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

Periodo 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe, se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 6¹, para el periodo mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 6 comprende instalaciones de las empresas 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") (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que ENEL y ADINELSA presentaron sus Estudios Técnico Económicos (Propuestas) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 6, correspondiente al periodo 2025 - 2029.

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

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

¹ Área de Demanda 6 comprende el departamento Lima y la provincia de Huarney del departamento de Ancash. Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

En ese sentido, en los casos en los que las observaciones realizadas por Osinerghmin no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como subsanación de esas observaciones u opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no resultan consistentes o no han sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

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

- Se han incluido como nuevas cargas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 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, dentro del Plan de Inversiones 2025-2029, se aprueba la implementación de los siguientes proyectos:

- 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 – 40/40/40 MVA, por razones de demanda.
- Implementación de la nueva SET Sinchi Roca 60/20/10 kV – 40/40/40 MVA, derivación de la Línea de Transmisión 60 kV Huarangal – Comas, con tramos aéreo y subterráneo, 500mm² AAAC y 1200 mm² XLPE Cu, respectivamente. Este proyecto se requiere para evitar las sobrecargas en SET Caudivilla y SET Infantas. Esta nueva SET permite también descongestionar algunas líneas del SST y/o SCT.
- Implementación de la nueva SET Ciudad de Pachacútec 60/20/10 kV – 40/40/40 MVA, Derivación de la Línea de Transmisión 60 kV Chillón – Zapallal, con tramos aéreo y subterráneo, 500 mm² AAAC y 1200 mm² XLPE Cu, respectivamente. Este proyecto se requiere para evitar la sobrecarga en la SET Ventanilla.
- 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 la 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 la 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).
- Renovación de las Celdas 10 kV de la SET Pando, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología Metal Clad que incluye: dieciocho (18) Celdas 10 kV (2 celdas de

transformador, 2 celdas de medición, 1 celda de acoplamiento y 13 celdas de alimentador).

- Renovación de las Celdas 10 kV de las SET Maranga, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología Metal Clad que incluye: diecisiete (17) Celdas 10 kV (2 celdas de transformador, 2 celdas de medición, 1 celda de acoplamiento y 12 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.
- Cambio de posición de Transformadores en la SET Santa Marina: El nuevo Transformador 60/20/10 kV – 40 MVA de la posición 1 pasa a la posición 2 y el Transformador 60/20/10 kV – 25 MVA de la posición 2 pasa a la posición 1.
- Reconocimiento de una estructura de transición de doble terna para la Derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Mirones (SST) hacia la nueva SET José Granda.
- Reconocimiento de una estructura de transición de doble terna para la Derivación de la Línea 60 kV Barsi – Pershing (SST) hacia la nueva SET Cusco (antes Pueblo Libre).
- Implementación de 13 Celdas de Alimentador en diferentes SET's por razones de demanda.
- Implementación de barras en 20 kV en las SET's Mariategui, Industrial, Filadelfia y Supe, por razones de demanda y/o confiabilidad.
- 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, por antigüedad y deterioro, de Transformador disponible para reserva 60/10 kV en SET Tomás Valle de 25 MVA por un nuevo transformador en 60/10 kV - 25 MVA.
- Reubicación y soterramiento de tramos de las Líneas de Transmisión 60 kV Zapallal – Chancay (L-669) y Zapallal – Ancón (L-672), de 1,9 km aéreo y 0,78 km subterráneo, incluyendo 2 estructuras de transición doble terna, por razones de seguridad informado por la División de Supervisión de Electricidad (DSE).
- Soterramiento de 2 vanos de la Línea de Transmisión 66 kV Huacho (ENEL) – Huacho (REP) (L-685) con un total de 0,62 km, incluyendo 4 estructuras de transición simple terna, por razones de seguridad informado por la DSE.

- 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.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 6, para el periodo 2025-2029, se muestra a continuación:

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	94 468 394	25	615	206
ENEL	93 989 244	25	615	202
MAT				
Celda	7 278 288			6
Línea	12 771 468	3.85		1
Transformador	13 738 837		420	3
Banco				
AT				
Celda	17 662 606			26
Línea	27 521 694	21.17		24
Transformador	6 255 268		195	7
Banco				
MT				
Celda	8 761 083			135
Banco				
ADINELSA	479 151			4
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	241 534			1
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	237 617			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, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN	13
3. PROPUESTA INICIAL	18
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	18
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	19
3.2.1 Proyectos propuestos	19
3.2.2 Inversiones propuestas	21
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	23
5. PROPUESTA FINAL	27
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	27
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	28
5.2.1 Proyectos propuestos	28
5.2.2 Inversiones propuestas	30
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	32
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	32
6.1.1 Información Base	33
6.1.1.1 Ventas de energía.....	33
6.1.1.2 Variables explicativas	33
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	33
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	33
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	33
6.1.5 Proyección Global.....	35
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	36
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	40
6.2.1 Consideraciones	40
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	41
6.2.3 Análisis de Alternativas	50
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Norte	50
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huaral-Chancay, Huacho y Supe	71
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Andahuasi	72
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	72
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Periodo 2025-2029	72
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	73
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
8. ANEXOS.....	78
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN.....	79
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	138
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	155
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	169
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	175
ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN	177
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS	182
9. REFERENCIAS	184

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 Osinergmin.

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 periodo 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 periodo 2025-2029 (en adelante “ESTUDIO”) y las respuestas e información complementaria presentados para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

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 8º.**- 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 42º.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

³ **Artículo 43º.**- 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

⁴ **Artículo 44º.** - 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 139º.** -

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44º y 62º de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27º 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.

(...)

los SST y SCT (en adelante “NORMA TARIFAS”), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 080-2022-OS/CD (modificada con Resolución N° 145-2022-OS/CD) y actualizada con Resolución N° 012-2024-OS/CD (y su modificatoria, Resolución N° 037-2024-OS/CD).
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD.

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

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 Periodo 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 periodo 2025-2029”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinermin 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 Osinermin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinermin.

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinermin 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 Osinermin a sus estudios.

Publicación del Proyecto de Resolución

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

Segunda Audiencia Pública

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

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

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

Opiniones y Sugerencias

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

Por otra parte, mediante escritos del 4 y 30 de abril y 24 de mayo de 2024, ENEL Distribución Perú S.A.A. (ENEL) ha presentado información complementaria a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinerghmin.

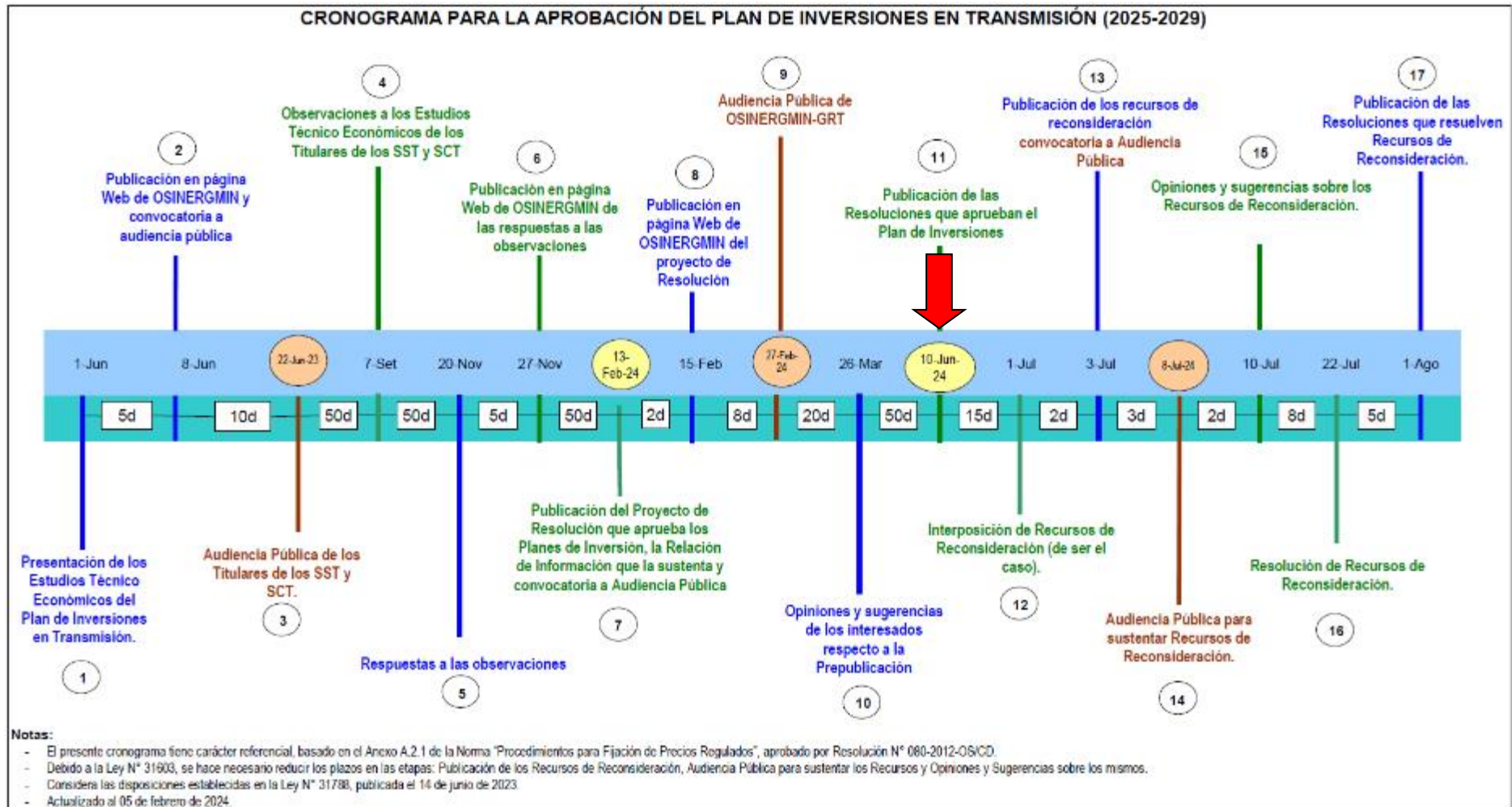
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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

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

En la Figura 1.1 se muestra la etapa del PROCEDIMIENTO en la que nos encontramos:

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 6 está delimitado por el departamento Lima y la provincia de Huarmey del departamento de Ancash.

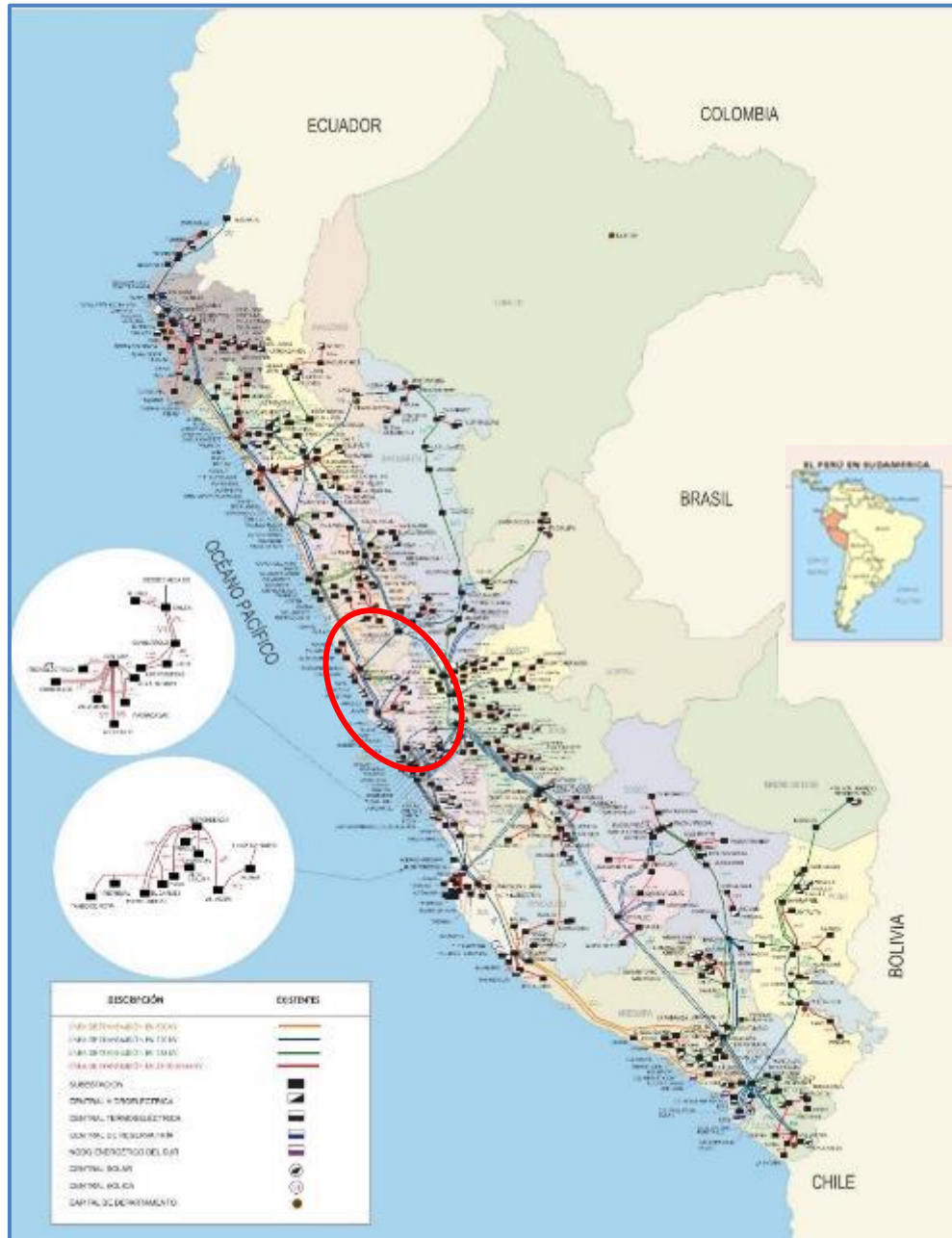
En el Área de Demanda 6, se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: ENEL Distribución Perú S.A.A. (en adelante ENEL), Statkraft Perú S.A. (en adelante STATKRAFT), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante REP), Empresa de Administración 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
- Huarmey
- 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

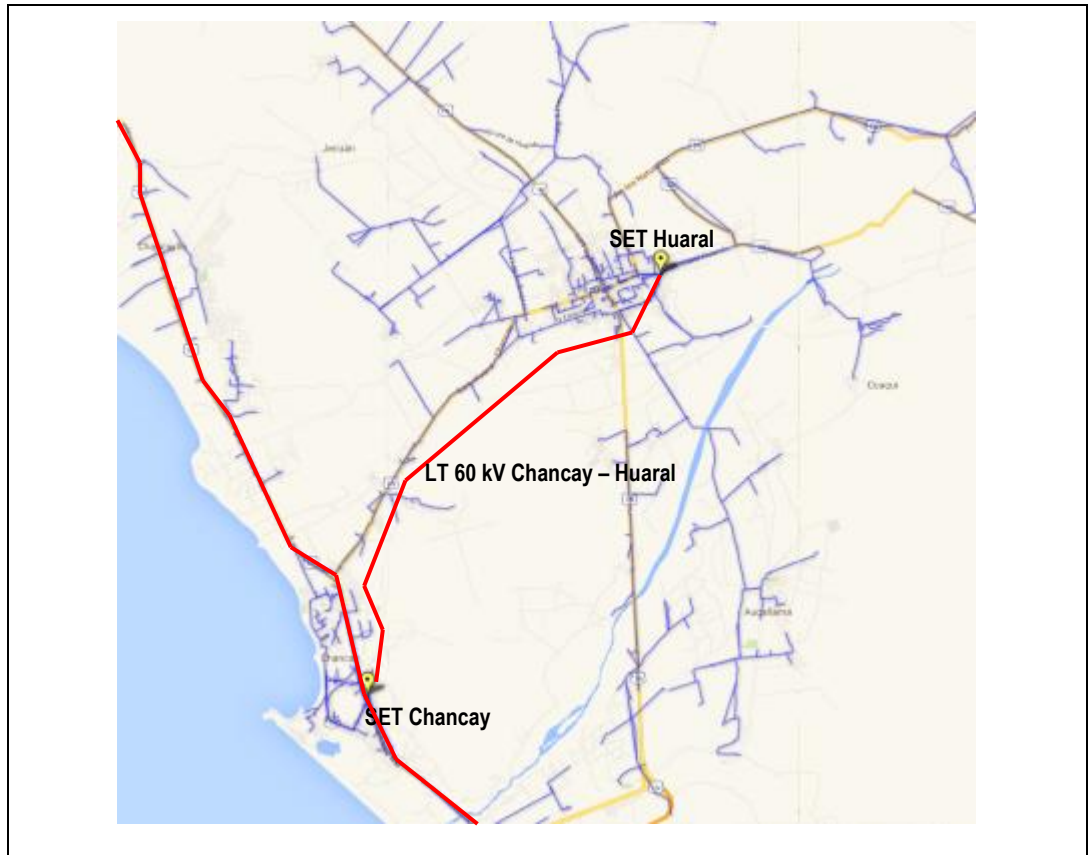


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

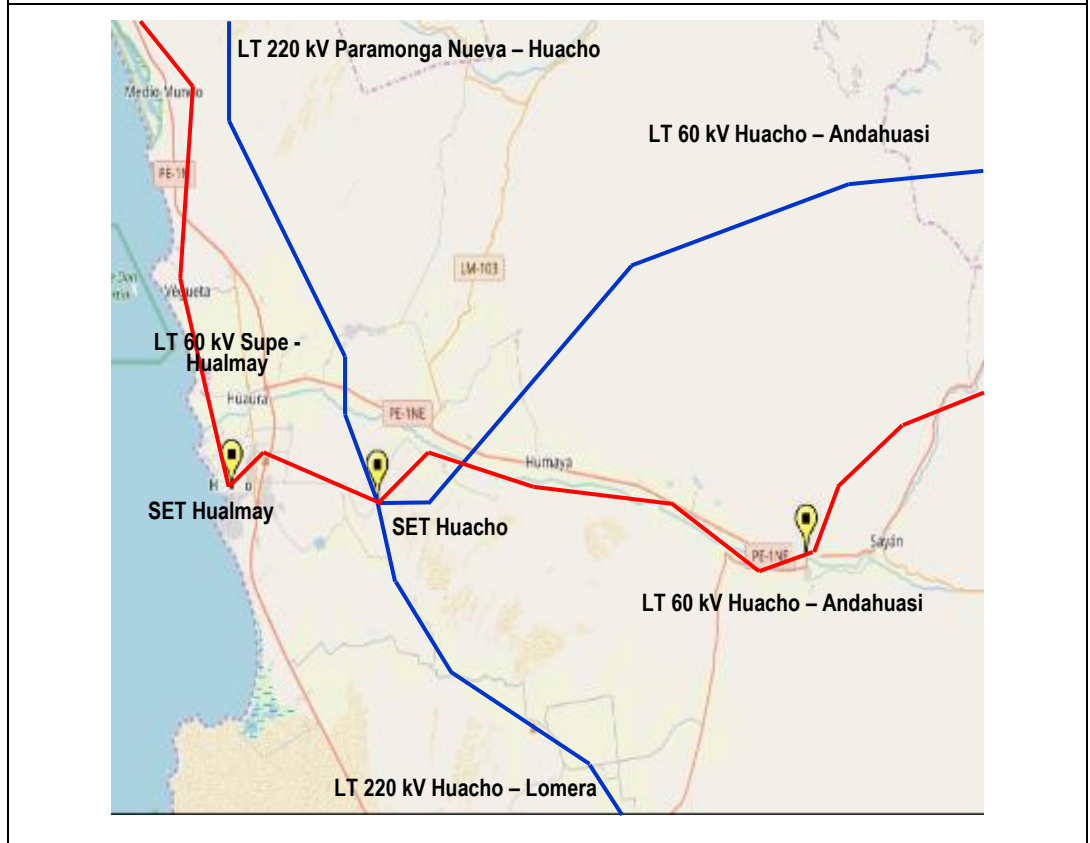
Asimismo, en el Gráfico 2.2, se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones existente del sistema de transmisión del Área de Demanda 6.

Figura 2.2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 6





Sistemas: Huaral – Chancay



Sistema: Huacho, Andahuasi, Supe



Sistema: Huarmey

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.

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, se ha 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 periodo 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 tomó 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 periodo

de proyección. Por 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, la demanda proyectada del Área de Demanda 6 congrega en forma conjunta las proyecciones de la demanda de Usuarios Libres y 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 Eléctrico (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 periodo 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 Ciudad de Pachacútec con Transformador de Potencia 60/20/10 kV – 40 MVA y la derivación de la Línea 60 kV Zapallal-Chillón hacia la SET Ciudad de 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 periodo 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
Línea	71 874 579	35,32		16

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
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, pueden 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 permiten 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 (“Área de Demanda 6”), 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 Área de Demanda 6 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 Osinerghmin 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 Osinerghmin a su propuesta inicial del PI 2025-2029 referida al Área de Demanda 6; 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 Osinerghmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita expresar sus comentarios respecto de los temas observados. – [Ver Referencia 3].

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 proyección de la demanda de ENEL de la PROPUESTA FINAL 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, en la proyección de la demanda de ADINELSA se 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.

En el cuadro referido, se aprecia 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 Eléctrico (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 periodo 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 Trasmisión 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 Trasmisión 220 kV Barsi - Malvinas hacia la SET La Mar subterránea de 4,0 km y Línea de Trasmisión 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 Ciudad de 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 Ciudad de 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 Osinermin 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.
- Es importante señalar que, las inversiones que no formaron parte de las PROPUESTAS INICIALES de las empresas, son consideradas propuestas extemporáneas, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT y según se indica en el Informe Técnico N° 087-2024-GRT.

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, periodo 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

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
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				
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 Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por ENEL, HIDRANDINA y ADINELSA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN. que con respecto al Área de Demanda 6 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que las observaciones realizadas por Osinerghmin no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como subsanación de esas observaciones u opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no resultan consistentes o no han sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el Sistema Eléctrico a Remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin 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 evidenciado inconsistencias y/o falta de sustento, entre las cuales se destaca:

- 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.

Es del caso resaltar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo.

A continuación, se resume el proceso de la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 6, a nivel de barras, de cada subestación y por sistema eléctrico. En el Anexo B del presente informe se desarrolla la metodología.

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 Osinergmin 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 Osinergmin 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.

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).

