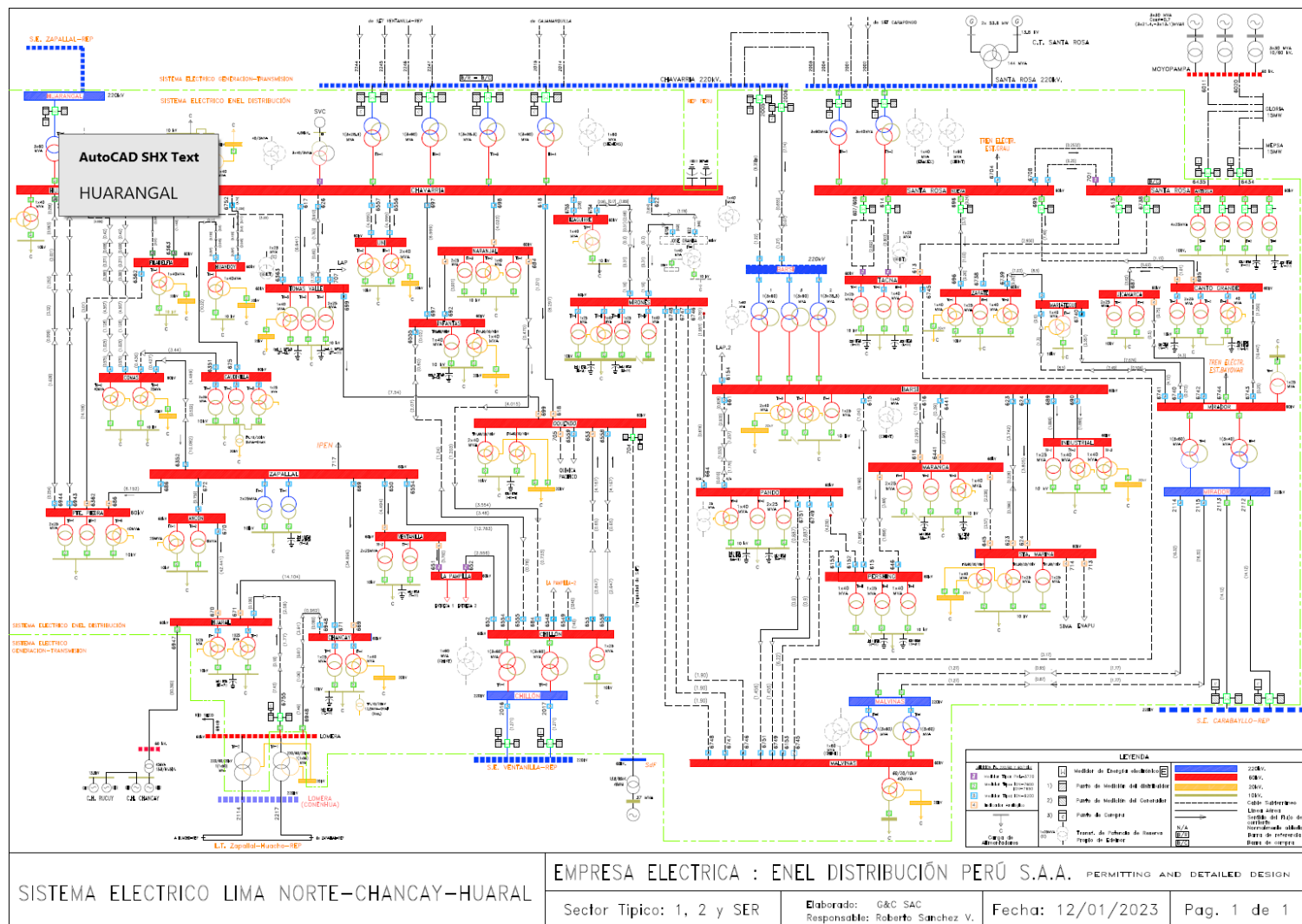
Anexo D

Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares

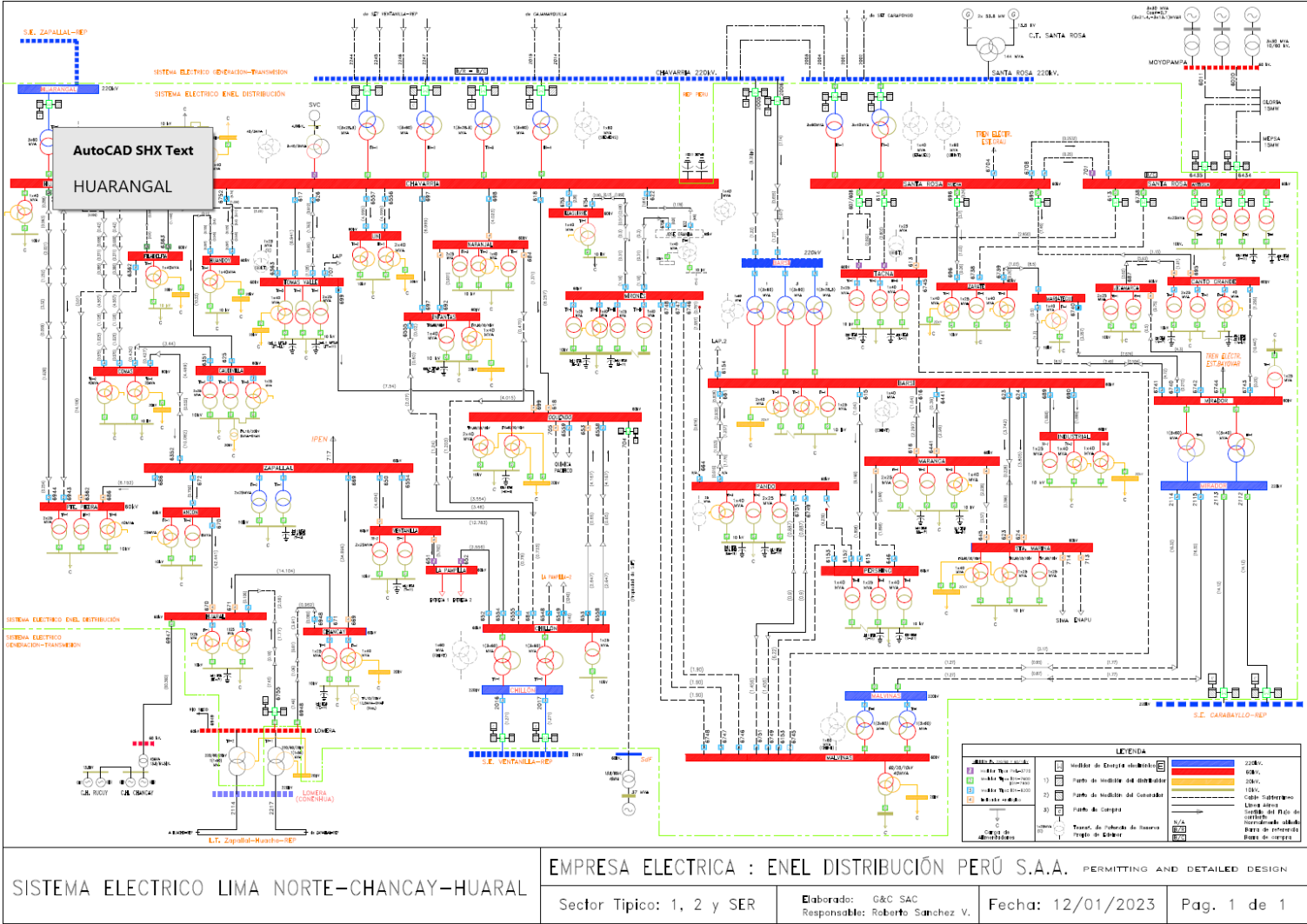