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 ni sustenten un incremento de carga a partir del año 2023, se considerará el valor del consumo histórico del año 2022 – según la información de la Base de Datos del SICLI – como constante hasta el último año de proyección.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

De tratarse de nuevas demandas en bloque, 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 descritos en el ítem B.3.2.2 del 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 aprobadas por Osinerghmin para 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.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ENEL presentó opiniones sobre 112 cargas propuestas en su PROPUESTA FINAL, además, presentó 37 cargas nuevas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, en esta etapa se adicionan 58 cargas como demanda incorporada. Finalmente, en la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ADINELSA no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Por tanto, en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 y conforme al sustento presentado por los TITULARES, se ha aprobado 136 cargas nuevas porque cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro 6.1 se muestra la relación de cargas nuevas consideradas en la proyección de la demanda del Área de Demanda 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
ANCON	ANCON10	10	-	-	-	0,4	0,7	1,1	1,4	1,4
BARSI	BARSI10	10	-	-	-	0,3	0,7	1,0	1,3	1,3
CANTO GRANDE	CANTO10 / 10A	10	-	0,2	0,5	1,7	3,0	4,0	5,0	5,2
CAUDIVILLA	CAUDI10A / 10B	10	-	0,9	1,9	2,8	4,1	5,9	6,4	6,7
CAUDIVILLA	CAUDI20	20	-	-	0,9	1,7	2,6	3,4	3,4	3,4
CHAVARRÍA	CHAVA10	10	-	0,1	0,3	1,4	2,6	3,7	4,7	5,7
CHAVARRÍA	CHAVA20	20	-	-	-	1,3	2,5	3,8	5,0	5,0
COMAS	COMAS10	10	-	0,3	0,7	1,5	2,7	4,0	4,9	5,5
COMAS	COMAS20	20	-	0,1	3,5	4,5	5,2	6,2	6,2	6,2
FILADELFIA	FILAD20	20	-	2,7	6,3	11,4	15,9	21,0	21,8	21,8
HUARANGAL	HUARAN10	10	-	0,3	0,5	1,5	2,5	3,3	4,0	4,0
INDUSTRIAL	INDUS10	10	-	-	-	0,4	1,1	1,9	2,6	3,0
INDUSTRIAL	INDUS20	20	-	0,7	1,4	2,1	2,8	3,5	3,5	3,5
INFANTAS	INFAN10	10	-	-	0,3	0,5	1,0	1,4	1,8	2,0
IZAGUIRRE	IZAGUIR10	10	-	-	-	0,6	1,1	1,7	2,2	2,2

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
JICAMARCA	JICA10 / 10A	10	-	-	0,5	2,2	3,4	4,2	5,1	5,1
MALVINAS	MALVI10	10	-	0,6	1,6	2,4	3,9	4,4	4,9	5,3
MALVINAS	MALVI20	20	-	-	-	-	0,6	1,3	1,9	2,5
MARANGA	MARAN10	10	-	-	-	0,3	0,5	0,8	1,0	1,0
MIRONES	MIRON10A	10	-	-	0,1	0,6	1,2	1,6	1,8	1,8
NARANJAL	NARA10A / 10B	10	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0
OQUENDO	OQUEN10A	10	-	-	1,6	3,8	4,6	5,4	6,2	6,2
OQUENDO	OQUEN20	20	-	2,1	4,4	7,4	9,7	10,9	11,1	11,1
PANDO	PANDO10A / 10B	10	-	0,6	1,4	4,3	4,9	5,5	5,5	6,5
PANDO	PANDO20	20	-	-	-	1,0	2,0	3,0	4,0	4,0
PERSHING	PERSH10A	10	-	-	-	-	0,6	1,2	1,7	2,3
PUENTE PIEDRA	PIED10 / 10B	10	-	0,4	1,2	2,0	2,5	3,0	3,2	3,2
SANTA MARINA	SMARI10	10	-	0,3	0,6	1,2	1,9	2,6	3,1	3,5
SANTA MARINA	SMARI20A	20	-	-	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
SANTA ROSA	SROS10B	10	-	0,3	0,6	1,7	2,8	4,2	5,2	5,2
TACNA	TACN10	10	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,9	0,9
TOMÁS VALLE	TVALLE10 / 10A	10	-	0,1	0,8	2,3	3,4	4,6	5,6	5,6
TOMÁS 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
UNI	UNI20	20	-	-	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	0,8
VENTANILLA	VENTA10 / 10A	10	-	1,3	5,1	8,1	11,3	14,4	15,5	15,5
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	6,7	10,9	13,9	15,7	17,2
HUARAL	HUARL10	10	-	-	0,1	0,2	0,4	0,6	0,6	0,6
CHANCAY	CHAN10	10	-	-	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0
CHANCAY	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	BARS160	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

La evaluación de cada solicitud de demanda nueva, aprobada o no, por Osinergmin para la proyección de la demanda, se encuentra en el archivo MS Excel del Formato 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	8 750,40	9 423,06
2025	-	680,37	9 046,16	9 726,53
2026	-	990,95	9 358,82	10 349,77
2027	-	1 411,36	9 661,76	11 073,12
2028	-	1 411,36	9 894,11	11 305,47
2029	-	1 411,36	10 076,14	11 487,50
2030	-	1 435,26	10 189,65	11 624,91
2031	-	1 435,26	10 305,17	11 740,43
2032	-	1 435,26	10 422,75	11 858,01
2033	-	1 435,26	10 542,42	11 977,68
2034	-	1 435,26	10 664,21	12 099,47

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de Osinergmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 2,5%.
- (3) El Área de Demanda 6 no cuenta con clientes en MAT.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico (en MW) 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.

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

Finalmente, considerando 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 por Subestación y nivel de tensión.

Cuadro 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
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	10,3	10,7	11,2	11,7	11,9	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9
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

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BARSI	10	21,0	21,3	21,7	22,2	22,7	23,3	23,9	24,3	24,5	24,8	25,0	25,3	25,6
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	27,9	29,0	30,1	31,2	31,9	32,4	32,8	33,3	33,8	34,3
CTO GRANDE	10	18,4	19,0	19,6	20,4	21,2	22,0	22,7	23,2	23,6	23,9	24,3	24,7	25,1
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	16,0	17,1	17,8	18,3	18,5	18,8	19,1	19,4	19,7
CAUDIVILLA	20	0,0	0,0	0,6	1,3	1,9	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
CHAVARRIA	10	14,7	15,0	15,3	16,3	17,3	18,3	19,2	20,1	20,3	20,4	20,6	20,7	20,9
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	1,3	2,4	3,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
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	13,4	14,5	15,5	16,3	17,0	17,2	17,4	17,6	17,7	17,9
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	2,5	5,2	8,7	11,8	15,3	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
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
HUARANGAL	10	11,7	12,1	12,5	13,5	14,5	15,3	16,1	16,3	16,5	16,7	17,0	17,2	17,4
INDUSTRIAL	10	6,7	6,7	6,8	7,1	7,4	7,7	8,0	8,1	8,1	8,1	8,2	8,2	8,3
INDUSTRIAL	10	15,9	16,0	16,1	16,2	16,6	17,0	17,3	17,7	17,8	17,9	18,0	18,1	18,2
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	18,1	18,9	19,7	20,5	20,9	21,3	21,6	21,9	22,2	22,6
INFANTAS	10	20,1	20,6	21,2	21,7	22,5	23,2	24,0	24,6	25,0	25,4	25,8	26,2	26,6
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	14,2	15,4	16,4	17,1	17,8	18,2	18,5	18,7	19,0	19,3	19,6
JICAMARCA	10	14,5	14,8	15,2	15,7	16,3	16,8	17,4	17,8	18,1	18,4	18,7	19,0	19,4
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	18,1	19,5	20,2	20,9	21,6	21,8	22,1	22,4	22,7	23,0
MALVINAS	20	6,1	6,1	6,1	6,1	6,4	6,7	7,1	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
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	15,1	15,4	15,8	16,1	16,4	16,6	16,8	17,0	17,2	17,4
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	17,7	18,2	18,5	18,7	18,9	19,0	19,2	19,3	19,5	19,6
MIRONES	10	16,1	16,2	16,3	16,5	16,7	16,8	17,0	17,1	17,2	17,3	17,4	17,5	17,5
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

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
OQUENDO	10	14,1	14,2	14,4	14,5	14,6	14,7	14,9	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4	15,5
OQUENDO	10	23,2	23,7	24,8	26,3	27,2	28,2	29,2	29,7	30,1	30,5	30,9	31,3	31,7
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	18,7	19,2	20,9	21,3	21,8	22,2	23,2	23,6	23,9	24,2	24,6	24,9
PANDO	20	0,0	0,0	0,0	0,6	1,1	1,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
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	20,5	21,4	22,2	23,1	23,4	23,8	24,1	24,5	24,8
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	17,8	18,6	19,4	20,0	20,5	20,7	20,9	21,2	21,4	21,7
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	19,9	20,4	21,1	21,7	22,1	22,4	22,7	23,0	23,3	23,6
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	15,4	15,9	16,4	17,0	17,3	17,6	17,8	18,1	18,3	18,6
TACNA	10	13,6	13,9	14,2	14,6	15,1	15,6	16,1	16,4	16,6	16,9	17,1	17,4	17,7
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
TOMÁS VALLE	10	16,7	17,0	17,8	18,9	19,7	20,5	21,3	21,6	21,9	22,1	22,4	22,7	22,9
TOMÁS 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
TOMÁS VALLE	10	27,0	27,7	28,3	29,0	29,8	30,6	31,4	32,1	32,7	33,2	33,8	34,3	34,9
TOMÁS 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	2,2	2,3	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
VENTANILLA	10	17,4	18,1	19,6	21,2	22,4	23,6	24,5	25,0	25,3	25,6	25,9	26,3	26,6
VENTANILLA	10	7,9	8,5	10,0	10,7	12,0	13,4	13,8	14,0	14,2	14,4	14,5	14,7	14,9
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	20,5	20,9	21,2	21,6	21,8	22,0	22,2	22,3	22,5	22,7
ZARATE	10	22,6	23,8	25,4	27,2	30,2	32,5	34,1	35,7	36,1	36,5	36,9	37,3	37,7
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

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
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
TOMÁS 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	1 506,2	1 556,5	1 651,5	1 812,7	1 853,1	1 885,4	1 908,8	1 929,9	1 951,3	1 973,2	1 995,4

Fuente: Formato F-121 de Osinerghmin.

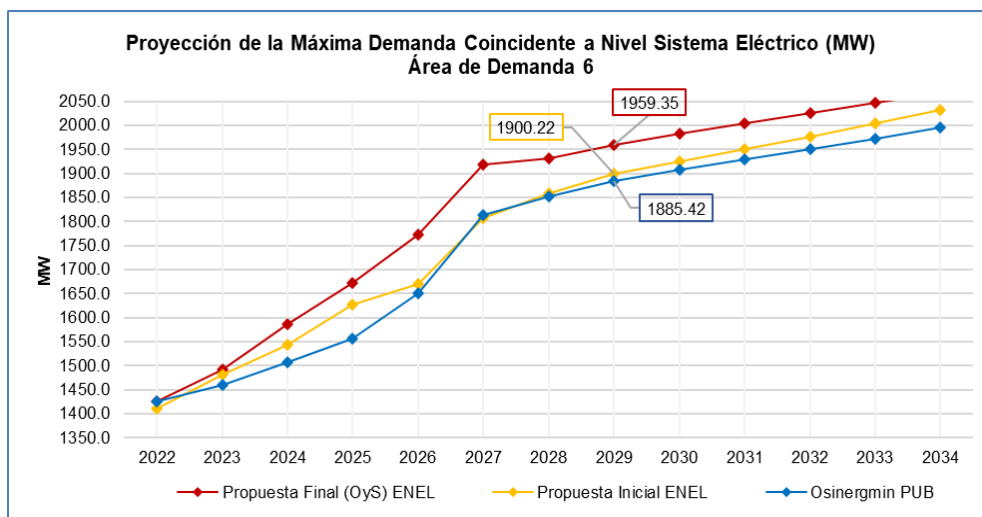
El Cuadro 6.4 y Gráfico 6.1 presentan la comparación de las proyecciones según Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENEL.

Cuadro 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema eléctrico (MW)

Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL de ENEL	PROPUESTA INICIAL de ENEL
2022	1 426,68	1 426,68	1 410,94
2023	1 459,66	1 492,39	1 481,42
2024	1 506,17	1 586,90	1 542,70
2025	1 556,48	1 672,32	1 626,43
2026	1 651,46	1 772,51	1 670,52
2027	1 812,67	1 919,37	1 806,77
2028	1 853,09	1 930,89	1 858,58
2029	1 885,42	1 959,35	1 900,22
2030	1 908,80	1 982,73	1 925,37
2031	1 929,88	2 003,81	1 951,07
2032	1 951,34	2 025,26	1 977,35
2033	1 973,17	2 047,10	2 004,20
2034	1 995,40	2 069,33	2 031,64
TC	2,84%	3,15%	3,08%

Fuente: Formato F-121

Gráfico 6.1



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinerghmin 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

Osinerghmin 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 experimentan 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	1,08
Caudivilla	CAUDI60	CAUDI10	25	1,13
Infantas	INFAN60	INFAN10A	40	1,04
Ventanilla	VENTA60	VENTA10A	40	1,04

Fuente: Formatos F-202 de Osinerghmin

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	1,13	0,36	0,77

Fuente: Formatos F-202 de Osinerghmin

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 puede necesitar de mayor capacidad, en consecuencia, se ha considerado alternativas de solución en las SET's indicadas en los cuadros.

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	70.7%
BARSÍ	TR1	159%
	TR2	68%
	TR3	87%
CHAVARRIA	TR1	83%
	TR2	86%
	TR3	70%
	TR4	66%
CHILLON	TR1	73%
	TR2	83%

Subestación	Transformador	Cargabilidad Año 2029
HUARANGAL	TR1	102.4%
LOMERA	TR1	48%
	TR2	48%
MALVINAS	TR1	83%
	TR2	83%
MEDIOMUNDO	TR1	44%
MIRADOR	TR1	48%
	TR2	48%
SANTAROSA	TR2	48%

Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinergrmin

Conforme se observa en el cuadro anterior, para los transformadores de MAT, existe una cargabilidad del 159% 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 102,4%.

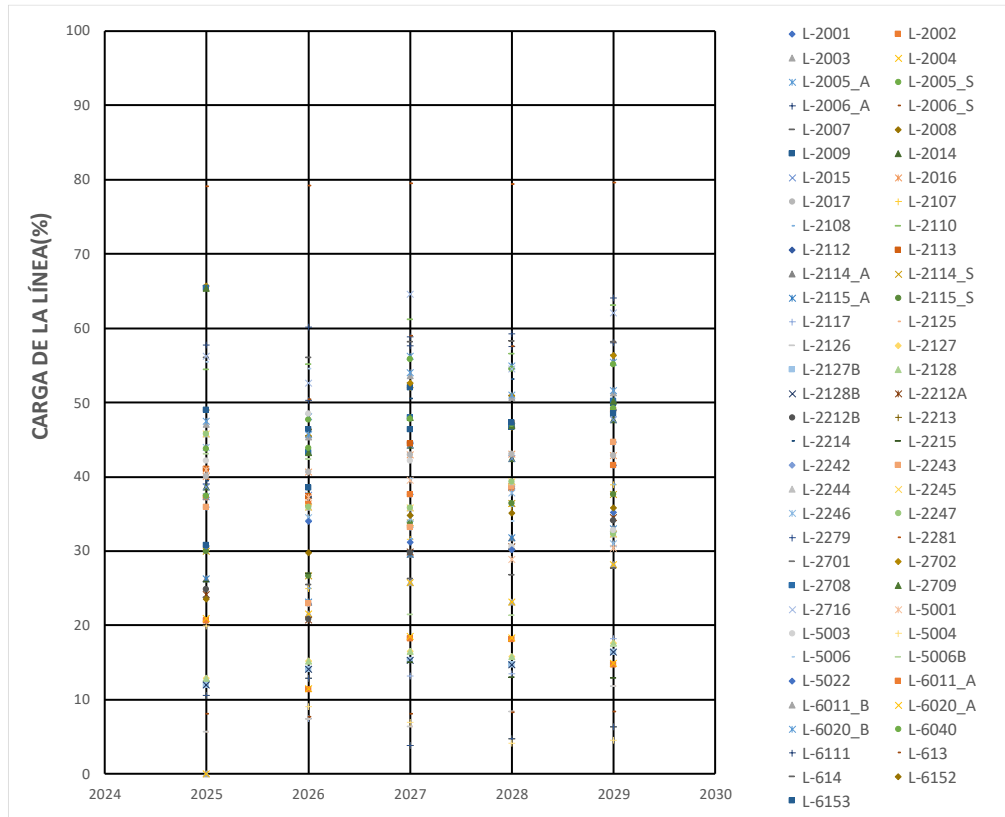
b) Sobrecarga en líneas de transmisión y perfiles de tensión

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.

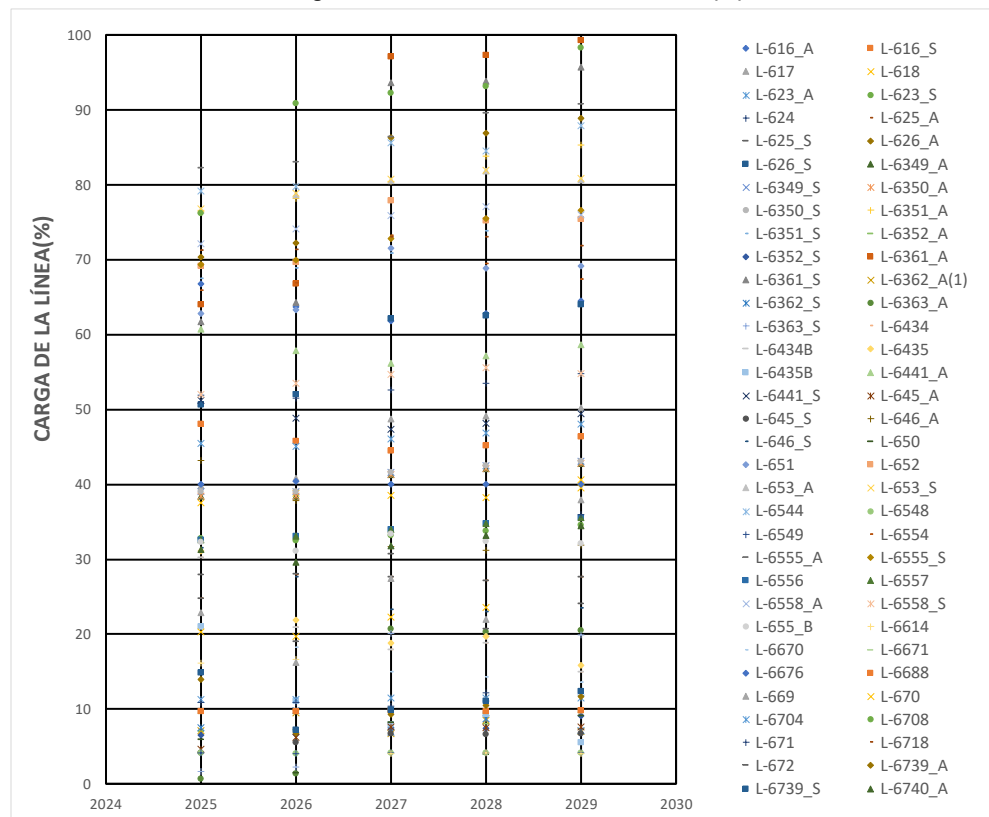
Respecto a las líneas de transmisión, en el periodo 2025-2029, se observa que la mayoría de las líneas están por debajo de una cargabilidad del 80% al año 2029, sin embargo, las líneas L-626_A (Chavarría-Tomás Valle), L-6351_A (Comas-Caudivilla); L-6361_A (Chavarría-Filadelfia); L-653_A (Chilón-Oquendo), L-6555_A (Chillón-Infantas) y L-6708 (Santa Rosa Nueva-Santa Rosa Antigua) presentan sobrecargas encima del 80% conforme se muestra en los Gráficos 6.2, 6.3 y 6.4.

Gráfico 6.2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



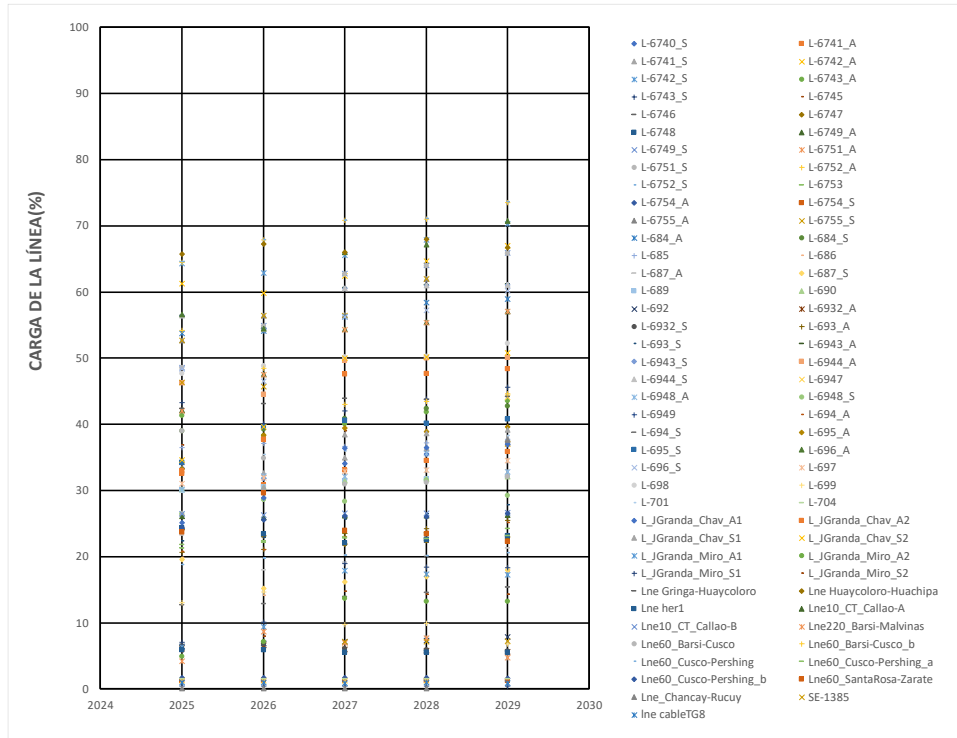
Fuente: Simulaciones de flujos de potencia de Osinerghmin, software DlgSILENT.