SISTEMA ELÉCTRICO HUACHO SUPE



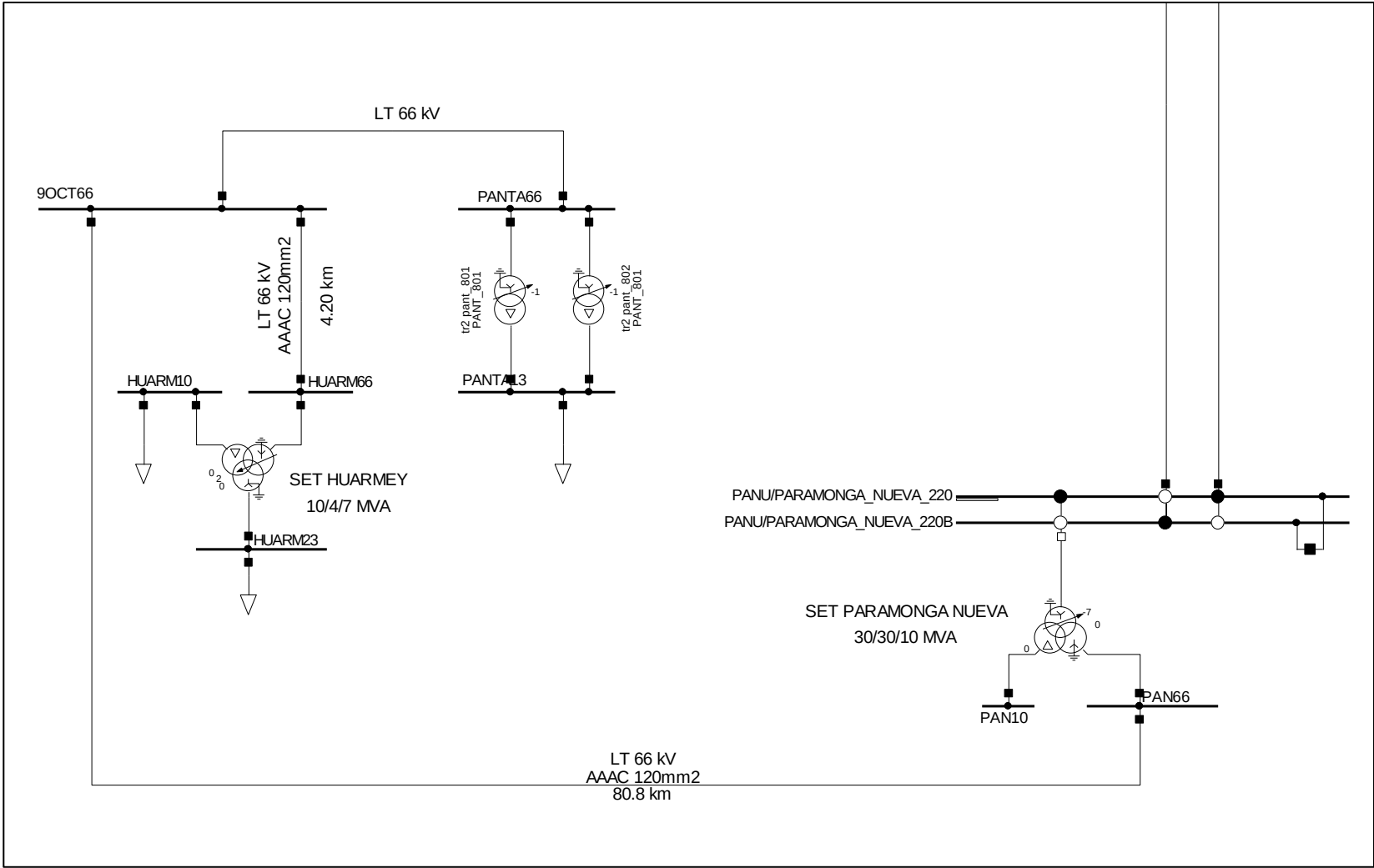
SISTEMA ELÉCTICO LIMA NORTE – CHANCAY – HUARAL