Gráfico 6.3
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



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

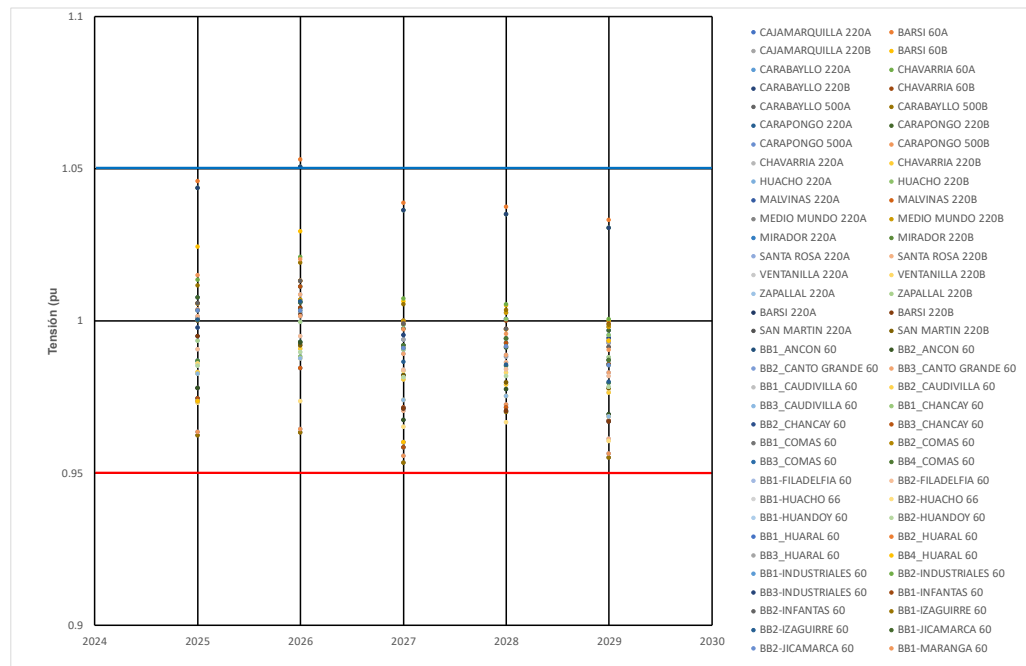
Gráfico 6.4
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



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

Respecto a los perfiles de tensión, no se presentan mayores inconvenientes en el periodo 2025-2029, conforme se muestra en los Gráficos 6.5. y 6.6.

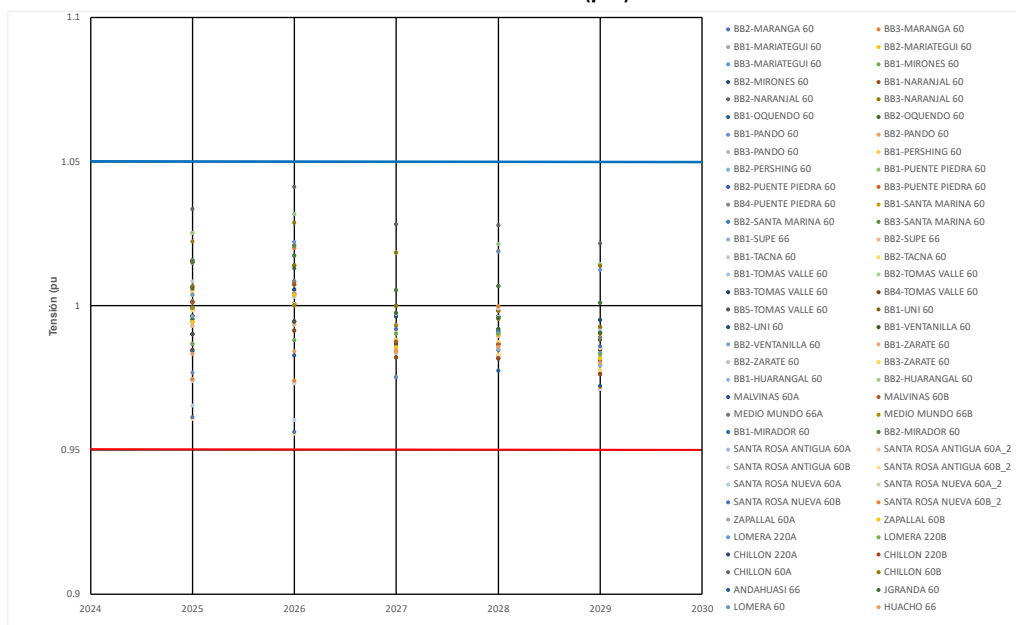
Gráfico 6.5
Perfil de tensiones (p.u.)



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.).

Gráfico 6.6
Perfil de tensiones (p.u)



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

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 6.8 y el Gráfico 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 evaluadas, que se mantienen en niveles adecuados.

Cuadro 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	23.76	23.71	23.69
2	BARSI 60A	13.45	13.38	17.37
3	CAJAMARQUILLA 220B	23.76	23.71	23.69
4	BARSI 60B	22.56	23.42	23.88
5	CARABAYLLO 220A	24.55	24.45	24.38
6	CHAVARRIA 60A	23.72	23.76	23.59
7	CARABAYLLO 220B	24.55	24.45	24.38
8	CHAVARRIA 60B	26.06	26.75	27.18
9	CARABAYLLO 500A	15.75	15.75	15.74
10	CARABAYLLO 500B	15.75	15.75	15.74
11	CARAPONGO 220A	25.87	25.82	25.79
12	CARAPONGO 500B	15.78	15.78	15.77
13	CHAVARRIA 220B	25.01	24.89	24.83
14	HUACHO 220A	8.57	8.56	8.56
15	HUACHO 220B	8.57	8.56	8.56
16	MALVINAS 220A	17.98	16.28	15.61

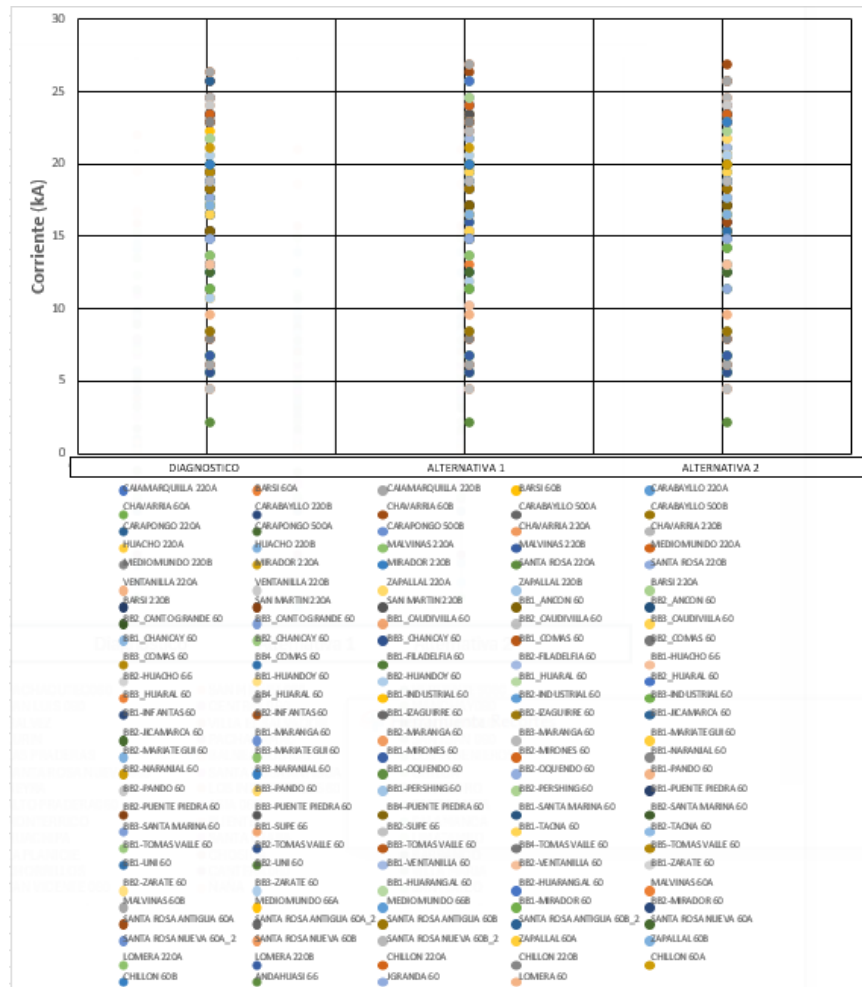
N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
17	MALVINAS 220B	17.98	16.28	15.61
18	MEDIO MUNDO 220A	7.82	7.82	7.81
19	MEDIO MUNDO 220B	7.82	7.82	7.81
20	MIRADOR 220A	18.81	18.32	18.10
21	MIRADOR 220B	18.81	18.32	18.10
22	SANTA ROSA 220A	11.28	11.28	11.28
23	SANTA ROSA 220B	11.28	11.28	11.28
24	VENTANILLA 220A	24.40	24.36	24.34
25	VENTANILLA 220B	24.40	24.36	24.34
26	ZAPALLAL 220A	23.40	23.41	23.39
27	ZAPALLAL 220B	23.40	23.41	23.39
28	BARSI 220A	19.78	19.34	19.15
29	BARSI 220B	19.78	19.34	19.15
30	SAN MARTIN 220A	23.70	23.61	23.56
31	SAN MARTIN 220B	23.70	23.61	23.56
32	BB1_ANCON 60	6.05	6.04	6.02
33	BB2_ANCON 60	6.05	6.04	6.02
34	BB2_CANTO GRANDE 60	14.90	14.89	14.88
35	BB3_CANTO GRANDE 60	14.90	14.89	14.88
36	CAJAMARQUILLA 220A	10.75	15.33	12.54
37	BB3_CANTO GRANDE 60	10.75	15.33	12.54
38	BB1_CAUDIVILLA 60	10.75	15.33	12.54
39	BB2_CAUDIVILLA 60	5.88	5.88	5.87
40	BB3_CAUDIVILLA 60	5.88	5.88	5.87
41	BB1_CHANCAY 60	5.88	5.88	5.87
42	BB2_CHANCAY 60	13.56	15.18	15.74
43	BB3_CHANCAY 60	13.56	15.18	15.74
44	BB1_COMAS 60	13.56	15.18	15.74
45	BB2_COMAS 60	13.56	15.18	15.74
46	BB3_COMAS 60	17.43	21.95	21.45
47	BB4_COMAS 60	17.43	21.95	21.45
48	BB1-FILADELFIA 60	4.50	4.50	4.50
49	BB2-FILADELFIA 60	4.50	4.50	4.50
50	BB1-HUACHO 66	11.22	12.12	20.80
51	BB2-HUACHO 66	11.22	12.12	20.80
52	BB1-HUANDOY 60	6.61	6.61	6.60
53	BB2-HUANDOY 60	6.61	6.61	6.60
54	BB1_HUARAL 60	6.61	6.61	6.60
55	BB2_HUARAL 60	6.61	6.61	6.60
56	BB3_HUARAL 60	11.80	11.75	14.69
57	BB4_HUARAL 60	11.80	11.75	14.69
58	BB1-INDUSTRIAL 60	11.80	11.75	14.69

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
59	BB2-INDUSTRIAL 60	16.55	16.57	16.33
60	BB3-INDUSTRIAL 60	16.55	16.57	16.33
61	BB1-INFANTAS 60	17.13	17.16	17.07
62	BB2-INFANTAS 60	8.62	8.67	8.57
63	BB1-IZAGUIRRE 60	12.82	12.79	12.77
64	BB2-IZAGUIRRE 60	12.82	12.79	12.77
65	BB1-JICAMARCA 60	19.57	22.68	17.86
66	BB2-JICAMARCA 60	19.57	22.68	17.86
67	BB1-MARANGA 60	19.57	22.68	17.86
68	BB2-MARANGA 60	13.69	13.67	13.47
69	BB3-MARANGA 60	13.69	13.67	13.47
70	BB1-MARIATEGUI 60	13.69	13.67	13.47
71	BB2-MARIATEGUI 60	23.86	24.27	23.53
72	BB3-MARIATEGUI 60	23.86	24.27	23.53
73	BB1-MIRONES 60	17.17	17.20	16.98
74	BB2-MIRONES 60	17.17	17.20	16.98
75	BB1-NARANJAL 60	17.17	17.20	16.98
76	BB2-NARANJAL 60	17.87	19.50	19.34
77	BB3-NARANJAL 60	17.87	19.50	19.34
78	BB1-OQUENDO 60	22.17	23.10	22.09
79	BB2-OQUENDO 60	22.17	23.10	22.09
80	BB1-PANDO 60	22.17	23.10	22.09
81	BB2-PANDO 60	21.98	24.55	22.48
82	BB3-PANDO 60	21.98	24.55	22.48
83	BB1-PERSHING 60	15.66	17.56	17.33
84	BB2-PERSHING 60	15.66	17.56	17.33
85	BB1-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.56	17.33
86	BB2-PUENTE PIEDRA 60	15.66	17.56	17.33
87	BB3-PUENTE PIEDRA 60	16.95	18.41	18.97
88	BB4-PUENTE PIEDRA 60	16.95	18.41	18.97
89	BB1-SANTA MARINA 60	16.95	18.41	18.97
90	BB2-SANTA MARINA 60	4.48	4.48	4.48
91	BB3-SANTA MARINA 60	4.48	4.48	4.48
92	BB1-SUPE 66	16.64	19.59	19.56
93	BB2-SUPE 66	18.38	18.63	18.17
94	BB1-TACNA 60	19.36	20.30	20.65
95	BB2-TACNA 60	19.36	20.30	20.65
96	BB1-TOMÁS VALLE 60	19.36	20.30	20.65
97	BB2-TOMÁS VALLE 60	19.36	20.30	20.65
98	BB3-TOMÁS VALLE 60	19.36	20.30	20.65
99	BB4-TOMÁS VALLE 60	18.54	18.89	19.11
100	BB5-TOMÁS VALLE 60	18.54	18.89	19.11

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
101	BB1-UNI 60	13.27	10.56	13.38
102	BB2-UNI 60	13.27	10.56	13.38
103	BB1-VENTANILLA 60	20.95	20.97	20.89
104	BB2-VENTANILLA 60	20.95	20.97	20.89
105	BB1-ZARATE 60	20.95	20.97	20.89
106	BB2-ZARATE 60	18.88	26.01	25.80
107	BB3-ZARATE 60	18.88	26.01	25.80
108	BB1-HUARANGAL 60	26.64	27.17	26.19
109	BB2-HUARANGAL 60	26.64	27.17	26.19
110	MALVINAS 60A	6.68	6.68	6.68
111	MALVINAS 60B	6.68	6.68	6.68
112	MEDIO MUNDO 66A	23.15	23.02	22.90
113	MEDIO MUNDO 66B	23.15	23.02	22.90
114	BB1-MIRADOR 60	18.55	18.55	18.55
115	BB2-MIRADOR 60	23.29	23.32	23.27
116	SANTA ROSA ANTIGUA 60A	18.55	18.55	18.55
117	SANTA ROSA ANTIGUA 60A_2	23.29	23.32	23.27
118	SANTA ROSA ANTIGUA 60B	19.98	19.98	19.97
119	SANTA ROSA ANTIGUA 60B_2	18.77	18.77	18.77
120	SANTA ROSA NUEVA 60A	23.28	23.31	23.27
121	SANTA ROSA NUEVA 60A_2	18.77	18.77	18.77
122	SANTA ROSA NUEVA 60B	17.05	16.98	16.71
123	SANTA ROSA NUEVA 60B_2	17.05	16.98	16.71
124	ZAPALLAL 60A	7.05	7.04	7.04
125	ZAPALLAL 60B	7.05	7.04	7.04
126	LOMERA 220A	23.20	23.16	23.14
127	LOMERA 220B	23.20	23.16	23.14
128	CHILLON 220A	21.24	21.27	20.30
129	CHILLON 220B	20.14	20.44	22.99
130	CHILLON 60A	2.35	2.35	2.35
131	CHILLON 60B	15.16	15.21	15.13
132	ANDAHUASI 66	9.68	9.67	9.66
133	JGRANDA 60	23.76	23.71	23.69
134	LOMERA 60	13.45	13.38	17.37

Fuente: Osinerghmin

Gráfico 6.7**Niveles de cortocircuito barras de media tensión año 2029**



Fuente: 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, se ha verificado que en el Área de Demanda 6, en operación normal, tiene lugar cargabilidades mayores al 100% en los transformadores de la SET Barsi, SET Huarangal, Caudivilla y Ventanilla. En cuanto al resto, no se aprecia mayores problemas, toda vez que se ejecuten los proyectos aprobados en el PI 2021-2025, los proyectos de reconfiguración y nuevas líneas en 60 kV del presente Plan de Inversiones.

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 considera 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 159% 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 60 kV (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 Cuadro 6.9.

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.

Cuadro 6.9
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Derv LT Barsi-Cusco-La Mar+ LT 60kV Derv LT Maranga-Pershing-La Mar + LT 60kV Derv LT Malvinas-Barsi-La Mar+ SET La Mar 200/60/10kV +LT San Martín - Malvinas	17,200,978	3,800,245	13,621,888	5,908,587	40,531,698	5,012,284	-1,968,575	43,575,407	1.000
Alternativa 2	LT 220kV Derv LT Malvinas-Barsi-La Mar+ LT 60kV La Mar - Maranga + LT 60kV La Mar - Pershing + LT La Mar - Cusco + LT 220kV San Martín - Derv Malvinas Barsi + SET La Mar 200/60/10kV	25,371,576	17,093,785	12,967,799	5,902,115	61,335,275	7,432,546	-1,475,013	67,292,808	1.544

- (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 en el Cuadro 6.9, en los 10 años de evaluación, la Alternativa 1 resulta ser la de menor costo comparada con la Alternativa 2 porque aprovecha mejor el nuevo punto de alimentación en 220 kV del sistema y porque la SET La Mar toma mayor carga.

En los Gráficos 6.8 y 6.9 se muestran la situación inicial del sistema en 60 kV (incluye 1ra y 2da etapa) y el contraste con las propuestas de ENEL y Osinerghmin:

Gráfico 6.8
Configuración actual SET Barsi y SET Malvinas

Situación Actual

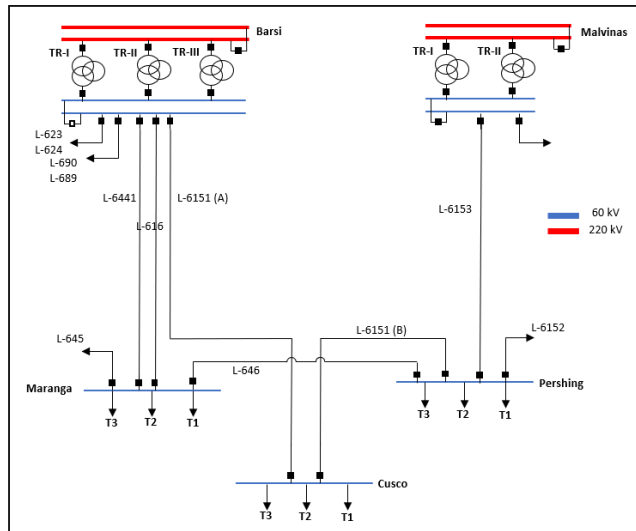
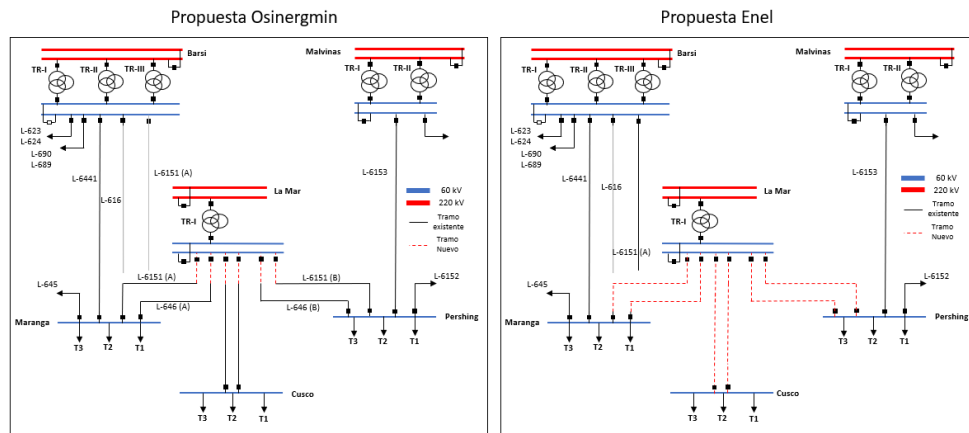


Gráfico 6.9
Configuración propuesta de SET La Mar y Enlaces



En relación a la SET La Mar, cabe señalar que bajo la Alternativa 1 se permite un mejor aprovechamiento de esa SET, debido a que en el año 2028 se observó una cargabilidad de 53%, mientras que con la Alternativa 2 en el año 2029 se 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.

Finalmente, es importante precisar que la empresa solicitó la inclusión de unas estructuras de transición para la derivación en 220 kV hacia la SET La Mar, sin embargo, no se evidenció por parte del TITULAR los fundamentos necesarios para poder considerar las estructuras solicitadas, como se analiza en las opiniones y sugerencias.

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 presenta 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 102,4% en el año 2029.

En ese sentido, debido a la sobrecarga del Banco de Transformadores existente, se considera necesaria la aprobación del segundo Banco de Transformadores 220/60/10 kV – 180 MVA para el año 2028.

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 Cuadro 6.10.

Cuadro 6.10
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60 kV Derv Oquendo - Chavarría - Filadelfia	-	3,151,605	-	532,650	3,684,255	580,102	183,277	4,447,634	1.000
Alternativa 2	LT 60 kV Filadelfia - Huandoy	-	5,930,666	-	583,655	6,514,321	1,025,708	-46,032	7,493,997	1,685

(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 en el cuadro anterior, la Alternativa 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 de 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 500 mm² 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.

Por otro lado, en relación a las celdas, estas serán de tecnología convencional por contar con los espacios necesarios, descartando la propuesta de ENEL de implementar un edificio GIS en 60 kV en la SET Chillón.

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

ENEL incluye en su PROPUESTA FINAL 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 precisó la problemática que este proyecto soluciona.

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, Osinerghmin 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 Cuadro 6.11.

Cuadro 6.11
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60 kV Derv Huarangal - Comas - Caudivilla	-	1,155,601	-	330,115	1,485,716	266,076	-3,594,996	-1,843,204	1.000
Alternativa 2	LT 60 kV Chillón - Huandoy	-	9,002,323	-	598,949	9,601,272	1,719,487	-2,435,999	8,884,760	4.820

(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 muestra en el Cuadro 6.11, la Alternativa 1 resulta ser la de menor costo.

De acuerdo con la evaluación de Osinerghmin, se incluye esta alternativa en el PI 2025-2029.

Cabe precisar que, la alternativa N° 1 presenta mejores prestaciones en el horizonte de 10 años que la alternativa propuesta por ENEL en la etapa de observaciones y sugerencias, toda vez que considerando la propuesta de ENEL se advierte que, ante la contingencia de la línea L-6351 (Comas - Caudivilla) la línea de transmisión L-625_A (Caudivilla - Huandoy) se sobrecarga en 124% al año 2034, mientras que considerando la alternativa N° 1, ante cualquier contingencia de las líneas asociadas a la zona de análisis la sobrecargas no superan el 106% al año 2034, evidenciándose que es la alternativa que mejora las condiciones de operación en la zona.

Adicionalmente, para tener el espacio que falta para la derivación, según el análisis de opiniones de sugerencias asociado al presente caso, se da de Baja el tramo del SST la Línea 60 kV Comás – Caudivilla el cual no está aportando a la operación del sistema.

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

ENEL incluyó en su PROPUESTA FINAL 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, 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, la 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.

En consecuencia, debe tenerse en cuenta 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), para determinar el costo incremental a reconocer, 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; por lo tanto, 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) Propuesta de renovación de Línea en 60 kV Santa Rosa Nueva – Tacna por antigüedad:

Se verifica la existencia de información asociada a la antigüedad y la inviabilidad de reparación por falla que se presenta en la Línea en 60 kV Santa Rosa Nueva – Tacna (L-614) por pérdida de aceite ocurrida el pasado 26 de octubre del 2023.

Es importante precisar que, la antigüedad de la línea apenas tiene 34 años.

Por otro lado, se logra verificar en los análisis eléctricos, que la línea L-614 no representa una instalación indispensable para el sistema eléctrico dado que la SET Tacna ya tiene otras alimentaciones con las que puede cumplir las contingencias de N-1. En ese sentido, se considera que esta instalación ya no

aporta confiabilidad al sistemas eléctrico por que se procede a dar de Baja. No obstante, respecto a las celdas asociadas a dicha Línea, no se evidencia mayor información, por lo que se mantendrán como reserva.

h) 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, 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 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 sobrecarga 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 la misma subestación:

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 representan 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.

Asimismo, conforme el análisis de las opiniones y sugerencias de este caso, dada la disponibilidad de espacios según la información recabada, la ampliación es factible.

- 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.

- Interferencia con Línea Mirador – Canto Grande:

ENEL indica que no existe espacio disponible para la instalación de las bajadas de cable del nuevo Transformador sin afectar la línea en 60kV, al respecto usando la misma información presentada por ENEL se evidencia la viabilidad de colocar el Transformador en el espacio del primer transformador.

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, Mariátegui (recientemente aprobado) y otras que tengan previsto en 20 kV.

- **Alternativa 1:** La ampliación de capacidad de la SET Canto Grande con un nuevo TP 60/20/10 kV – 40 MVA.
- **Alternativa 2:** Nueva Línea de Transmisión en 60 kV Derivación Zárate – Mariátegui – Las Flores + la Nueva SET Las Flores 60/20/10 kV-40 MVA.

Cuadro 6.12
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽³⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	Transformador Trifásico 60/20/10kV - 40MVA - SET Canto Grande 2027	-	285,125	-	2,943,995	3,229,120	199,758	-2,428,667	1,000,211	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Derv LT Zárate - Mariátegui - Las Flores + SET Las Flores 60/20/10kV - 40MVA	-	851,255	-	4,758,719	5,609,974	959,091	-2,626,738	3,942,327	3.941

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

Es importante precisar que, los proyectos incluidos en el modelamiento de largo plazo son de carácter referencial, es decir, en un próximo proceso de planificación, se evaluará cuál es la mejor alternativa para el desarrollo de la zona de influencia de SET Zárate, SET Canto Grande y SET Mariátegui, que, entre otros, deberá tomar en cuenta la evolución de la demanda y la topología existente del sistema en su momento.

i) **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 ganadora parte desde la Línea existente en 60 kV Huarangal – Comas.

Con la información remitida por ENEL, Osinerghmin 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, y también se observa sobrecarga en SET Infantas.

Considerando lo indicado referente a las sobrecargas en distintos puntos en 60kV, se considera pertinente plantear un nuevo punto de alimentación en 60 kV en la zona de Lima Norte. La nueva SET Sinchi Roca y su conexión en 60 kV (desde la Derivación de la Línea 6350 Huarangal – Comas), planteada por ENEL, se considera un proyecto que soluciona la problemática identificada.

Además, es preciso indicar que, la SET Sinchi Roca al descargar a la SET Caudivilla, mejora las prestaciones en operación normal y en contingencia de las líneas de transmisión L-625 (Comas-Huandoy) y L-6752 (Chavarría-Huandoy). Toda vez que, en el diagnóstico se advirtió que ante contingencia de la L-6351 (Comas-Caudivilla) las líneas L-625 y L-6752, se sobrecargan al año 2029 en 174% Y 225%, respectivamente. Mientras que con el ingreso de la SET Sinchi Roca, ante la misma contingencia la L-625 se sobrecarga al 112% (dentro del límite permitido) y se descarga por completo la L-6752 al 67%.

En ese sentido, la SET Sinchi Roca permitirá descargar las SET's Caudivilla e Infantas, y mejorar las condiciones operativas de las líneas asociadas, que presentan sobrecargas en contingencia N-1.

En consecuencia, se presenta la siguiente evaluación de alternativas:

-Alternativa 1 (año 2026): Nueva SET Sinchi Roca 60/20/10 kV – 40 MVA; derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Huarangal – Comas.

-Alternativa 2 (año 2026): Nueva SET Sinchi Roca 60/20/10 kV – 40 MVA; Línea de Transmisión en 60 kV Huarangal – Sinchi Roca.

Los resultados se muestran en el Cuadro 6.13:

Cuadro 6.13
Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Derv LT Huarangal -Comas - Sinchi Roca + SET Sinchi Roca 60/20/10kV - 40MVA	-	972,961	-	6,008,446	6,981,407	1,281,701	-920,823	7,342,285	1.000
Alternativa 2	LT 60kV LT Huarangal -Sinchi Roca + SET Sinchi Roca 60/20/10kV - 40MVA	-	18,893,626	-	6,544,712	25,438,338	4,398,785	-114,466	29,722,657	4.048

(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 1 resulta ser la de menor costo comparado con las otras alternativas, y aprovecha el punto de alimentación en 60 kV más cercano y económico.

j) **Implementación de nueva SET Ciudad de Pachacútec**

De acuerdo a ENEL, el objetivo de la nueva SET Ciudad de 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, Osinerghmin 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-2, de 25 MVA, de la SET Ventanilla, sin embargo, no se observa sobrecarga en SET Zapallal.

Asimismo, se ha evidenciado que la SET Ventanilla cuenta con un espacio limitado y con algunas dificultades para la ampliación de celdas MT, con lo cual se dificulta implementar una barra en 20 kV para alimentar las cargas más distantes.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, resulta necesario plantear un nuevo punto de alimentación en 60 kV en la zona involucrada. La nueva SET Ciudad de Pachacútec y su conexión en 60 kV (desde la Derivación de la Línea 60V Zapallal – Ventanilla), planteada por ENEL, se considera un proyecto que soluciona la problemática identificada. En consecuencia, se presenta la siguiente evaluación de alternativas:

- **Alternativa 1 (año 2027):** Nueva SET Ciudad de Pachacútec 60/20/10 kV – 40 MVA; derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Zapallal – Chillón.

- **Alternativa 2 (año 2027):** Nueva SET Ciudad de Pachacútec 60/20/10 kV – 40 MVA; derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Zapallal – Ventanilla.

Los resultados se muestran en el Cuadro 6.14:

Cuadro 6.14

Evaluación de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Derv LT Chillón -Zapallal - Pachacutec + SET Pachacutec 60/20/10kV - 40MVA	-	1,558,890	-	4,564,967	6,123,857	1,014,761	-2,515,344	4,623,274	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Derv LT Ventanilla -Zapallal - Pachacutec + SET Pachacutec 60/20/10kV - 40MVA	-	1,825,909	-	4,564,967	6,390,876	1,056,804	-2,451,178	4,996,502	1.081

(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 6.14, para los 10 años de evaluación la Alternativa 1 resulta ser la de menor costo, y aprovecha el punto de alimentación en 60 kV más cercano y económico.

Asimismo, la SET Ciudad de Pachacútec deberá implementarse, considerando espacios para celdas en 22,9 kV a fin de atender la demanda en ese nivel de tensión en el futuro.

k) **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 la necesidad de nuevos Alimentadores en 10 kV y en 20 kV para el periodo 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, pueden ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del periodo de vigencia del PI 2025-2029.

Es importante señalar, sobre el sustento de atención de diferentes demandas en el nivel de tensión MT, que motivan 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 Osinerghmin.

Por otro lado, ENEL también ha presentado la necesidad del devanado en 20 kV de algunas subestaciones, de acuerdo a la información presentada se ha visto conveniente aprobar la barra en 20 kV que incluye un alimentador (no requerido por F-204) en las subestaciones de Filadelfia, Supe, Industrial y Mariátegui, con la finalidad de que se tome carga en esos niveles de tensión y se atienda el crecimiento futuro de la demanda donde sea factible.

l) Propuesta de renovación de transformadores en SET Mirador, SET Ancón, SET Tacna y SET Tomás Valle

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 se utilizará el Transformador de 25 MVA disponibles que quedan de la SET Canto Grande. En cuanto al Transformador de la SET Ancón, corresponde efectuar su renovación, considerando un nuevo Transformador de 25 MVA.

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 y ubicado en SET Tacna.

Por otro lado, según la información remitida por ENEL, se tomó conocimiento de un transformador disponible ubicado en SET Tomás Valle, el cual ha sobrepasado su vida útil y presenta problemas con la adquisición de repuestos, por lo que, toda vez que de la evaluación de transformadores de reserva, resulta necesario contar con una unidad de reserva adicional, se considera factible efectuar su renovación por un transformador de 25 MVA – 60/10 kV, para usarse como reserva compartida.

m) 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 acoplamientos, 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 necesitan 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.

n) 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 necesariamente 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

o) Renovación de celdas MT en SET Pando por antigüedad

Se tomó conocimiento que, la SET Pando, cuyos Elementos pertenecen al SST, actualmente operan con componentes como interruptores con más de 30 años de antigüedad, lo cual es sustentado con registros fotográficos de placas de los equipos, incluso recientemente tuvieron un siniestro en la sala de celdas MT.

Asimismo, las celdas convencionales metálicas de la SET Pando 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 (evento que si ocurrió), debido a ello los trabajadores están expuestos a accidentes de trabajo por riesgo de arco eléctrico.

Por lo expuesto, se considera necesaria la renovación de Elementos de MT. Asimismo, el planteamiento del tipo de celdas se debe básicamente para aprovechar las instalaciones civiles existentes por lo que resulta la opción más conveniente para celdas del tipo interior en 10 kV.

En consecuencia, se aprueban los siguientes Elementos en 10 kV de tecnología metal clad:

- 2 celdas de transformador.
- 2 celdas de medición.
- 1 celdas de acoplamiento.
- 13 celdas de alimentador.

Al respecto, se advierte que, en la SET Pando, se reconoce en la regulación del SST, la misma cantidad celdas solicitadas a excepción de la celda de acoplamiento:

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

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

p) Renovación de celdas MT en SET Maranga por antigüedad

Se tomó conocimiento que la SET Maranga, cuyos Elementos pertenecen al SST, operan con componentes como interruptores con más de 30 años de

antigüedad, lo cual es sustentado con registros fotográficos de placas de los equipos.

Asimismo, las celdas convencionales metálicas de la SET Pando 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 (evento que si ocurrió), debido a ello los trabajadores están expuestos a accidentes de trabajo por riesgo de arco eléctrico.

Por lo expuesto, se considera necesaria la renovación de los Elementos MT. Asimismo, el planteamiento del tipo de celdas se debe básicamente para aprovechar las instalaciones civiles existentes por lo que resulta la opción más conveniente para celdas del tipo interior en 10 kV.

En consecuencia, se aprueban los siguientes Elementos en 10 kV de tecnología metal clad:

- 2 celdas de transformador.
- 2 celdas de medición.
- 1 celdas de acoplamiento.
- 12 celdas de alimentador.

Al respecto, se advierte que, en la SET Maranga, se reconoce en la regulación del SST, la misma cantidad celdas solicitadas a excepción de la celda de acoplamiento:

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

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

q) **Reconocimiento de estructuras de transición para la derivación de la Línea 60 kV Chavarría – Mirones hacia la SET José Granda**

ENEL incluyó en su PROPUESTA FINAL 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, 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 una estructura de transición para doble terna en la derivación hacia la SET José Granda. Cabe señalar que, si bien ENEL incluyó como propuesta dos estructuras de transición de simple terna, lo más eficiente debe ser instalar una sola estructura de transición de doble terna, lo cual considera el reconocimiento de un módulo compuesto por dos postes.

r) **Reconocimiento de estructuras de transición para la derivación de la Línea 60 kV Barsi – Pershing hacia la SET Pueblo Libre**

Se ha tomado conocimiento de que la derivación de la Línea 60 kV Barsi – Pershing hacia la SET Pueblo Libre no cuenta con estructuras de transición aprobadas. Esta SET Pueblo Libre y su línea de conexión con la derivación de Línea 60 kV Barsi – Pershing corresponde a un proyecto aprobado en el PI 2021-2025.

Al respecto, 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 Barsi – Pershing corresponde a un Elemento del SST existente, y la derivación hacia la SET Pueblo Libre 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 una estructura de transición para doble terna en la derivación hacia la SET Pueblo Libre. Cabe señalar que, si bien ENEL ha solicitado dos estructuras de transición de simple terna, lo más eficiente es instalar una sola estructura de transición de doble terna, lo cual considera el reconocimiento de un módulo compuesto por dos postes.

s) **Cambio de posición de transformador 40 MVA en SET Santa Marina**

ENEL incluyó en su PROPUESTA FINAL el cambio de posición de Transformadores en la SET Santa Marina dentro de la misma subestación, 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, en los resultados obtenidos por Osinergmin, no se observa ninguna dificultad por razones de demanda para cambiar la posición de los transformadores como solicita ENEL, pudiendo la empresa 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.

t) 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 del Cuadro 6.15.

Cuadro 6.15
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

Zona	Ubicación SET según Modelo	Ubicación SET Real	MVA	Condición
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	Supé	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 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 tal como se muestra en el Cuadro 6.16.

Cuadro 6.16
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.

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.

Luego, 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 6.17
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⁾	16 transformador de 25 MVA	3 transformadores de 25 MVA (1 de ellos de 3 devanados)
60/20/10 kV ⁽²⁾	3 transformador de 25 MVA	
60/10 kV ⁽¹⁾	2 transformadores de 40 MVA	3 transformadores de 40 MVA de 3 devanados ⁽³⁾
60/20/10 kV ⁽²⁾	27 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 6.17, se observa lo siguiente:

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (16 en total) y de 60/20/10 kV – 25 MVA (3 en total), se cuenta con un (1) transformador 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 (2 en total) y de 60/20/10 kV – 40 MVA (27 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.

Después, se procedió a determinar el modelo de optimización de reserva de transformación, obteniéndose los siguientes resultados del Cuadro 6.18:

Cuadro 6.18
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⁾	16 transformador de 25 MVA	3 transformadores de 25 MVA	SET Huacho SET Chavarría SET Tacna
60/20/10 kV ⁽²⁾	3 transformador de 25 MVA		
60/10 kV ⁽¹⁾	2 transformadores de 40 MVA	3 transformadores de 40 MVA de 3 devanados	SET Malvinas SET Chavarría SET Caudivilla
60/20/10 kV ⁽²⁾	27 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 han dado de Baja los transformadores de reserva disponibles de las SET Tacna y Tomás Valle, de acuerdo al análisis efectuado en el literal l) 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 dichos transformadores; no obstante, se precisa que dichos transformadores corresponden 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.

u) **Bajas de Líneas y Transformadores**

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

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 la celda de línea asociada de la SET Tacna, que pertenece al SST. Respecto a la otra celda de línea L-607/L-608 ubicada en la SET Santa Rosa Nueva (que pertenece al SST), de acuerdo al planteamiento de ENEL comunicado mediante Carta GG-008-2024 del 4 de abril de 2024, es razonable la reubicación a la posición de la celda de línea L-701 y la baja de la celda de línea L-701 perteneciente al SST.

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 Informe N° 087-2024-GRT.

Por último, con relación a la Baja de los Transformadores AT/MT – 25 MVA de las SET's Chillón y Mariátegui, debido a los parámetros fuera de rango sustentados por la concesionaria (degradación de aislamiento), falta de repuestos, se considera razonable aprobar la Baja respectiva. En el caso del Transformador de SET Chillón, dada la información remitida por ENEL, su Baja se considera para el año 2029, es decir después que ha cumplido su vida útil (30 años, dado su año de fabricación 1997). En el caso del Transformador de la SET Mariátegui se considera su Baja para el año 2026.

v) **Soterramiento y reubicación de instalaciones del SST por razones de seguridad**

En base a lo establecido en el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, mediante Memorando 0329-2024-GRT de fecha 12 de abril de 2024, 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 propuestos para ser incluidos en el PI 2025-2029, por razones de seguridad.

Al respecto, la DSE remitió el Informe Técnico N° DSE-SIE-142-2024, en el cual evalúa la propuesta de ENEL que propone que se incluya el soterramiento y reubicación de 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. Al respecto, los resultados comunicados por DSE se resumen en el Cuadro 6.19:

Cuadro 6.19
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-SIE-142-2024	Por lo tanto, ENEL corrigió los incumplimientos de DS detectados en los vanos P51-P52 y P60-P61 de la L-685.
2	LÍNEA AÉREA L-669 Y L-672 DE 60KV Reubicación y soterramiento de la línea aérea I-669 y I-672 de 60kV (tramo desde P15B hasta P21)	Reubicación y Soterramiento de la Variante LT en 60 kV SET Zapallal – SET Ancón (L-669 y L-672)" por incumplimiento a las distancias de seguridad y anchos mínimos de la faja de servidumbre	DSE-SIE-142-2024	La DSE concluye que, se admite el proyecto para inclusión en el PI 2025-2029.

Al respecto, de acuerdo a las conclusiones realizadas por la DSE, las propuestas de ENEL se incluyen en el PI 2025-2029.

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.

Por otro lado, ENEL también ha presentado la necesidad del devanado en 20 kV en la SET Supe, de acuerdo a la información presentada se ha visto conveniente aprobar la barra en 20 kV que incluye un alimentador (no requerido por F-204), con la finalidad de que el segundo transformador también tome carga en ese nivel de tensión. En ese sentido, se aprueba tres celdas 20 kV (de transformador, medición y alimentador).

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. Sobre el particular, no se ha presentado un análisis técnico-económico para considerar una reserva.

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, salvo una pequeña caída de tensión.

Por lo tanto, no es necesario considerar 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.

6.2.3.3 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 presentan las celdas que plantea renovar. Sin perjuicio de ello, debido a la antigüedad, que son elementos que no tienen todos los componentes de un módulo actual, 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, ADINELSA no cuenta con “Reportes de adecuación a NTIITR” al 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.

Además, 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 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 Periodo 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinergmin, en el Anexo F se detallan los proyectos requeridos para el periodo 2025-2029, que formarán 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 queda en desuso. Ver Cuadro 6.20.

Cuadro 6.20
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	2026	Transformador 60/10 kV – 6 MVA	SET Ancón
6	ENEL	2027	Transformador 60/10 kV – 25 MVA	SET Mirador
6	ENEL	2029	Transformador – 25 MVA (disponible)	SET Chillón
6	ENEL	2026	Transformador – 25 MVA (disponible)	SET Mariátegui
6	ENEL	2026	Transformador – 25 MVA (disponible)	SET Tomás Valle
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	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

Programación de Bajas AD06				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
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

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 6, que se requiere implementarse en el periodo 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6.21.

Cuadro 6.21
OSINERGMIN - ÁREA DE DEMANDA 6
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 06	94 468 394	25	615	206
ENEL	93 989 244	25	615	202
MAT				
Celda	7 278 288			6
Línea	12 771 468	3,85		1
Transformador	13 738 837		420	3
Banco				
AT				
Celda	17 662 606			26
Línea	27 521 694	21,17		24
Transformador	6 255 268		195	7
Banco				
MT				
Celda	8 761 083			135
Banco				
ADINELSA	479 151			4
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	241 534			1
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	237 617			3
Banco				

En el Cuadro 6.21 están incluidas, únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029 y, 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 Osinerghmin a los estudios presentados por ENEL, ADINELSA e HIDRANDINA, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado una tasa de crecimiento de 2,8% para la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 6, menor que el presentado por ENEL en la etapa de Opiniones y Sugerencias (3,1%) en el periodo 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 94 468 394, 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 99,49 % a ENEL y 0,51 % 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 periodo 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.

/mafc/kgch

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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN presentada por ENEL

A.1.1. Demandas Nuevas e Incorporadas

ENEL ha solicitado (i) la reconsideración de 111 casos de demanda incorporada rechazados en la PREPUBLICACIÓN, tomando en cuenta la nueva documentación sustentatoria que adjunta; (ii) la inclusión de 37 casos nuevos de demanda incorporada y (iii) el retiro de 33 casos de demanda incorporada debido a que el cliente no ha confirmado su solicitud de nuevo suministro y/o incremento de carga.

ENEL menciona haber documentado la información teniendo en cuenta lo que señala la NORMA TARIFAS y la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE “Norma de procedimientos para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de utilización en MT en zonas de concesión de distribución”.

En relación al requerimiento de compromiso de inversión, ENEL considera que los documentos con el que se verifica y acredita por parte del cliente son (i) Carta de Cesión de área de terreno para la construcción de una SED convencional (Entrega de un activo por parte del cliente) (ii) Factura de Pago de presupuesto y conexión por parte del cliente y (iii) Sistema de utilización presentado por el cliente el cual tiene vigencia de 2 años desde su aprobación (Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE).

Asimismo, ENEL enfatiza que está obligado a atender a todos los clientes de MT cuya carga son menores o mayores que 1 MW, con la misma responsabilidad, criterio técnico, plazos, calidad de atención y seguridad. Adicionalmente, agrega que, como cada etapa del procedimiento cuenta con distintos plazos, una vez aprobado el Sistema de Utilización de MT se tiene como plazo adicional de 2 años según la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE.