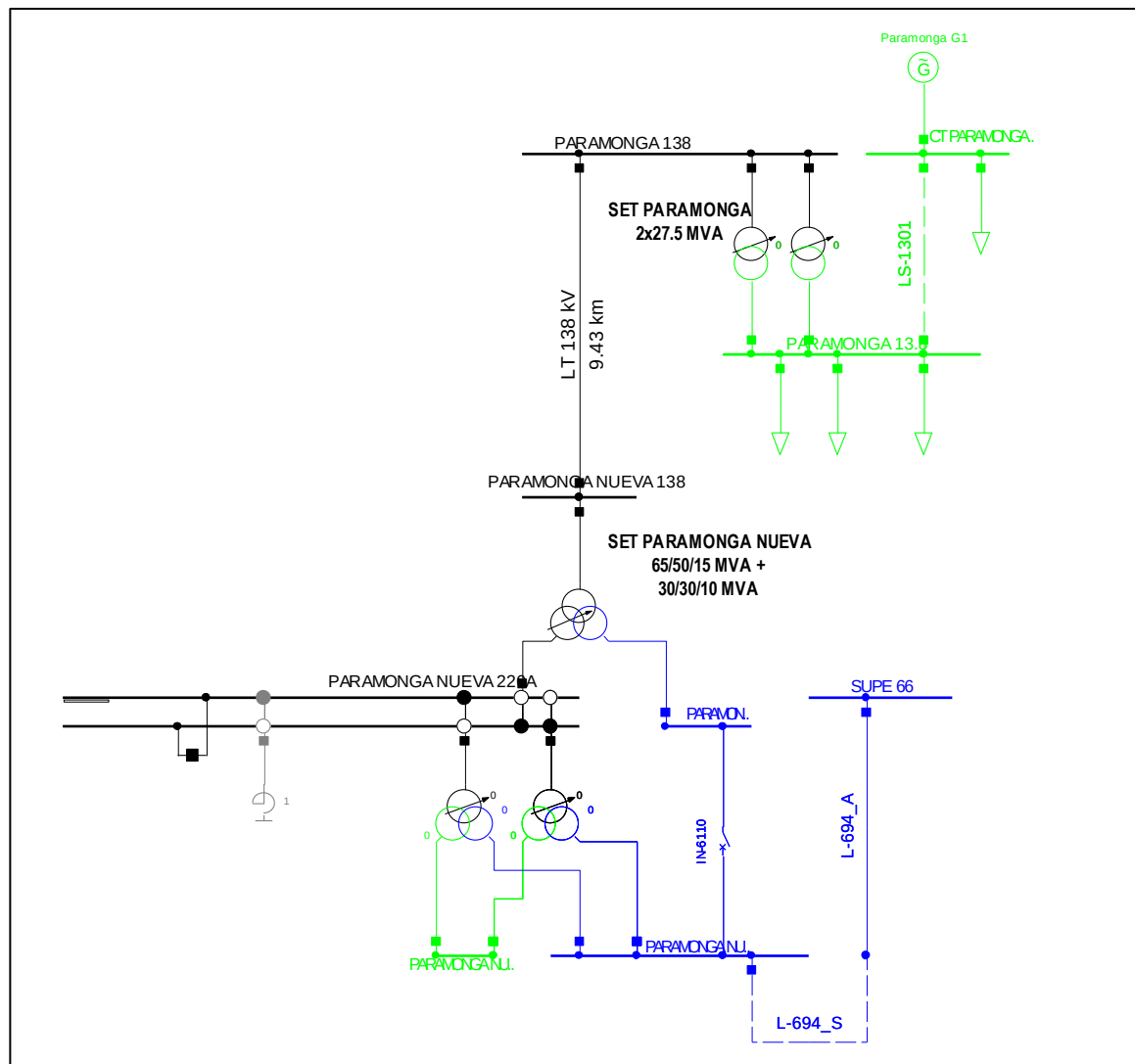
SISTEMA ELÉCTRICO ANDAHUASI



SISTEMA ELÉCTRICO HUARMEY

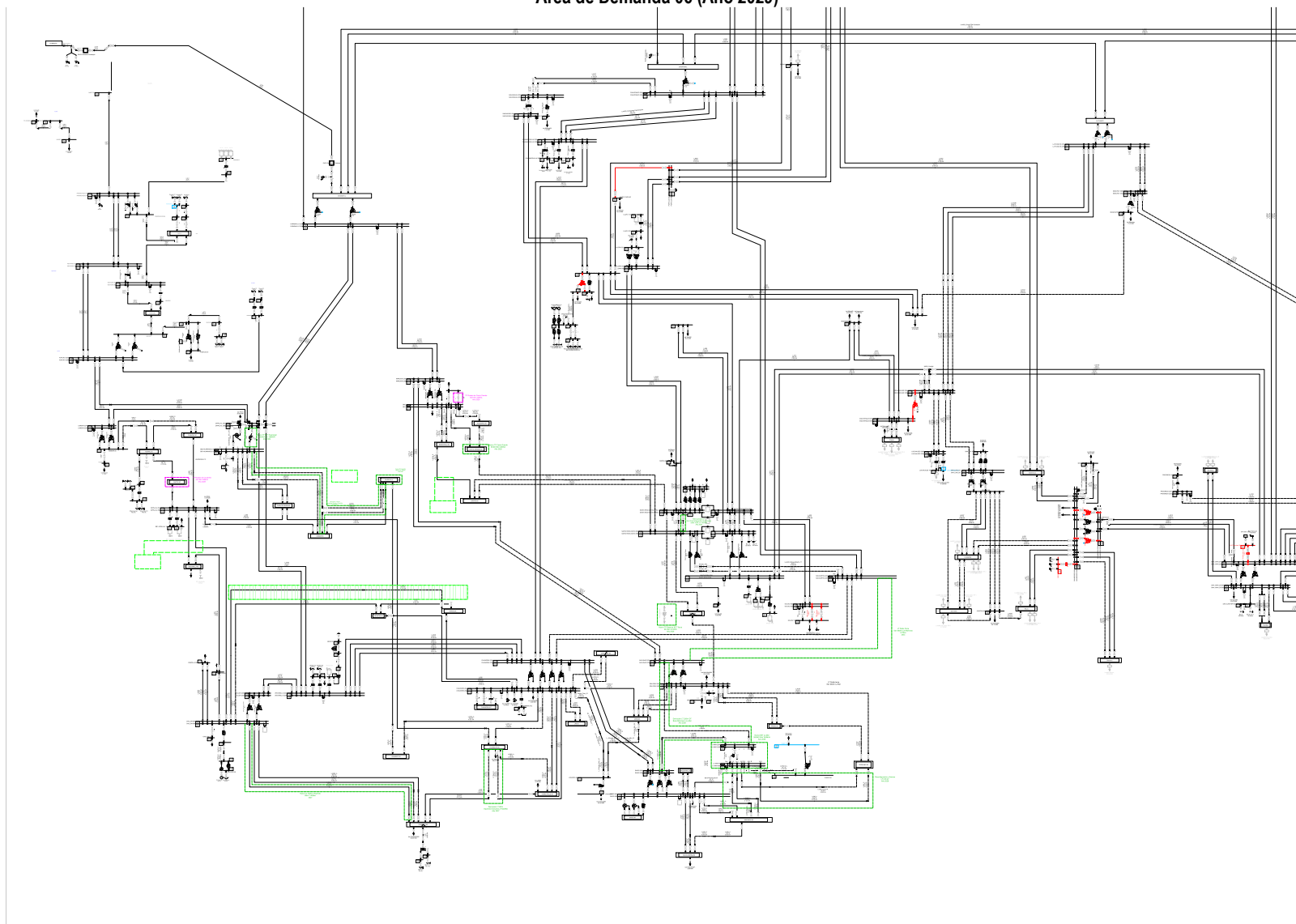


SISTEMA ELÉCTRICO PARAMONGA, PATIVILCA



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

Área de Demanda 06 (Año 2029)



Anexo F

Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por Osinergmin

PLAN NDE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Periodo 2025-2029 – Área de Demanda 06