Por lo expresado, ENEL solicita que Osinerghmin considere los 148 clientes como Demanda Incorporada ya que cumplen con los requisitos expuestos anteriormente y que se encuentran dentro del marco normativo indicado.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la documentación presentada por ENEL como parte de sus Opiniones y Sugerencias, se consideran adicionalmente 58 cargas de 149 cargas para las cuales ENEL presentó sustento adicional en las opiniones y sugerencias.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por ENEL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda”, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ENEL”, correspondiente al Área de Demanda 6.

Por tanto, al considerarse 58 de las 149 cargas para lo cual ENEL presentó información adicional, se acoge parcialmente la opinión.

Conclusión

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

A.1.2. Actualización de los formularios F-100

ENEL indica que, en los formatos F-100, se ha incorporado la demanda prevista para los 148 casos de clientes libres mencionados modificando la demanda del Área de Demanda 6, por lo que los correspondientes Formatos F-100 relacionados con la demanda de los clientes

libres han sido actualizados los formatos desde el F-113 hasta el F-122.

En relación al Formato F-113, respecto de la PREPUBLICACIÓN de Osinergmin, ENEL señala que ha agregado la información de 111 casos de incorporaciones de carga que no fueron tomados en cuenta por Osinergmin y para los cuales ENEL ha completado la documentación de sustento requerida. Agrega, además, la información de 37 casos correspondientes a cargas nuevas.

De otro lado, ENEL refiere que, la solicitud del cliente “CONSORCIO CONSTRUCTOR M2 LIMA” con ID “47.- 2236720” fue aprobada como Demanda Incorporada en la PREPUBLICACIÓN del PIT 25-29 (febrero 2024) y que, sin embargo, Osinergmin ha cometido un error material en el F-113 asignándolo a la SET Pando una potencia de 10,80 MW cuando en realidad le corresponde a la SET Filadelfia. Por lo que solicita a Osinergmin corregir los datos de dicha carga.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión se ha verificado que se ha actualizado los formatos de demanda F-100 considerando la incorporación de 58 nuevas cargas de 148 remitidas, por encontrarse debidamente sustentadas.

En relación a la carga “CONSORCIO CONSTRUCTOR M2 LIMA”, se ha actualizado la asignación de la subestación de PANDO-10 a FILADELFIA-20.

Conclusión

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

A.1.3. Evaluación de formatos 200

ENEL sostiene que, la sobrecarga de los transformadores de las SET AT/MT se determinan en el Formato F-202.

En ese sentido, tomando como referencia la evolución de las cargas y de la demanda máxima de las SET existentes y nuevas, y las transferencias propuestas, las nuevas SET AT/MT que propone.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha procedió a actualizar el formato F-200, donde se ha evaluado las cargabilidades de transformadores. Se debe precisar que el formato F-200 fue actualizado en función a la revisión y actualización del formato F-100.

Asimismo, los traspasos utilizados fueron los que la misma empresa finalmente declaró para su propuesta final y la etapa de opiniones y sugerencias, y de acuerdo a la necesidad y requerimiento de la demanda según el análisis realizado.

Conclusión

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

A.1.4. Proyección de demanda de clientes regulados

Con respecto a los dos primeros puntos indicados en el Informe Técnico N° 087-2024-GRT, ENEL sostiene que la evaluación de proyección de la demanda para el horizonte del 2025 – 2029, muestra que parte del parque de transformadores existentes superará su capacidad nominal conllevando a un elevado riesgo en la operación debido al envejecimiento acelerado en sus componentes, afectando la calidad, confiabilidad del sistema eléctrico y generando

pérdidas económicas para la empresa concesionaria y que en consecuencia generan interrupciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Debido a lo anterior, se analizó el nivel de carga actual y proyectado (Crecimiento Vegetativo & Demanda Incorporada) del parque de transformadores existentes, teniendo en cuenta los criterios de la NORMA TARIFAS, se precisa que se ha evaluado la posibilidad de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones.

ENEL recalca que los proyectos evaluados en el plan de inversiones de transmisión 2025-2029 corresponden al sistema de subtransmisión y no de distribución, por lo que para la evaluación de atención de la demanda vegetativa y de la demanda incorporada, ENEL ha evaluado los posibles traslados de carga en MT entre la misma SET y distintas SET's, teniendo en cuenta la configuración actual de la red MT. Sin embargo, precisa que la ejecución de lo señalado reduce significativamente la capacidad de traslado de carga entre los circuitos ante posibles contingencias y necesidad de trabajos programados en la red MT, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema y la continuidad del servicio eléctrico para el cliente, representando una alternativa poco eficiente para cubrir el crecimiento de la demanda vegetativa y de cargas incorporadas esperadas en la zona.

Análisis de Osinerghmin

En principio es importante resaltar que, siempre debe prevalecer el criterio de eficiencia económica, tomando en consideración las instalaciones existentes integralmente (alta, media y baja tensión), resultando evidente que existen aspectos por evaluar antes de pasar a la alternativa con mayor impacto en el usuario final. Cabe señalar que, la negativa de evaluar alternativas en distribución, no puede ser un argumento para pasar a evaluar alternativas con mayor impacto en el usuario final.

Por otro lado, la afirmación de ENEL de reducción de capacidad de traslado de carga entre circuitos y por ende afectación en la calidad de servicio eléctrico a los clientes a causa de los traslados entre las mismas o diferentes SET's, no ha sido sustentado de forma detallada y con argumentos claros y trazables. El análisis y los detalles evaluados para cada caso se presentan en los siguientes puntos específicos.

Conclusión

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

INCORPORACIÓN DE NUEVA SET LAS FLORES

A.1.5. Con respecto a la SET Las Flores, ENEL sostiene diversos puntos que se resumen a continuación:

A.1.5.1. Proyección de Demanda en SET Canto Grande y SET Zárate

ENEL indica que, respecto de la Propuesta Osinerghmin, se agregaron 148 clientes que se mencionan en comentarios previos, de las cuales 17 casos se encuentran dentro de la zona de influencia de la SET Las Flores.

Para efectos de determinar la factibilidad de nuevas instalaciones del PI 2025-2029, específicamente la SET Las Flores, se analizó el crecimiento de la demanda vegetativa y demanda incorporada en la zona de influencia de las instalaciones existentes cercanas, tales como son las SET's Canto Grande y Zárate.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentan las SET's en el futuro, concluyendo que:

- a) El transformador N° 01 de la SET Canto Grande, presenta problema de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, en consecuencia, no podrá atender nueva demanda vegetativa y/o incorporada.
- b) El transformador N° 02 de la SET Zárate, presenta problemas de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, en consecuencia, no podrá atender nueva demanda vegetativa y/o incorporada.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de acuerdo a lo señalado en las opiniones asociadas a las nuevas cargas presentadas por ENEL, se consideró 9 clientes incorporados (zonas SET's Canto Grande y Zárate) incluidos en la actualización del F-100 correspondiente, para posteriormente evaluar el F-200 con el cual se realizó el análisis respectivo, verificando que solamente en la SET Canto Grande se presentan sobrecargas.

Conclusión

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

A.1.5.2. Traslado de carga entre alimentadores

ENEL señala que analizó los posibles traslados que se pueden realizar fuera de la subestación AT/MT (Propuesta Final ENEL 20-11-23) a nivel de distribución (Media Tensión) entre las SET Canto Grande, Zarate, Santa Rosa y Mariátegui. Adicionalmente, analizó posibles traslados dentro de las SET's.

ENEL indica haber analizado la propuesta de Osinerghmin sobre la permutación de alimentadores dentro de la Subestación que considera no es viable. Por tanto, ENEL solicita se revise nuevamente dicha propuesta.

A ello añade que, sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, (i) los electroductos de salida de cables MT al interior de la Subestación se diseñan para la canalización de los cables sin ningún empalme, cualquier actividad de este tipo se realiza fuera de la SET (actividad que corresponde a otro proceso regulatorio) y (ii) un empalme es un punto de probabilidad de ocurrencia de falla y que compromete a los cables de otros alimentadores, sobre todo se debe considerar que el nivel de cortocircuito dentro de la Subestación es alto y cercano a los niveles de cortocircuito en la barra MT de los transformadores AT/MT.

Además, ENEL afirma haber evaluado los posibles traslados que se pueden realizar a nivel de distribución (Media Tensión) fuera de las SET Canto Grande & SET Zarate y las SET's colindantes, teniendo en cuenta los siguientes criterios: (a) La evaluación de posibles traslados debe tener como consigna esencial descargar los transformadores que presentan sobrecarga en el horizonte de 2025 – 2029. (b) Los proyectos del plan de inversiones corresponden al sistema de subtransmisión y no de distribución.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, ENEL afirma haber procedido a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño.

Por consiguiente, ENEL sostiene que para evaluar los posibles traslados en MT se debe hacer bajo la configuración actual de la red de Media Tensión, no obstante, los circuitos auxiliares existentes se emplean para restablecer el servicio en caso de interrupciones, con lo cual al ser utilizados para atender cargas nuevas afectan la calidad de servicio al saturar estos circuitos.

Análisis de Osinerghmin

Como premisa del análisis a realizar, se debe tener en cuenta explícitamente lo enunciado

en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS "Se 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, resulta necesario que ante una evaluación de mínimo costo, la posibilidad de una intervención puntual en cables MT aguas arriba y/o aguas abajo de la barra de MT es significativamente más económica que nuevas instalaciones (Nuevo TP o Nueva SET). Por otro lado, el mismo numeral propone acciones que necesariamente tiene una intervención adicional, sea para la parte de transmisión y/o distribución como por ejemplo la rotación de transformadores que bien pueden considerar recableados de fuerza y/o control, o traslado de carga en entre subestaciones que también puede involucrar tramos de conexión y/o instalación de equipos de protección y mando en la red existente, en ese sentido se considera que si se debe prever este tipo de intervención para que puedan ser considerados en una evaluación habiendo agotado toda posibilidad de solución en la MT.

Se procede a evaluar cada opción específica analizada por la empresa:

- Evaluación de traslados dentro de las SET's:

a. Como se ya se mencionó anteriormente, hay actividades, adecuaciones, ajustes puntuales que están contempladas de forma implícita dentro de la regulación, aquellas que son necesarias para desarrollar soluciones bajo el criterio de mínimo costos. Hay que considerar que el esquema regulatorio del VAD se basa en un modelo de empresa eficiente, que va evolucionando con la demanda; bajo el enfoque que plantea ENEL, las adecuaciones y tramos nuevos requeridos para conectar una nueva subestación tampoco están permitidas, premisa la cual no se comparte.

b. Los aspectos de diseño e ingeniería desde el punto realista están previstos o son corregidos para cualquier actividad correctiva o preventiva en la subestación y redes, la empresa debe tener previsto un plan de contingencia o correctivo para solucionar las posibles fallas en los tramos referidos por ENEL, por lo que sea con empalme u cable nuevo se requiere una solución o medida ante dicha posibilidad de falla.

- Evaluación de traslados fuera de las SET's:

Con o sin las transferencias planteadas se logra identificar un desbalance notorio en las cargabilidades de los transformadores, los Transformadores de 40 MVA apenas sobrepasan el 50% mientras que los de 25 MVA se encuentran al borde o sobrecargados. Cabe precisar que, incluso con los traslados planteados por ENEL, con la demanda finalmente considerada, las sobrecargas aún se dan fuera del presente proceso regulatorio, sin embargo, con las cargabilidades existentes la opción más coherente con el balance de cargas es la de efectuar el cambio de conexión a barra MT del Transformador de 25 con el de 40 MVA.

Finalmente se concluye que, la empresa no ha evidenciado claramente con argumentos detallados y trazables lo afirmado respecto a que se reduce significativamente la capacidad de traslado de carga entre circuitos y por ende la afectación en la confiabilidad y continuidad de servicio eléctrico.

Conclusión

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

A.1.5.3. Ampliación de capacidad de transformación de SET Canto Grande.

ENEL comenta que, la SET Canto Grande ingresó en servicio el año 1985, con la finalidad de estandarizar los niveles de tensión 60 y 10 kV, retirando el nivel de 30 kV. Posteriormente,

la subestación fue remodelada y diseñada para dos transformadores 60/10 kV de 25 MVA y 12 celdas de alimentadores en 10 kV.

Además, menciona que se debe considerar la evolución de ampliaciones y remodelaciones de la SET Canto Grande, desde su diseño inicial, la remodelación inicial para 2 transformadores, las ampliaciones (celdas de alimentador, tercer transformador) y repotenciaciones (TR1 de 25 a 40 MVA) aprobadas en los Planes de Inversión.

Dicho esto, concluye que:

- No es posible ampliar la SET Canto Grande, debido a que el diseño inicial fue para dos transformadores de 25 MVA, dos líneas 60 kV, 12 alimentadores 10 kV y esta SET ya fue ampliada y modificada hasta con 3 transformadores de 25 MVA, aprovechándose al máximo el espacio de la SET. Esta SET Canto Grande desde 1985 hasta el 2009 ha sido modificada de acuerdo con los planos adjuntos en el Anexo H.
- No es posible reemplazar el transformador TR1 – 60/10 kV, 25 x 40 MVA, debido a que no se dispone del espacio suficiente para las obras civiles y que no cumple las distancias mínimas de seguridad respecto a los cimientos de la pared de la subestación y a la línea en 60 kV (LT-6743) por la reducción de espacios.

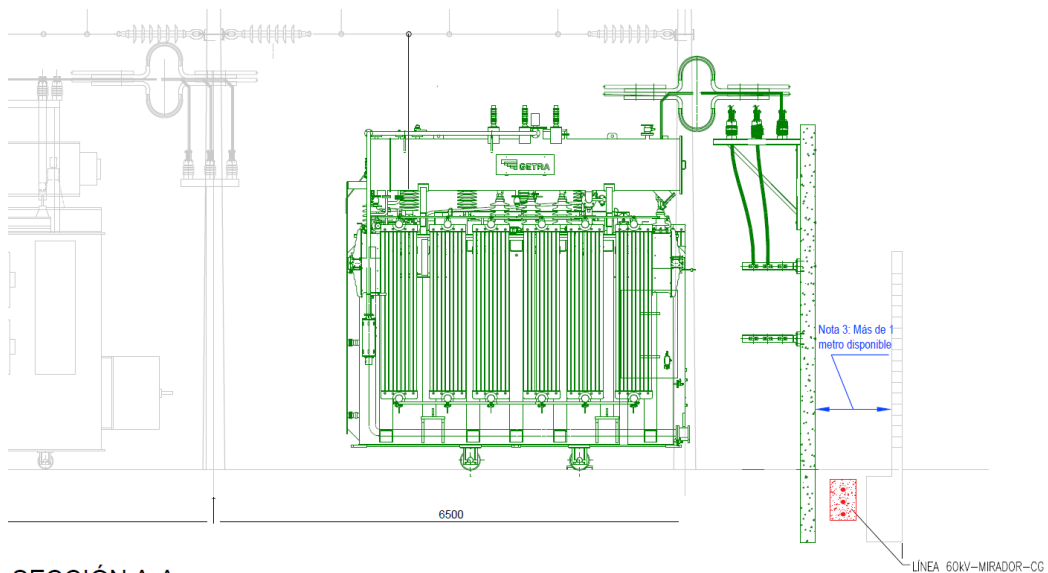
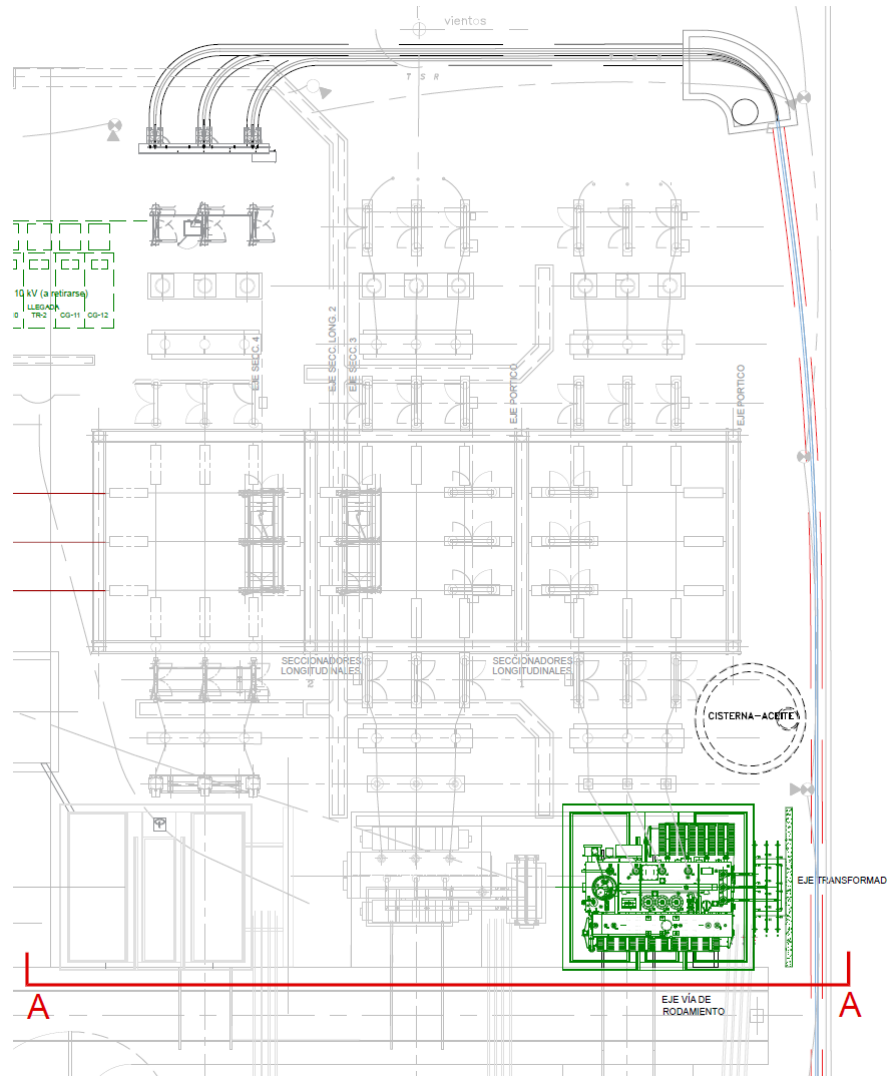
Análisis de Osinergmin

Como bien describe ENEL, la subestación ha ido cambiando en función al requerimiento de la demanda, es así como actualmente se encuentra alimentado por 3 líneas en 60 kV y tiene 3 Transformadores con capacidades de 25, 25 y 40 MVA. Es importante precisar que estas ampliaciones y adecuaciones fueron dadas en función a unas condiciones existentes y soluciones que desde el punto de vista de ingeniería iban resolviendo un problemática o dificultad según se presentaba, estas mejoras y adecuaciones sirven como sustento para la viabilidad técnicas de la ampliación que ahora ENEL manifiesta inviable.

Al respecto, ENEL desiste de la posibilidad de ampliación con el argumento de espacio e interferencia con los rieles de salida del Transformador, y ahora plantea una problemática con las obras civiles cercanas a la Línea 60kV L-6743 y las salidas de cables MT del Transformador. Sin embargo, se observa que la problemática puede superarse, por ejemplo, no se evaluaron salidas con caja de cables para el lado posterior o trasero del Transformador para reducir espacios, o adecuación en las estructuras soportes de salida de cables desde Bushing MT, tampoco una adecuación y/o refuerzo civil contrastando con las interferencias existentes. Incluso en la visita técnica realizada en el mes de marzo de 2024, se evidenció la viabilidad de instalación de un Transformador en la zona donde actualmente se tiene uno sin uso. En ese sentido, la empresa no sustenta correctamente la imposibilidad de ampliación de capacidad del Transformador de 25 MVA a uno de 40 MVA.

Por otro lado, a fin de poder complementar la factibilidad técnica de las alternativas evaluadas, se ha utilizado la misma información enviada por ENEL para plantear sus argumentos, como base para algunos de los bosquejos que se describen líneas arriba, a manera de ejemplo se presentan las vistas de las ubicaciones de los Transformadores a renovar, además de espacio para la ampliación de celdas MT de las mismas características a las actuales.

Vista de Planta de SET Canto Grande – Posible ubicación del Transformador 40 MVA (en lugar del de 25 MVA)

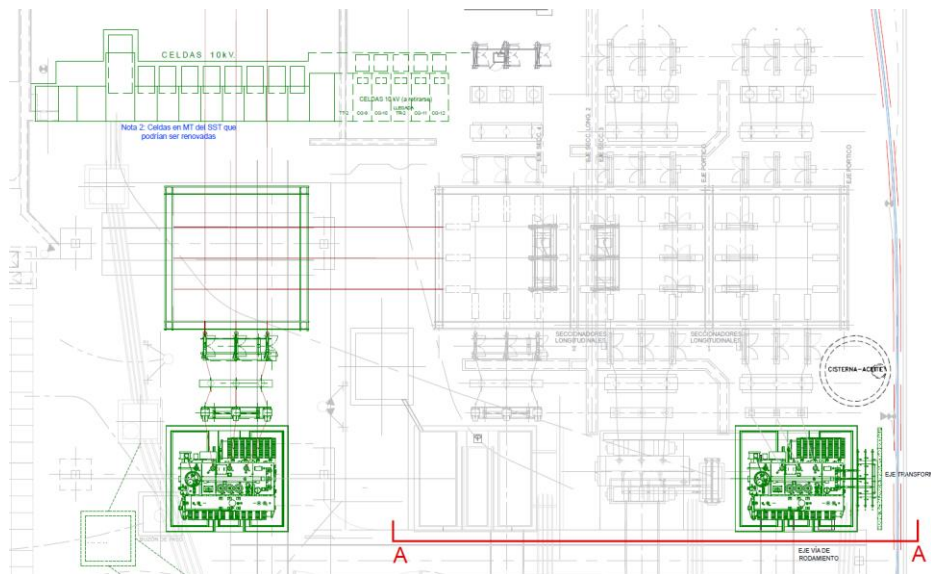


SECCIÓN A-A
Esc: 1/50

Como se puede apreciar, en las vistas anteriores, el Transformador de 40 MVA no tiene mayores inconvenientes para implementarse en reemplazo del Transformador de 25 MVA, asimismo no genera una interferencia con la entrada de Línea 60 kV Mirador – Canto Grande.

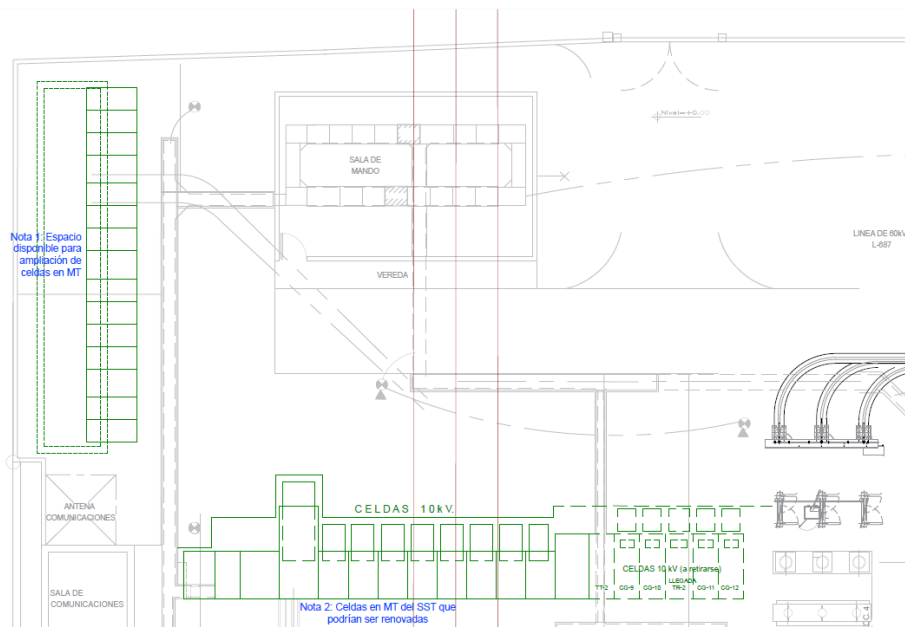
De igual forma se muestra otra posibilidad de ubicación de transformador validada en campo:

Vista de Planta de SET Canto Grande – Posible ubicación del Transformador 40 MVA (en lugar del Transformador inoperativo)



Finalmente, también se muestra la zona para una posible ampliación de celdas MT, incluso con este nueva zona de celdas se liberan espacios y se renuevan las celdas SST cuando la empresa lo vea conveniente. Esta renovación y reubicación de celdas permite dejar libres espacios para cualquier ampliación o adecuación en AT, en caso se requiera.

Vista de Planta de SET Canto Grande – Posible ubicación de celdas MT (cuando se renueven)



Por lo expuesto, utilizando la misma información enviada con la empresa, se contrasta la posibilidad de ampliación de la SET Canto Grande.

Conclusión

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

A.1.5.4. Ampliación de capacidad de transformación en SET Zárate

Sobre el particular, ENEL precisa que en la SET Zárate, en el PI 2021-2025 no se realizó el reemplazo de un transformador de 25 MVA por 40 MVA, ya que en el PI 2017-2021 se aprobó un tercer transformador de 40 MVA en la SET Zárate.

En el caso de la SET Zárate, si se llegara a ampliar la capacidad de los transformadores, se estará incumpliendo la normativa donde establece que los diseños deben ser técnico-económicamente óptimos.

Adicionalmente, sustenta la imposibilidad de instalar más celdas en la SET Zárate, lo que descarta la repotenciación del transformador existente.

En conclusión, no es posible ampliar la subestación Zárate.

Análisis de Osinergmin

La mención de la ampliación en la SET Zárate no fue para cuestionar una ampliación en dicha SET, sino enfatizar las adecuaciones y/o ampliaciones realizadas para poder tener 2 Transformadores de 40 MVA y uno de 25 MVA en una subestación de características similares a la de Canto Grande. Del mismo modo, no se ha analizado ni descartado ninguna ampliación (por cambio de transformadores) en SET Zárate, debido a que en la PREPUBLIICACIÓN no se ha observado problemas en dicha SET. Así, no se ha planteado ninguna modificación en la referida SET que pueda incumplir alguna norma de seguridad y/o diseño.

Conclusión

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

A.1.5.5. Ampliación de celdas en MT en SET Canto Grande

ENEL precisa que, no es posible instalar celdas adicionales en la zona colindante a los bancos de condensadores, debido a que en el primer sector de celdas no es posible agregar nuevas celdas de transición en ambos lados del sector de celdas.

ENEL observa que las ampliaciones de celdas MT, reducen el espacio de operación y mantenimiento (realizar reemplazo de equipos con camión-grúa) y transitabilidad del personal. (Condición insegura)

Adicionalmente, señala que la implementación de estas celdas de transición no está considerada en ningún módulo de estándar de inversión para su reconocimiento de inversión.

Además, no es viable instalar más celdas por los siguientes sustentos técnicos:

Respecto a la capacidad de la barra principal de celdas del primer sector de barras – SET Canto Grande:

Las celdas de 10 kV correspondiente al primer sector de barras que se conectan al transformador TR1, fueron diseñadas para un transformador de 25 MVA, donde la barra principal de las celdas está diseñada para una capacidad máxima de 2000 A.

Para conectar un transformador de 40 MVA la corriente nominal es 2312 A y es mayor a la corriente de diseño de la barra de las celdas existentes del sector 1 (2000A).

Por lo expuesto, no es recomendable conectar celdas con barra principal de diferentes capacidades de diseño: 2000 y 2500 A.

Respecto a la capacidad del transformador de corriente de las celdas en 10 kV del transformador tr1 - SET Canto Grande:

Los transformadores de corriente de la celda 10 kV del transformador TR1 en operación son de relación de transformación 1500/5-5 A. y de realizar el cambio de transformador 25 x 40 MVA deben cambiarse por otros equipos de relación 2500/5-5 A.

Por lo expuesto, se debe precisar que el cambio del transformador de corriente no es reconocido por Osinerghmin.

En consecuencia, ENEL concluye que no es posible instalar más celdas en 10 kV en el primer sector de barras del Transformador TR1 de la SET Canto Grande.

Análisis de Osinerghmin

En relación a la imposibilidad de ampliación de celdas MT de la SET Canto Grande, la empresa sustenta que no se puede instalar una celda adicional de transición para poder usar el espacio de bancos de condensadores, asimismo la capacidad existente de esa sección de celdas es inferior a la requerida para un Transformador de 40MVA.

Al respecto, como ya ha sido mencionado anteriormente, las adecuaciones y/ ampliaciones generan actividades y recursos para su correcta implementación las cuales no están explícitas en el costo modular; puesto que pueden derivarse de la operación y mantenimiento (celdas de acople para traspasos de carga, cables para temas operativos, intervención de equipos o componentes en las barras existentes), asimismo es importante precisar que, en estas intervenciones que pueden ser preventivas o correctivas hacen uso de maniobras o adecuaciones que no necesariamente requieren espacios disponibles dado que son temporales, siempre que se pueda cumplir con la seguridad eléctrica correspondiente.

Sin perjuicio de lo anterior, el espacio a requerir puede ubicarse en la parte posterior de los bancos de condensadores (considerando que este banco se puede reubicar) utilizando celdas GIS, incluso no es necesario utilizar las celdas del primer sector, requiriendo solo la alimentación directa desde el nuevo transformador a la nueva batería de celdas, dando de baja a las celdas existentes que son del SST y ocupan mayor espacio. En ese sentido, sea con la renovación total del primer sector, o la ampliación del mismo sector más el espacio a usar de los bancos (reubicando la celda de transformador a la nueva zona para no tener problemas con la capacidad), se tiene solucionado los espacios para la ampliación de celdas, incluso con los inconvenientes planteados por ENEL en esta etapa.

Por lo expuesto, se considera que los problemas indicados por ENEL son superables.

Conclusión

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

A.1.5.6. Ampliación de celdas en MT en SET Zárate

ENEL precisa lo siguiente respecto a realizar a migrar de 10 a 20 kV:

- a. No es posible liberar celdas en 10 kV, debido a que si se trasladara carga de 10 kV a 20 kV en el interior de la SET se tendrá que implementar un Transformador Reductor de 20/10 kV, es decir trabajos fuera de la celda de 10 kV (Límite donde la Norma señala el alcance del Plan de Inversiones en Transmisión), esto corresponde a otro proceso regulatorio (VAD).

- b. No es posible liberar celdas en 10 kV, debido a que al pasar a 20 kV nos obliga a realizar adecuaciones en las instalaciones de distribución (Redes MT, Subestaciones MT/BT, Equipos de Protección y Maniobra, etc.), lo cual no es reconocido en el Plan de Inversiones en Transmisión. Esta actividad corresponde a otro proceso regulatorio (VAD).
- c. No es posible el cambio a 20 kV (liberar celdas en 10 kV), debido a que esto compromete el cambio de nivel de tensión del Punto de Medición a Intemperie (PMI) y las instalaciones internas de los clientes. Este cambio implicará el reclamo de los clientes ante ENEL y Osinerghmin.

En ese sentido, concluye que no es posible liberar celdas en 10 kV y pasarlos a 20 kV en la SET Zárate, debido a que se deben realizar múltiples adecuaciones en el sistema de distribución de 10 kV, así como al interior de la SET con el Transformador Reductor, los cuales no corresponden al alcance del Plan de Inversiones en Transmisión. Además, esta alternativa de cambio de nivel de tensión, como se indicó, originará un mayor índice de reclamo de los clientes ante ENEL y Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, se señala lo siguiente:

- a. No se ha planteado implementar transformadores reductores para este caso específico. Además, de acuerdo a la información presentada por ENEL, se observa en los planos disponibilidad para más de 26 celdas en MT (en 20 kV y en 10 kV), que tiene la posibilidad de evacuar alrededor de 105 MVA. En ese sentido, se considera que existe disponibilidad para el nivel de 20 kV y que puede ir progresivamente migrando de 10 a 20 kV, para mantener la misma cantidad de celdas en 10 kV, sabiendo además que muchos clientes MT en zonas de alcance 20 kV diseñan sus instalaciones con dos niveles de tensión.
- b. Como se mencionó anteriormente, el proceso del VAD trabaja en función a una empresa modelo eficiente que no necesariamente cumple con las características de la empresa real, es así que el mismo ENEL cuentan ya con redes 20 kV aprobadas en el Plan de Inversiones sin que en el VAD se consideren redes eficientes de esta misma tensión, sino siguen siendo de 10 kV, esto es porque la red eficiente irá cambiando en función del requerimiento de la demanda y la tecnología vigente.
- c. Se entiende que cuando se migra a un nivel de tensión superior se quiere aumentar la eficiencia de las redes, reducir pérdidas, en ese sentido el cambio debe ser paulatino y es parte de la perspectiva de la empresa.

En conclusión, lo indicado en la PREPUBLICACIÓN se refiere a una migración progresiva de 10 a 20 kV. Es decir, las nuevas cargas pueden alimentarse en ese nivel de tensión.

Conclusión

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

A.1.5.7. Nuevos alimentadores por la calle Nevado Alcoy en la SET Canto Grande

Al respecto, ENEL precisa lo siguiente:

No se pueden construir más alimentadores por la calle Los Olmos, debido a que todos los alimentadores del sector 2 y 3 de celdas en 10 kV salen por esta calle, resultando crítico por no contar con el ancho disponible para tender nuevos cables MT.

Adicionalmente, los alimentadores del primer sector de barras (CG-01, CG-02, CG-04, CG-06 y CG-08) se dirigen hacia la calle Nevado Alcoy, siendo estos alimentadores los más

antiguos de la SET Canto Grande (salen del Transformador TR 01).

En el hipotético caso que se reemplace el cambio del transformador TR 01 de 25x40 MVA, los nuevos alimentadores no tendrán espacio disponible para salir por la Calle Nevado Alcoy, debido a que por la vereda de 1.80 m de la calle Nevado Alcoy ya pasan los alimentadores existentes, imposibilitando tender nuevos alimentadores por esta calle.

Además, se debe considerar que, a la salida de la Calle Nevado Alcoy, se presentan interferencias con redes de agua (Llave de Sedapal), redes de BT (Alumbrado Público), postes de las redes de AT (Línea 695), lo que imposibilita aún más la salida de nuevos alimentadores por esta calle.

En conclusión, de acuerdo con lo descrito, se concluye que no es posible construir nuevos alimentadores por la Calle Nevado Alcoy por las razones expuestas de indisponibilidad de espacio.

Análisis de Osinergmin

Las interferencias planteadas por ENEL son casos que forman parte de cualquier actividad de operación y mantenimiento, o de ejecución de proyectos. Plantear una inviabilidad por razones de interferencias con otra infraestructura da a pie a que ningún proyecto en vía pública pueda ejecutarse, lo cual no es lo más razonable. Por ejemplo, se entiende que, para superar los inconvenientes mencionados, puede optar, entre otras medidas, con ampliar la cantidad de ductos, disposición de cables o atravesar a lo largo de un lado de la acera menos despejada.

Conclusión

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

A.1.5.8. Capacidad óptima de SET's Canto Grande y Zárate

ENEL indica que realizó el análisis de la capacidad óptima de las Subestaciones, lo cual considera fundamental dentro del proceso de planificación del sistema de transmisión.

Del análisis de la evolución de la capacidad de las SET's Canto Grande y Zárate durante el periodo 2025-2029 y la comparación contra la capacidad óptima correspondiente a cada una, se concluye que la SET Canto Grande incrementa su capacidad adicionalmente por encima de la óptima en el año 2026.

Por lo indicado se solicita que no considere el aumento de capacidad adicional en la SET Canto Grande durante el periodo 2025-2029, para no superar la capacidad óptima determinada para la misma.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, tal y como indica ENEL son dos condiciones que se consideran para la incorporación de capacidad de transformación: (i) posibilidad física de ampliar la capacidad de transformación y (ii) capacidad óptima; condiciones que están regidas por el criterio de eficiencia económica (mínimo costo) como lo estipula la Ley de Concesiones Eléctricas.

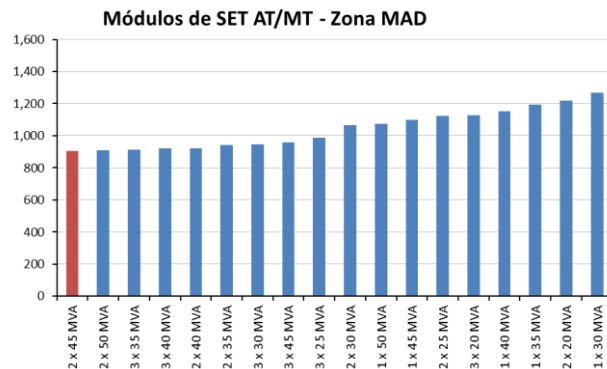
En relación a (i) se ha evidenciado que ENEL no ha planteado la redistribución adecuada de cargas en cada transformador, tampoco ha demostrado la imposibilidad de ampliar la capacidad de la SET Canto Grande mediante el reemplazo de uno de los Transformador de 25 x uno de 40 MVA.

En relación a (ii), de la revisión del archivo "Enel PIT 2025-2029 - Análisis de Alternativas y Módulos v2.xls" donde ENEL sustenta su cálculo de capacidad óptima de subestación por

zonas Muy Alta Densidad (MAD), Alta Densidad (AD) y Baja Densidad (BD) donde concluye que las capacidades óptimas corresponden a 2x50 MVA, 2x40 MVA y 2x40 MVA para cada zona respectivamente; sin embargo, se observa lo siguiente:

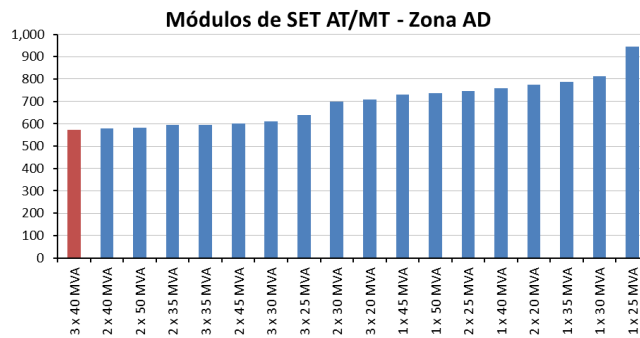
1. En la hoja “Costos y Caracter. Instal.” existe un error de formulación en las celdas “D30:I31”, las cuales se muestran en valores; este error influye dentro del cálculo realizado por ENEL de capacidades óptimas de subestación por zonas.
2. De la corrección del error de formulación, se obtienen los siguientes resultados de capacidades óptimas de subestación por zonas:

Para MAD:

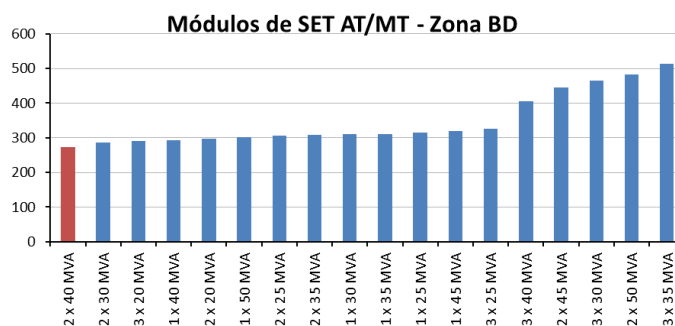


La capacidad óptima en MAD es de 3x40 MVA, no se considera 2x45 MVA debido a que el transformador óptimo de ENEL es de 40 MVA.

Para AD:



Para BD:



3. De lo anterior, corrigiendo las inconsistencias indicadas (según el mismo modelo de

ENEL), las capacidades óptimas para las zonas de MAD, AD y BD corresponden a 2x45 MVA, 3x40 MVA y 2x40 MVA respectivamente.

Ahora, como bien lo indica ENEL, la SET Canto Grande está ubicada en una zona clasificada como muy alta densidad (MAD), y las zonas cercanas que abastece son clasificadas como alta densidad; entonces, las capacidades óptimas teóricas equivalen a 120 MVA (3x40) para MAD y 120 MVA (3 x40 MVA) para AD, por lo tanto corresponde una potencia óptima de 120 MVA para ambas zonas, y dado que la capacidad existente instalada es de 85 MVA, se considera válida la ampliación planteada a 105 MVA (2x40 MVA y 1x25 MVA) para SET Canto Grande.

Sin perjuicio de lo indicado, y dado que el criterio que subyace es el de eficiencia económica, se debe tomar en cuenta que, al contar con las inversiones comunes, equipos de maniobra, etc., resulta óptima la alternativa de la inversión marginal en la repotenciación de la SET con el reemplazo de un Transformador de 25 MVA por uno de 40 MVA en comparación a la construcción de una nueva SET.

Por lo expuestos, no resulta óptimo limitar la potencia de la SET Canto Grande a 80 MVA como lo pretende ENEL, toda vez que se ha mostrado, por un lado, que es posible técnicamente ampliar a 105 MVA y, por otro lado, que es una alternativa más eficiente económicamente que la implementación de la nueva SET Las Flores.

Conclusión

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

A.1.5.9. Conclusiones Finales sobre SET Las Flores

ENEL solicita la aprobación de la nueva SET Las Flores, indicando como razón principal: que la propuesta de *“El cambio de transformador de 25 a 40 MVA en la SET Canto Grande”* implica ampliar la SET a una potencia de 105 MVA, con lo cual se estará incumpliendo la NORMA TARIFAS donde hace referencia al concepto de capacidad óptima de transformación de la subestación.

Adicionalmente, indica que en el numeral 6.2.3.1. del documento Informe N° 088-2024-GRT que se adjunta en el Anexo I, aprobó la nueva SET Huaycán en Luz Del Sur alineándose a la metodología de transformador óptimo.

Además, reitera los argumentos indicados en los numerales previos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo a lo descrito en los numerales anteriores, la propuesta del Plan de Inversiones no transgrede o incumple alguna normativa del sector, por el contrario, al proponer una alternativa más eficiente económicamente, ratifica lo estipulado por la NORMA TARIFAS y la Ley de Concesiones Eléctricas.

Por otro lado, la situación de aprobación de la SET Huaycán que menciona ENEL obedece a una realidad particular del Área de Demanda 7, por lo que no es correcto compararla únicamente desde el enfoque de capacidad óptima de SET como plantea ENEL. En todo caso, ENEL también debe referenciar otros casos donde sí se ha implementado ampliaciones de SET's existentes, como el caso de la SET Barranco o la SET Monterrico, cuya ampliación ha sido aceptada por la empresa distribuidora del Área de Demanda 7.

En ese sentido, no se considera para el presente proceso regulatorio la inclusión de la SET Las Flores.

Conclusión

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

INCORPORACIÓN DE LA NUEVA SET SINCHI ROCA

A.1.6. Con respecto a la SET Sinchi Roca, ENEL sostiene diversos puntos que se resumen a continuación:

A.1.6.1. Proyección de demanda en SET's Comas, Infantas y Caudivilla

ENEL manifiesta que, respecto de la Propuesta Osinermin, se agregaron 148 clientes que se mencionan en comentarios, de las cuales 20 casos se encuentran dentro de la zona de influencia de la SET Sinchi Roca.

Para efectos de determinar la factibilidad de nuevas instalaciones del PIT 2025-2029, específicamente la nueva SET Sinchi Roca, ENEL analizó el crecimiento de la demanda vegetativa y demanda incorporada en la zona de influencia de las instalaciones existentes cercanas, tales como son las SET's Comas, Caudivilla e Infantas.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarán las SET's en el futuro, concluyendo que:

- a) El transformador N° 01 de la SET Comas, presenta problema de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, en consecuencia, NO podrá atender la nueva demanda vegetativa y/o incorporada.
- b) El transformador N° 02 de la SET Infantas, presenta problemas de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, y en consecuencia NO podrá atender nueva la demanda vegetativa y/o incorporada.
- c) Los transformadores N° 01 y 02 de la SET Caudivilla, presentan problemas de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, y en consecuencia NO podrá atender la nueva demanda vegetativa y/o incorporada.

Análisis de Osinermin

La evaluación realizada consideró los 6 clientes incorporados (zona de SET's Infantas, Comas y Caudivilla) incluidos en la actualización del formulario de demanda F-100 correspondiente, asimismo de la evaluación del formulario el F-200, se observa que el transformador de SET's Caudivilla e Infantas se sobrecargan en el periodo 2021-2025.

En este caso, se valida que la problemática advertida por ENEL es similar a la obtenida en la evaluación de Osinermin, es decir, se presentan sobrecargas en transformadores de diversas SET's de Lima Norte (Caudivilla e Infantas).

Conclusión

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

A.1.6.2. Traslados de cargas en las SET's Comas, Caudivilla e Infantas

ENEL señala que analizó los posibles traslados que se pueden realizar fuera de la subestación AT/MT (Propuesta Final ENEL 20-11-23) a nivel de distribución (Media Tensión) entre las SET Comas, Caudivilla e Infantas. Adicionalmente, en esta oportunidad analizó posibles traslados dentro de las SET's.