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (*)
1	2026	ENEL	Transformador de reserva 25 MVA	SET Tacna	732 263
2	2026	ENEL	Transformador 40 MVA	SET Canto Grande	1 006 414
3	2028	ENEL	Transformador 40 MVA	SET Caudivilla	1 006 414
4	2026	ENEL	Rotación de Transformador (de SET Canto Grande a SET Mirador)	SET Mirador	0
5	2028	ENEL	Rotación de Transformador (de SET Caudivilla a SET Ancón)	SET Ancón	0
6	2028	ENEL	Nueva SET La Mar 180 MVA	SET La Mar	43 490 295
7	2028	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Barsi	SET Barsi	1 790 536
8	2028	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Chavarría	SET Chavarría	1 915 744
9	2025	ENEL	Estructuras de Transición para deriv. hacia SET José Granda	Línea	97 739
10	2027	ENEL	Derivación de Línea 60 kV Chavarría – Oquendo hacia SET Filadelfia	Línea	4 569 842
11	2029	ENEL	Banco de Transformadores 180 MVA	SET Huarangal	4 579 280
12	2026	ENEL	Refuerzo Línea Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva	Línea	183 276
13	2025	ENEL	Línea 60 kV Chillón - Oquendo	Línea	10 606 822
14	2025	ENEL	Derivación de Línea 60 kV Huarangal – Comas hacia SET Caudivilla	Línea	2 447 089
15	2028	ENEL	Celdas MT en SET's varias	Línea	798 423
16	2029	ADINELSA	Renovación de celdas en SET Andahuasi	SET Andahuasi	489 358

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

(**) 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 6

Programación de Bajas AD06				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
6	ENEL	2026	Transformador 60/10 kV – 25 MVA (disponible)	SET Tacna
6	ENEL	2028	Transformador 60/10 kV – 6 MVA	SET Ancón
6	ENEL	2026	Transformador 60/10 kV – 25 MVA	SET Mirador
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Barsi

[illegible]

Programación de Bajas AD06				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Chavarría
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Chavarría
6	ENEL	2026	Líneas 60 kV Tacna – Santa Rosa (L-607/L-608)	Línea
6	ENEL	2026	Polo de Reserva 220/60/10 – 80/3 MVA	SET Barsi
6	ENEL	2026	Polo de Reserva 220/60/10 – 80/3 MVA	SET Chavarría
6	ENEL	2026	Transformador – 25 MVA (disponible)	SET Chillón
6	ENEL	2026	Transformador – 25 MVA (disponible)	SET Mariátegui
6	ADINELSA	2029	Celda Transformador 60 kV	SET Andahuasi
6	ADINELSA	2029	Celda Transformador 22,9 kV	SET Andahuasi
6	ADINELSA	2029	Celda Alimentador 22,9 kV	SET Andahuasi
6	ADINELSA	2029	Celda Alimentador 22,9 kV	SET Andahuasi

Anexo G

Cuadros Comparativos

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 6**

Año	ENEL		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	8 255	-	8 297	-
2023	8 852	7,23%	8 484	2,25%
2024	9 288	4,93%	8 735	2,97%
2025	9 723	4,68%	8 954	2,51%
2026	10 059	3,45%	9 179	2,51%
2027	10 191	1,31%	9 403	2,44%
2028	10 278	0,86%	9 564	1,71%
2029	10 413	1,31%	9 722	1,65%
2030	10 524	1,06%	9 835	1,17%
2031	10 637	1,07%	9 951	1,17%
2032	10 752	1,08%	10 068	1,18%
2033	10 869	1,09%	10 188	1,19%
2034	10 988	1,10%	10 310	1,20%

Notas:

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

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029

**COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 06
(USD)**

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	7 064 754	4 877 391	12 548 254	77,6%	157,3%
2026	3 936 096	5 843 924	2 425 752	-38,4%	-58,5%
2027	45 202 237	42 453 729	4 569 843	-89,9%	-89,2%
2028	148 260 349	68 148 535	49 001 412	-66,9%	-28,1%
2029	54 764 044	11 110 837	5 068 638	-90,7%	-54,4%
TOTAL	259 277 480	132 434 417	73 613 899	-71,6%	-44,4%

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 – Osinergmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin 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 Osinergmin: www.gob.pe/osinergmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.