ENEL analizó la propuesta de Osinermin sobre la permutación de alimentadores dentro de la Subestación, el cual considera que no es viable debido a lo siguiente:

- a. En la realización de permuta de cables de alimentadores se requiere ejecutar empalmes para aumentar la longitud del cable que permita conectar los alimentadores en las celdas MT a permutar, sin embargo, estas actividades de distribución (aguas abajo de la celda MT en la SET) NO están contempladas en la NORMA TARIFAS, de acuerdo con el ítem 12.1.1, el alcance es únicamente hasta las celdas MT de la SET. Cualquier adecuación en la red MT corresponde a otro proceso regulatorio (VAD).

Sin perjuicio de lo manifestado anteriormente, señala lo siguiente:

- a. Los electroductos de salida de cables MT al interior de la Subestación se diseñan para la canalización de los cables sin ningún empalme, cualquier actividad de este tipo se realiza fuera de la SET (actividad que corresponde a otro proceso regulatorio).
- b. Un empalme es un punto de probabilidad de ocurrencia de falla y que compromete a los cables de otros alimentadores, sobre todo considerando que el nivel de cortocircuito dentro de la Subestación es alto y cercano a los niveles de cortocircuito en la barra MT de los transformadores AT/MT

Además, ENEL analizó los posibles traslados que se pueden realizar a nivel de distribución (Media Tensión) fuera de las SET Comas, SET Caudivilla, SET Infantas y las SET's colindantes, teniendo en cuenta los siguientes criterios.

- a. La evaluación de posibles traslados debe tener como consigna esencial descargar los transformadores que presentan sobrecarga (Considerando Crecimiento Vegetativo & Demanda Incorporada) en el horizonte de 2025 – 2029.
- b. Los proyectos del plan de inversiones de transmisión corresponden al sistema de subtransmisión y no de distribución (Informe-Tecnico-694-2022-GRT, Ítem 2.12, Primer párrafo, Pág. 90), en consecuencia, para evaluar los posibles traslados en MT se debe hacer bajo la configuración actual de la red de Media Tensión, no obstante que, los circuitos auxiliares existentes se emplean para restablecer el servicio en caso de interrupciones, con lo cual al ser utilizados para atender cargas nuevas estarán afectando la calidad de servicio al saturar estos circuitos.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, ENEL procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño.

En consecuencia, debido al crecimiento de la demanda de la zona de influencia los traslados entre instalaciones existentes no son suficientes y se requiere de una nueva instalación (Nueva SET Sinchi Roca) en la zona de influencia para atender la demanda.

En conclusión, de lo anterior ENEL sostiene lo siguiente:

- Se analizó la propuesta de Osinermin sobre la permutación de alimentadores dentro de la Subestación, y se llegó a la conclusión de que no es viable por las razones expuestas.
- Se analizó los posibles traslados de carga que se pueden realizar a nivel de distribución (Media Tensión) fuera de las SET's Caudivilla & SET Comas & SET Infantas y las SET's colindantes, y se llegó a la conclusión de que, si es viable de manera parcial, sin embargo, debido al crecimiento de la demanda de la zona de influencia los traslados entre instalaciones existentes no son suficientes y se requiere nuevas instalaciones (Nueva SET SINCHI ROCA) en la zona de influencia.
- Sin perjuicio de lo anterior, es importante precisar que la ejecución de lo antes señalado reduce significativamente la capacidad de traslado de carga entre los circuitos ante posibles contingencias y necesidad de trabajos programados en la red MT, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema y la continuidad del servicio

eléctrico para el cliente, representando una alternativa poco eficiente para cubrir el crecimiento de la demanda vegetativa y de cargas incorporadas esperadas en la zona.

Análisis de Osinerghmin

Como premisa del análisis a realizar, se debe tener en cuenta explícitamente lo enunciado en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS "Se 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, resulta necesario que ante una evaluación de mínimo costo, la posibilidad de una intervención puntual en cables MT aguas arriba y/o aguas abajo de la barra de MT es significativamente más económica que nuevas instalaciones (nuevo transformador o nueva SET). Por otro lado, el mismo numeral propone acciones que necesariamente tiene una intervención adicional, sea para la parte de transmisión y/o distribución como por ejemplo la rotación de transformadores que bien pueden considerar recableados de fuerza y/o control, o traslado de carga en entre subestaciones que también puede involucrar tramos de conexión y/o instalación de equipos de protección y mando en la red existente; en ese sentido, se considera que sí se debe prever este tipo de intervención para que puedan ser considerados en una evaluación habiendo agotado toda posibilidad de solución en la MT.

Se procede a evaluar cada opción específica analizada por la empresa:

- Evaluación de traslados dentro de las SET's:

a. Como ya se mencionó anteriormente, hay actividades, adecuaciones, ajustes puntuales que están contemplados de forma implícita dentro de la regulación, aquellas que son necesarias para desarrollar soluciones bajo el criterio de mínimo costo. Hay que considerar que el esquema regulatorio del VAD se basa en un modelo de empresa eficiente, la cual va evolucionando con la demanda; bajo el enfoque que plantea ENEL, las adecuaciones y tramos nuevos requeridos para conectar una nueva subestación tampoco están permitidos, premisa que no se comparte.

b. Los aspectos de diseño e ingeniería desde el punto realista están previstos o son corregidos para cualquier actividad correctiva o preventiva en la subestación y redes, la empresa debe tener previsto un plan de contingencia o correctivo para solucionar las posibles fallas en los tramos referidos por ENEL, por lo que sea con empalme o cable nuevo, se requiere una solución o medida ante dicha posibilidad de falla.

Sin perjuicio de lo indicado, con la demanda finalmente aprobada las sobrecargas y el nivel de cargabilidad, con o sin las transferencias planteadas, se presenta dos de los Transformadores de diferentes subestaciones asociadas con sobrecargas. En ese sentido, sí se considera que existe una dificultad para el traslado dentro y fuera las SET's que solucione los problemas identificados.

Conclusión

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

A.1.6.3. Ampliación de transformación en SET Caudivilla

ENEL comenta que, la SET Caudivilla ingresó en servicio el año 1966 y fue diseñada como máximo para tres transformadores de 25 MVA en los niveles de tensión 60 y 10 kV. En la subestación no es posible incrementar la potencia de los transformadores a 40 MVA, por limitaciones de espacio y la cantidad de cables MT que se encuentran al interior de la

subestación.

Resalta que, la SET Caudivilla a la fecha cuenta con 16 alimentadores en 10 kV (CV-1 al CV-16) y 2 alimentadores en 20 kV en el transformador TR1 (CV-53 y CV-54).

En consecuencia, ENEL argumenta lo siguiente:

- En la SET Caudivilla no es posible instalar un transformador de potencia 60/10 kV de 40 MVA en la ubicación del TR 1.
- Estas adecuaciones incumplen las distancias mínimas de seguridad, transgrediendo lo establecido por las normas técnicas e internacionales pues se reducen los espacios de operación, mantenimiento, transitabilidad de las SET's.
- En la SET Caudivilla no es posible instalar un transformador de potencia 60/20/10 kV de 40 MVA en la ubicación del TR 3.
- No es posible ampliar la subestación Infantas, debido a no contar con espacio disponible, así como la ampliación en la SET Comas debido a que no cuenta con espacio para salidas de nuevos alimentadores.

Análisis de Osinergmin

Como puede observarse en el plano de planta, la SET Caudivilla tiene un espacio de subestación amplio con configuración de celdas en 60 kV tipo AIS y celdas MT en su mayoría antiguas, asimismo se encuentra situada en una zona bastante céntrica y con alimentadores saliendo por vías principales y calles colindantes, se encuentra ubicada en una zona de ampliación y constante crecimiento por lo que tiene reconocido una barra en 20 kV para la alimentación en este nivel de tensión; en ese sentido, esta subestación necesariamente tiene que ser modificada en función al requerimiento de la demanda, como bien ENEL manifestó en otros casos como Canto Grande y Zárate.

En relación a la posibilidad de usar el espacio del TP1 o TP3 para la ampliación de capacidad a 40 MVA, se entiende que como está actualmente la configuración de los transformadores necesariamente se deberá efectuar adecuaciones; sin embargo, estas intervenciones no inviabilizan la ampliación, si bien ENEL presenta una serie de inconvenientes para la ampliación no presenta ningún planteamiento de intervención o mejora a la configuración actual, actividades que son requeridas necesariamente para una ampliación y que la misma empresa efectúa día a día para su operación y mantenimiento. Se sostiene que el espacio es insuficiente, sin considerar o evaluar que el pórtico de acero de la sección del TP1 o TP3 puede reubicarse, modificarse y/o ampliarse para ese extremo, modificar los rieles existentes, reubicar edificios o instalaciones, reubicación y modificación de los muros contrafuegos de forma de optimizar espacios como altura y grosor según lo mínimo requerido en la Norma IEC 61936-1. Asimismo, se mantiene en evaluar los transformadores con bushing y salida al exterior, cuando el transformador puede ser requerido con caja de salida de cables posterior y otras características que puedan reducir espacios.

Sin embargo, sin perjuicio de todo lo anterior para la ampliación de un Transformador, la sobrecarga con la demanda actualizada se presenta también en la SET Infantas, donde sí se ha verificado dificultades para efectuar una ampliación, tanto en la visita de campo como en los planos revisados. Esta SET presenta un espacio reducido y cuenta con 2 Transformadores de 40 MVA. En el caso de la SET Comas, la misma empresa manifestó que no hay inconvenientes para su ampliación.

Conclusión

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

A.1.6.4. Ampliación de celdas MT en SET Caudivilla

ENEL sostiene que no es posible instalar nuevas celdas en 10 kV detrás del edificio existente de 10 kV, debido a que por ese sector salen los cables de los alimentadores existentes (CV-01 al CV-12).

En el espacio del transformador elevador, sí es posible instalar celdas en 10 kV, sin embargo, la conexión desde la celda de transición (al costado del alimentador CV-16) al futuro alimentador CV-17 es antitécnico (no recomendable), por criterios de diseño no se recomienda hacer enlaces con cables de energía para continuar con la barra de 10 kV (es una distancia demasiado larga y la cantidad de cables que se requiere), los cables pueden ser dañados cuando se realicen trabajos de excavaciones al interior de la subestación.

Adicionalmente, no es viable instalar más celdas por los siguientes sustentos técnicos:

Respecto a la capacidad de la barra principal de celdas del primer sector de barras – SET CAUDIVILLA:

La barra principal de las celdas en 10 kV del transformador TR1 (6 alimentadores de 10 kV) fue diseñada para una capacidad máxima de 2000 A, los transformadores de corriente de la celda de llegada son de capacidad de 1500 A y el interruptor de potencia de 10 kV es de 2000 A. Para la implementación de un transformador de 40 MVA se requiere una barra principal de 2500 A, transformadores de corriente e interruptor de potencia de 2500 A, por lo que, la barra de 10 kV existente no está preparada para un transformador de 40 MVA.

Respecto a la capacidad del transformador de corriente de las celdas en 10 kV del transformador tr1 - SET CAUDIVILLA:

Los transformadores de corriente de la celda 10 kV del transformador TR1 en operación son de relación de transformación 1500/5-5 A. y de realizar el cambio de transformador 25 x 40 MVA deben cambiarse por otros equipos de relación 2500/5-5 A.

Por lo expuesto, se debe precisar que el cambio del transformador de corriente no es reconocido por Osinerghmin.

En conclusión, de acuerdo con lo descrito, ENEL considera que no es posible instalar celdas de 10 kV en la SET Caudivilla.

Análisis de Osinerghmin

Se debe considerar que algunos de los riesgos que planteada ENEL, siempre estarán presentes en los trabajos eléctricos y civiles que involucran una ampliación de subestación; sin embargo, se entiende que los trabajos serán realizados por especialista con experiencia en este tipo de intervención, es así que tener cables debajo de un espacio o área disponible no tendrá que representar ningún impedimento para la reconfiguración de la SET, estos cables podrán ser reubicados, por ejemplo, en el sótano del edificio de celdas si este fuera el caso.

Por otro lado, el espacio disponible en el transformador elevador puede instalarse toda una sección de celdas equivalente a las ampliaciones ya realizadas en la SET Caudivilla, y la conexión por cable tendrá que adecuarse a la menor posible, con esta ampliación queda resuelta las capacidades de barra existente.

Por otro lado, ENEL indica que barra principal de las celdas en 10 kV del transformador TR1 (6 alimentadores de 10 kV) fue diseñada para una capacidad máxima de 2000 A, y que para la instalación de una potencia de 40 MVA la corriente nominal asciende a 2500 A, mayor a la corriente de diseño actual de la barra de las celdas existentes del sector 1. No obstante, ENEL no ha adjuntado sustento técnico o registro fotográficos para validar lo indicado. En

ese sentido, según la evidencia no queda descartado la posibilidad de la ampliación de celdas MT en el primer sector de barras.

Respecto a la capacidad del transformador de corriente de las celdas en 10 kV del transformador TR1, ENEL no ha adjuntado sustento técnico o registros fotográficos para validar lo indicado. En ese sentido, según la evidencia no queda descartado la posibilidad de la ampliación de celdas MT.

Análogamente, ENEL indica que los transformadores de corriente de la celda 10 kV del transformador TR1 en operación son de relación de transformación 1500/5-5 A. y de realizar el cambio de transformador 25 x 40 MVA deben cambiarse por otros equipos de relación 2500/5-5 A. Sin embargo, no plantea la renovación de las celdas, que puede ser factible dada las limitaciones técnicas y a la antigüedad de un grupo de dichas celdas.

Conclusión

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

A.1.6.5. Ampliación de celdas MT en SET Infantas

ENEL precisa que lo siguiente respecto a realizar a migrar de 10 a 20 kV en la SET Infantas:

- a. No es posible liberar celdas en 10 kV, debido a que si se trasladara carga de 10 kV a 20 kV en el interior de la SET se tendrá que implementar un Transformador Reductor de 20/10 kV, es decir trabajos fuera de la celda de 10 kV (Límite donde la Norma señala el alcance del Plan de Inversiones en Transmisión), esto corresponde a otro proceso regulatorio.
- b. No es posible liberar celdas en 10 kV, debido a que a pasar a 20 kV nos obliga a realizar adecuaciones en las instalaciones de distribución (Redes MT, Subestaciones MT/BT, Equipos de Protección y Maniobra, etc.), lo cual no es reconocido en el Plan de Inversiones en Transmisión. Esta actividad corresponde a otro proceso regulatorio.
- c. No es posible el cambio a 20 kV (liberar celdas en 10 kV), debido a que esto compromete el cambio de nivel de tensión del Punto de Medición a Intemperie (PMI) y sus instalaciones internas de los clientes. Este cambio implicará el reclamo de los clientes ante ENEL y Osinergmin.

ENEL concluye que, de acuerdo con lo descrito, no es posible liberar celdas en 10 kV y pasarlos a 20 kV en la SET Infantas, debido a que se deben realizar múltiples adecuaciones en el sistema de distribución de 10 kV, así como al interior de la SET con el Transformador Reductor, los cuales no corresponden al alcance del Plan de Inversiones en Transmisión. Además, esta alternativa de cambio de nivel de tensión, como se indicó, originará un mayor índice de reclamo de los clientes ante ENEL y Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

Sobre el particular, se señala lo siguiente:

- a. De acuerdo a la información presentada por ENEL, se observa en los planos disponibilidad para más de 26 celdas en MT (en 20 kV y en 10 kV), que tiene la posibilidad de evacuar alrededor de 75 MVA. En ese sentido, se considera que existe disponibilidad para el nivel de 20 kV y que puede ir progresivamente migrando de 10 a 20 kV, para mantener la misma cantidad de celdas en 10 kV, sabiendo además que muchos clientes MT en zonas de alcance 20 kV diseñan sus instalaciones con dos niveles de tensión.
- b. Como se mencionó anteriormente, el proceso del VAD trabaja en función a una empresa modelo eficiente que no necesariamente cumple con las características de la empresa

real, por ejemplo; el mismo ENEL cuentan con equipamiento en 20 kV aprobadas en el Plan de Inversiones sin que en el VAD se consideren redes eficientes de esta misma tensión, sino que se reconoce como eficiente la tensión de 10 kV; esto es debido a que la red eficiente cambia o evoluciona en función del requerimiento de la demanda y la tecnología vigente.

- c. Se debe entender que la migración a un nivel de tensión superior aumenta la eficiencia de las redes, reduce pérdidas, en ese sentido el cambio debe ser progresivo, para cargas futuras y requerirá de una estrategia por parte del titular para su realización.

En conclusión, lo indicado en la PREPUBLICACIÓN se refiere a una migración progresiva de 10 a 20 kV. Es decir, las nuevas cargas pueden alimentarse en ese nivel de tensión.

Conclusión

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

A.1.6.6. Viabilidad de la salida de cables en SET's Comas, Caudivilla e Infantas

ENEL comenta lo siguiente:

Respecto a la SET Comas:

Si bien los alimentadores de la Subestación Comas llegan a salir hacia la Avenida Santa Adela para alimentar la carga regulada y de clientes libres en la zona norte de Comas, todos los alimentadores en 10 kV (desde CS-01 al CS-11) y 20 kV (CS-51, CS-52) salen directamente a la Calle Santa Ana por un solo frente.

La calle Santa Ana, resulta crítica por no contar con el ancho disponible para tender nuevos cables MT, pues, en el corte de vía de la Calle Santa Ana no se tienen ductos disponibles para nuevas salidas subterráneas y también, debido a la indisponibilidad de espacio en el retiro (2,30 m) no es posible instalar infraestructura aérea de MT (se requiere como mínimo 2,50 m).

Asimismo, sostiene que existen diversas dificultades para el recorrido de nuevos alimentadores en la salida de la SET Comas.

Por lo antes expuesto, optar por la construcción de redes con las limitaciones explicadas trae como consecuencia mayores niveles de pérdidas en la red de MT y posibles caídas de tensión en los circuitos al tener alejada los centros de carga de los clientes. Esto imposibilita la construcción de nuevos alimentadores a través de la calle Santa Ana.

Respecto a la SET Infantas:

Se imposibilita construir nuevos alimentadores por la Avenida Gerardo Unger, debido a que se debe cruzar por la vía de desplazamiento del transformador, lo cual técnicamente no es viable, quedando solamente la posibilidad de instalar nuevos alimentadores por la Avenida 22 de agosto.

Respecto a la SET Caudivilla:

Se imposibilita construir nuevos alimentadores debido a la indisponibilidad de espacio para instalar nuevas celdas de alimentadores en 10 y 20 kV.

ENEL concluye que, de acuerdo con lo descrito, se concluye que no es posible construir nuevos alimentadores en las SET's Caudivilla, Comas e Infantas.

Análisis de Osinergmin

Respecto a SET Comas

La SET Comas pertenece al SCT y fue puesta en operación en el año 2016, al respecto, la ubicación del terreno debió haber previsto y planificado las maneras más eficientes (túneles, ductos más profundos, entre otros) de evacuar toda la potencia disponible y futura de dicha subestación, es así que no se podrá considerar las vías de acceso o interferencias como sustento para la inviabilidad de ampliación de la SET Comas, los temas de ingeniería preliminar y de detalle antes de la obra están a cargo propiamente de la empresa por lo que, es responsabilidad del titular velar por las soluciones de los inconvenientes de salidas de alimentadores, para que las instalaciones puedan alimentar a la demanda de manera íntegra. No resulta razonable trasladar alguna ineficiencia en el diseño al usuario final. Además, dada la explicación de ENEL, nada garantiza que una nueva SET, que está planteando cerca a la SET Comas (como la SET Sinchi Roca), tenga los mismos problemas para el recorrido de sus alimentadores.

Respecto a la SET Infantas

De la revisión de la documentación presentada, ENEL no sustenta técnicamente la razón por la cual no es viable y no puede utilizar parcialmente la loza y zona de movimientos de transformadores para sacar alimentadores. Solo se indica que la única salida para los alimentadores es por la Av. 22 de agosto y esta se encuentra limitada para nuevos alimentadores porque incumplen las distancias de seguridad, no obstante, no se observa en que valores y/o cálculos se sustenta este incumplimiento de las distancias de seguridad.

Respecto a la SET Caudivilla

De la revisión de la documentación presentada, ENEL no sustenta técnicamente la razón por la cual no es viable las salidas de alimentadores por los tres frentes disponibles en la subestación. Solo se indica que la única salida para los alimentadores es por la Jirón Aymi Túpac y esta se encuentra limitada para nuevos alimentadores porque incumplen las distancias de seguridad, no obstante, no se observa en que valores y/o cálculos se sustenta este incumplimiento de las distancias de seguridad.

Conclusión

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

A.1.6.7. Capacidad óptima de SET's Caudivilla, Comas e Infantas

ENEL indica que realizó el análisis de la capacidad óptima de las Subestaciones, lo cual considera fundamental dentro del proceso de planificación del sistema de transmisión.

ENEL concluye que, del análisis de la evolución de la capacidad de las SET's durante el periodo 2025-2029 y la comparación contra la capacidad óptima correspondiente a cada una, se concluye que en la SET Caudivilla durante el periodo 2025-2029, incrementa su capacidad por encima de la potencia óptima en el año 2028, como consecuencia de la propuesta de Osinerghmin.

Por lo indicado se solicita al Osinerghmin que no considere el aumento de capacidad adicional en la SET Caudivilla durante el periodo 2025-2029, para no superar la capacidad óptima determinada para la misma.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tal y como indica ENEL son dos condiciones que se consideran para la incorporación de capacidad de transformación: (i) posibilidad física de ampliar la capacidad de transformación y (ii) capacidad óptima; condiciones que están regidas por el criterio de eficiencia económica (mínimo costo) como lo estipula la Ley de Concesiones Eléctricas.

En relación a (i) se ha evidenciado que ENEL no ha planteado la redistribución adecuada de cargas en cada transformador existente.

En relación a (ii), de la revisión del archivo “Enel PIT 2025-2029 - Análisis de Alternativas y Módulos v2.xls” donde ENEL sustenta su cálculo de capacidad óptima de subestación por zonas MAD, AD y BD, se ha identificado un error de vinculación como se indica en el numeral A.1.5.8.

Ahora, como bien lo indica ENEL, la SET Caudivilla está ubicada en una zona clasificada como MAD, y las zonas cercanas que abastece son clasificadas como alta densidad; entonces, las capacidades óptimas teórica indicadas por ENEL equivalen a 120 MVA (3x40) para MAD y 120 MVA (3 x40 MVA) para AD, por lo tanto, corresponde una potencia óptima de 120 MVA para ambas zonas, y dado que la capacidad existente instalada es de 85 MVA, se considera un alternativa válida la ampliación planteada a 105 MVA (2x40 MVA y 1x25 MVA) para SET Caudivilla.

Por lo expuestos, no resulta óptimo limitar la potencia de las SET's a 80 MVA como lo pretende ENEL, toda vez que, si es viable la ampliación aprovechando la infraestructura existente, siendo la alternativa más eficiente económicamente que la implementación de una nueva SET.

Conclusión

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

A.1.6.8. Conclusiones Finales sobre SET Sinchi Roca

ENEL solicita la aprobación de la nueva SET Las Flores, indicando como razón principal: que la propuesta de “*El cambio de transformador de 25 a 40 MVA en la SET Caudivilla*” implica ampliar la SET a una potencia de 90 MVA, lo cual está incumpliendo la NORMA TARIFAS donde hace referencia al concepto de Capacidad óptima de Transformación de la Subestación, superando costos de inversión, O&M y pérdidas en el horizonte de planificación, ello en virtud que la SET Caudivilla supera la capacidad total óptima (80 MVA).

Adicionalmente, indica que Osinermin, en el numeral 6.2.3.1. del documento Informe N° 088-2024-GRT que se adjunta en el Anexo I, aprobó la nueva SET Huaycán en Luz del Sur alineándose a la metodología de transformador óptimo.

Análisis de Osinermin

Al respeto, en función a las nuevas solicitudes de demanda eléctrica enviada por ENEL, se observa Osinermin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, que hay sobrecarga en el periodo tarifario, en los Transformadores TR-1 y TR-3, de 25 MVA cada uno, de la SET Caudivilla, y también se observa sobrecarga en SET Infantas.

Asimismo, se ha evaluado los posibles trasposos de cargas en subestación y entre subestaciones, no pudiéndose aliviar la carga del transformador en SET Caudivilla y SET Infantas.

Por lo expuesto, resulta necesario plantear un nuevo punto de alimentación en 60 kV en la zona de Lima Norte. La nueva SET Sinchi Roca y su conexión en 60 kV (desde la Derivación de la Línea 6350 Huarangal – Comas), planteada por ENEL, se considera un proyecto que soluciona la problemática.

No obstante, es importante precisar que no ha quedado descartada las ampliaciones de capacidad ni las ampliaciones en MT de la SET Caudivilla, mucho menos de la SET Comas.

Sin perjuicio de lo indicado, la situación de aprobación de la SET Huaycán obedece a una realidad particular del Área de Demanda 7, por lo que no es correcto compararla únicamente desde el enfoque de capacidad óptima de SET como plantea ENEL. En todo caso, ENEL también debe referenciar otros casos donde sí se ha implementado ampliaciones de SET's existentes de Lima Sur, como el caso de la SET Barranco o la SET Monterrico, cuya ampliación ha sido aceptada por la empresa distribuidora del Área de Demanda 7.

Conclusión

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

INCORPORACIÓN DE NUEVA SET CIUDAD DE PACHACÚTEC

A.1.7. Respecto a la SET Pachacútec, ENEL sostiene diversos puntos que se resumen a continuación:

A.1.7.1. Proyección de demanda de las SET's Ventanilla y Zapallal

ENEL indica que, respecto de la Propuesta Osinermin, se agregó al formato F-113 la información de 148 casos de incorporaciones de carga, de las cuales 12 casos se encuentran dentro de la zona de influencia de la SET Ciudad de Pachacútec.

Para efectos de determinar la factibilidad de nuevas instalaciones del PI 2025-2029, específicamente la nueva SET Pachacútec, se analizó el crecimiento de la demanda vegetativa y demanda incorporada en la zona de influencia de las instalaciones existentes cercanas, tales como son las SET's Ventanilla y Zapallal.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarán las SET's en el futuro, concluyendo que, el transformador N° 01 de la SET Ventanilla presenta problemas de sobrecarga en el periodo 2025 – 2029, y en consecuencia no puede atender nueva demanda vegetativa y/o incorporada.

Análisis de Osinermin

La evaluación realizada consideró los 4 clientes incorporados (zona de SET's Zapallal y Ventanilla) incluidos en la actualización del formulario de demanda F-100 correspondiente, asimismo de la evaluación del formulario el F-200, se observa que el transformador de SET Ventanilla se sobrecarga para el año 2028, por otro lado, el transformador de SET Zapallal no presenta sobrecarga en el periodo de estudio.

Conclusión

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

A.1.7.2. Traslado de carga en SET's Ventanilla y Zapallal

ENEL indica que analizó los posibles traslados que se pueden realizar fuera de la subestación AT/MT (Propuesta Final ENEL 20-11-23) a nivel de distribución (Media Tensión) entre las SET Ventanilla y Zapallal. Adicionalmente, en esta oportunidad se analizó posibles traslados dentro de las SET's.

ENEL analizó la propuesta de Osinermin sobre la permutación de alimentadores dentro de la Subestación, el cual considera que no es viable debido a lo siguiente:

“En la realización de permuta de cables de alimentadores se requiere ejecutar empalmes para aumentar la longitud del cable que permita conectar los alimentadores en las celdas MT a permutar, sin embargo, estas actividades de

distribución (aguas abajo de la celda MT en la SET) NO están contempladas en la NORMA TARIFAS, de acuerdo con el ítem 12.1.1, el alcance es únicamente hasta las celdas MT de la SET. Cualquier adecuación en la red MT corresponde a otro proceso regulatorio (VAD).”

Sin perjuicio de lo manifestado anteriormente, señala lo siguiente:

- a. Los electroductos de salida de cables MT al interior de la Subestación se diseñan para la canalización de los cables sin ningún empalme, cualquier actividad de este tipo se realiza fuera de la SET (actividad que corresponde a otro proceso regulatorio).
- b. Un empalme es un punto de probabilidad de ocurrencia de falla y que compromete a los cables de otros alimentadores, sobre todo considerando que el nivel de cortocircuito dentro de la Subestación es alto y cercano a los niveles de cortocircuito en la barra MT de los transformadores AT/MT.

Además, ENEL analizó los posibles traslados que se pueden realizar a nivel de distribución (Media Tensión) fuera de las SET Comas, SET Ventanilla, SET Zapallal y las SET's colindantes, teniendo en cuenta los siguientes criterios.

- a. La evaluación de posibles traslados debe tener como consigna esencial descargar los transformadores que presentan sobrecarga (Considerando Crecimiento Vegetativo & Demanda Incorporada) en el horizonte de 2025 – 2029. Esta alternativa corresponde a una evaluación de disponibilidad de espacios físico.
- b. Los proyectos del plan de inversiones de transmisión corresponden al sistema de subtransmisión y no de distribución (*Informe-Tecnico-694-2022-GRT, Ítem 2.12, Primer párrafo, Pág. 90*), en consecuencia, para evaluar los posibles traslados en MT se debe hacer bajo la configuración actual de la red de MT; no obstante que los circuitos auxiliares existentes se emplean para restablecer el servicio en caso de interrupciones, con lo cual al ser utilizados para atender cargas nuevas está afectando la calidad de servicio al saturar estos circuitos..

En conclusión, de lo anterior ENEL sostiene lo siguiente:

- Se analizó la propuesta de Osinerghmin sobre la permutación de alimentadores dentro de la Subestación, y se llegó a la conclusión de que no es viable por las razones expuestas.
- Se analizó los posibles traslados de carga que se pueden realizar a nivel de distribución (Media Tensión) fuera de las SET's Zapallal & SET Ventanilla y las SET's colindantes, y se llegó a la conclusión de que, sí es viable de manera parcial, sin embargo, debido al crecimiento de la demanda de la zona de influencia los traslados entre instalaciones existentes no son suficientes y se requiere una nueva instalación (Nueva SET Pachacútec) en la zona de influencia.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, los formularios F-100 y F-200 evidencian la sobrecarga del transformador de SET Ventanilla, asimismo, se la evaluación de los traslados de carga considerando la “permutación de alimentadores dentro de la Subestación” y subestaciones colindantes (F-203 120- Transferencia & Con Proyecto) de la PREPUBLICACIÓN, se obtiene que no es suficiente para aliviar la sobrecarga del transformador en SET Ventanilla.

Sin perjuicio a lo anterior, ENEL debe tener en cuenta lo enunciado en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS:

"Se 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, es completamente válido que ante una evaluación de mínimo costo, la posibilidad de una intervención puntual en cables MT aguas arriba y/o aguas abajo de la barra de MT es significativamente más económica que nuevas instalaciones (Nuevo transformadores o Nueva Subestación).

Por otro lado, el mismo numeral propone acciones que necesariamente tiene una intervención adicional, sea para la parte de transmisión y/o distribución, como por ejemplo; (i) rotación de transformadores, (ii) recableados de fuerza y/o control, o (iii) traslado de carga en entre subestaciones; que también puede involucrar tramos de conexión y/o instalación de equipos de protección y mando en la red existente, en ese sentido la normatividad sí prevé este tipo de intervención para que puedan ser considerados en una evaluación, considerando el criterio de eficiencia económica, habiendo agotado la posibilidad de solución en la MT.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, toda vez que sí se evidencian sobrecargas en la SET Ventanilla.

A.1.7.3. Repotenciación de transformación en SET's Ventanilla y Zapallal

Sobre el particular, ENEL precisa que en la SET Ventanilla, al ser una subestación que empezó como cabina y se realizaron múltiples adecuaciones en esta, presenta espacios limitados para repotenciar los transformadores TR1 y TR2 por los motivos siguientes:

Transformador TR1:

Si el Transformador TR1 se reemplaza por un transformador de 40 MVA (mayores dimensiones), esto ocasiona que el transformador reduzca el espacio de transitabilidad del personal para la operación y mantenimiento de la SET. (Condición insegura)

Transformador TR2:

Si el Transformador TR2 se reemplaza por un transformador de 40 MVA (mayores dimensiones), esto ocasiona que el transformador se encuentra próxima a las celdas, incumpliendo distancias mínimas de seguridad y también que se reduzca el espacio de transitabilidad del personal para la operación y mantenimiento de la SET. (Condición insegura)

ENEL concluye que, de acuerdo con lo descrito, se concluye que no es posible repotenciar los transformadores de las subestaciones Ventanilla y Zapallal, debido a que no existe espacio disponible y se presentan condiciones inseguras por el incumplimiento de distancias mínimas de seguridad entre los equipos de AT y MT con el personal operativo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, 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 representan impedimento como menciona ENEL para una repotenciación reemplazando el Transformador de 25 MVA por un Transformador de 40 MVA.

Asimismo, de los planos se observa que puede realizarse una adecuación en: el área de

izaje de equipos, la vía de tránsito, el área de caseta de vigilancia y la zona de jardines; estas posibles adecuaciones permiten optimizar los espacios con la finalidad de implementar la repotenciación de los transformadores; por otro lado, en relación a las celdas de MT existentes, se observa que se cuenta con 6 celdas alimentador del SST (adicionalmente 2 celdas de medición y 2 celdas de transformación) que pueden renovarse con una tecnología más óptima en cuanto a espacios.

Adicionalmente, ENEL no ha presentado detalles que descarten que el “banco de condensadores existentes” no pueda ser reubicado o retirado de la Subestación, permitiendo la optimización de espacio en la SET.

En ese sentido, ENEL no ha presentado elementos de juicio que permita analizar la viabilidad de la optimización de espacios en SET Ventanilla, no quedando cerrado la posibilidad de la repotenciación de transformadores.

Sin perjuicio a lo anterior, para el presente PI 2025-2029 no se requiere evaluar la repotenciación de transformación de SET Zapallal y SET Ventanilla, debido a la aprobación de la nueva SET Ciudad de Pachacútec que atenderá la demanda eléctrica de la zona, aliviando la carga de las subestaciones colindantes (Ventanilla y Zapallal).

Conclusión

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

A.1.7.4. Ampliación de celdas en SET's Zapallal y Ventanilla

Sobre la ampliación de celdas MT en las SETs Zapallal y Ventanilla, ENEL precisa lo siguiente:

Respecto a la SET Zapallal:

No es viable ampliar el tren de celdas en la zona del banco de condensadores debido a que no se tiene espacio para reubicar al banco de condensador e instalar más celdas en 10 kV.

Respecto a la SET Ventanilla:

No es viable ampliar el tren de celdas en la zona del banco de condensadores debido a que no se tiene espacio para reubicar al banco de condensador e instalar más celdas en 10 kV. Adicionalmente, se debe considerar que esta SET es pequeña y presenta muchas limitaciones para seguir realizando adecuaciones.

ENEL concluye que, no es posible instalar más celdas en las SET's Ventanilla y Zapallal, debido a que no se cuenta con espacio disponible para reubicar el banco de condensadores e instalar en este espacio más celdas en 10 kV.

Realizar modificaciones en la salida de alimentadores en una SET de poco espacio, no cumple con la curvatura de cable (posibilidad de falla en cable MT), esto origina afectación con el patio de llaves y la zona de transformadores, generando dificultad y riesgo en la operación y el mantenimiento.

Análisis de Osinergmin

Respecto de la ampliación de celdas en MT en SET Zapallal y SET Ventanilla, de la verificación de los planos de planta se observa que puede realizarse una adecuación en: el área de izaje de equipos, la vía de tránsito, el área de caseta de vigilancia y/o la zona de jardines; estas posibles adecuaciones permiten optimizar los espacios con la finalidad de implementar la ampliación de celdas; por otro lado, en relación a las celdas de MT existentes, se observa que, para SET Ventanilla, se cuenta con 6 celdas alimentador del SST

(adicionalmente 2 celdas de medición y 2 celdas de transformación) que pueden renovarse con una tecnología más óptima en cuanto a espacios; de la misma forma, la SET Zapallal, cuenta con 4 celdas alimentador del SST (adicionalmente con 2 celdas de medición y 2 celdas de transformación) que también pueden renovarse.

Además, ENEL puede retirar o reubicar el “banco de condensadores existentes”, permitiendo optimizar el espacio en la SET Ventanilla, lo cual no ha sido desvirtuado completamente.

En ese sentido, ENEL no ha presentado elementos de juicio que imposibiliten una optimización de espacios en SET Ventanilla y SET Zapallal, no quedando cerrado la posibilidad de la ampliación de las celdas en MT.

Sin perjuicio a lo anterior, para el presente PI 2025-2029 no se requiere evaluar la ampliación de espacios de SET Zapallal y SET Ventanilla, debido a la aprobación de la nueva SET Ciudad de Pachacutéc que atenderá la demanda eléctrica de en la zona, aliviando la carga de las subestaciones colindantes (Ventanilla y Zapallal).

Conclusión

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

A.1.7.5. Viabilidad de salida de cables por la Av. Playa Hermosa y Calle 11 en SET Zapallal y SET Ventanilla

ENEL indica que, respecto a la SET Ventanilla, donde Osinermin indica que los alimentadores pueden salir por la Calle 11, esto implica cruzar el patio de llaves y la zona de los transformadores, lo cual no es posible porque se incumplen criterios técnicos de diseño y también no se cumplen las distancias mínimas de seguridad. Debido a que la ubicación de las celdas se encuentra aledaño a la Av. Néstor Gambeta, siendo esta es la única vía para la salida de los cables MT.

ENEL concluye que, de acuerdo con lo descrito, se concluye que no es posible instalar nuevos alimentadores en las SET's Zapallal y Ventanilla.

Análisis de Osinermin

De la revisión del Anexo J “Sustento de necesidad de nueva SET Pachacutéc para el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 - Área de Demanda 06”, ENEL indica lo siguiente:

“(...)

3.4.2 SET VENTANILLA:

...los alimentadores existentes de la SET Ventanilla, todos ellos salen por un solo frente hacia la Avenida Néstor Gambetta y debido que esta avenida es una Vía Metropolitana y bajo concesión de PROVÍAS, la posibilidad para nuevos cables de MT NO es factible debido a los trámites y permisos que se requieren para cruzar esta Avenida...

(...)”

De lo indicado por ENEL, no se observa la imposibilidad para la salida de nuevos cables de MT, solo manifiesta problema con los permisos a tramitar, mas no la imposibilidad técnica de hacerlo.

Sin perjuicio a lo anterior, para el presente Plan de Inversiones 25-29 no se requiere evaluar la ampliación de espacios de SET Zapallal y SET Ventanilla, debido a la aprobación de la

nueva SET Ciudad de Pachacútec, la cual atenderá la demanda eléctrica de la zona, aliviando la carga de las subestaciones colindantes (Ventanilla y Zapallal).

Conclusión

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

A.1.7.6. Conclusiones Finales sobre SET Pachacútec

ENEL solicita la aprobación de la Nueva SET Pachacútec por las siguientes razones:

- a. La potencia instalada en las SET's Ventanilla y Zapallal no es suficiente para atender el crecimiento de la demanda en la zona para un horizonte de 10 años, debido a que la demanda total incorporada a atender en la zona 24,57 MW la misma que se encuentra distribuida de la siguiente forma:

Concepto	Volumen de Potencia de Demanda Incorporada [MW]	
	Ventanilla	Zapallal
Nuevas Solicitudes que ingresaron entre <u>Noviembre 2023</u> - <u>Febrero 2024</u>	1.20	-
Solicitudes no aprobadas en la Prepublicación, y que se solicita su inclusión debido a que se agregó sustentos	8.28	2.86
Solicitud Aprobada en la Prepublicación <u>Febrero 2024</u>	10.97	1.26
Total	20.45	4.12

- b. La SET Ventanilla desde sus inicios fue construida como una cabina, y por la antigüedad de la SET ha sufrido diversas modificaciones y ampliaciones de potencia. De continuar con más modificaciones o ampliaciones implica un riesgo en las instalaciones pues las distancias de seguridad se acortan y las zonas de operación y mantenimiento se reducen. Las adaptaciones a nuevas tecnologías implican la modificación de estructuras, ductos u otras instalaciones que generan un aglomerado de cables en tan poco espacio, generación de calor, reducción de la ampacidad de cada alimentador y menor capacidad de atender la demanda. Por lo que, NO es posible repotenciar los transformadores en la SET Ventanilla, como también NO es posible instalar nuevas celdas en los espacios indicados por Osinergmin. Además, de no poder sacar nuevos alimentadores por las restricciones técnicas.
- c. Según se mostró en los gráficos la SET Ventanilla es un caso particular, pues su diseño de planta es de forma triangular lo cual implica que cualquier ampliación o modificación en su estructura reduce enormemente las áreas de operación, mantenimiento y transitabilidad aumentando el riesgo en la operación.
- d. De forma similar, en la SET Zapallal, NO es posible repotenciar los transformadores, como también NO es posible instalar nuevas celdas al no tener espacio disponible para reubicar el banco de condensadores dentro de la subestación.

Análisis de Osinergmin

Al respeto, en función a las nuevas solicitudes de demanda eléctrica enviada por ENEL, se ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como del crecimiento de la demanda vegetativa, observando que hay sobrecarga en el periodo tarifario, en el Transformador TR-2, de 25 MVA, de la SET Ventanilla (para el año 2027), sin embargo, no se observa sobrecarga en SET Zapallal.

Asimismo, se ha evaluado los posibles traspasos de cargas, no pudiéndose aliviar la carga del transformador en SET Ventanilla.

Adicionalmente, se ha observado, según los párrafos anteriores, que la SET Ventanilla cuenta con un espacio limitado y con dificultades para la ampliación de celdas MT, con lo cual en caso pueda ampliarse no permitirá necesariamente implementar la barra en 20 kV para alimentar las cargas más distantes.

Por lo expuesto, se considera válido plantear un nuevo punto de alimentación en 60 kV en la zona involucrada. La nueva SET Ciudad de Pachacútec y su conexión en 60 kV (desde la Derivación de la Línea 60V Zapallal – Ventanilla), planteada por ENEL, se considera un proyecto que soluciona la problemática.

Cabe señalar que, existe una subestación denominada “**Pachacútec**” en la zona sur de Lima (titular Luz del Sur), en ese sentido, para evitar la duplicidad en la denominación de la subestación se cambia el nombre a subestación **Ciudad de Pachacútec**.

Conclusión

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

CELDAS EN MEDIA TENSIÓN

A.1.8. Incorporación de nuevas celdas MT

ENEL precisa que agregó la información de 141 casos de incorporaciones de carga y de acuerdo con el nuevo formato “F-204”, obtiene un total de veinte (20) Celdas de Alimentador (12 en 10 kV y 08 en 20 kV) para el periodo del PI 2025-2029.

De acuerdo con el análisis realizado, ENEL solicita un total de quince (15) Celdas de Alimentador (07 en 10 kV y 08 en 20 kV) para el periodo del PI 2025-2029. Adicionalmente, para implementar estas nuevas celdas de alimentadores requiere incluir 5 Celdas de Medición, 4 Celdas de Transformador y 03 Celdas de Acoplamiento en el nivel de tensión donde se prevé la respectiva conexión de los nuevos alimentadores.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo, a la actualización de demanda regulada y el análisis de los clientes libres e incorporados, según el formato F-204 justifica implementar diversas celdas de alimentadores de MT. Asimismo, las celdas en 20 kV para la implementación de nuevas barras, se considera pertinente su inclusión conjuntamente con 01 celda de medición y 01 celda de transformador. En el cuadro siguiente se especifica el detalle respectivo:

SET	Celdas Solicitadas por ENEL		Análisis Osinerghmin
	10 kV	20 kV	
CAUDIVILLA	-	1	En vista que se ha aprobado la SET Sinchi Roca, según el formato F-204 ya no son necesarias 01 celda en 10 kV, sin embargo, si es requerida una celda en 20kV. Cabe indicar que no se descarta futuras ampliaciones en MT como se detalla en las respuestas específicas a las opiniones y sugerencias.
COMAS	1	-	Según el formato F-204 son necesarias 01 celda en 10 kV.

SET	Celdas Solicitadas por ENEL		Análisis Osinerghmin
	10 kV	20 kV	
FILADELFIA	-	1	Según el formato F-204 son necesarias 01 celda en 20 kV, en relación a la nueva barra solicitada, no se presentan mayores sustentos para la alimentación de la barra en 20kV existente.
HUANDOY	-	-	Según el formato F-204 no son necesarias celdas MT. La empresa deberá resolver los problemas de sobrecarga en alimentadores, para la demanda existente se tiene una holgura con las celdas existentes (2.91 MVA/alim)
HUARANGAL	2	-	Según el formato F-204 son necesarias 02 celdas en 10 kV.
INDUSTRIAL	-	2	Se observa demanda en el devanado de 20 kV la cual incluye demanda regulada, en ese sentido se considera válido la inclusión de la barra en 20kV.
JICAMARCA	-	-	ENEL indica que retira esta solicitud debido a que lo atenderá desde SET Mariátegui, no obstante, según el formato F-204 no son necesarias celdas MT.
MARIÁTEGUI	-	1	Se observa topología actual, se considera válido la inclusión de la barra en 20kV y el traslado de 10 a 20kV mediante un alimentador.
PANDO	-	-	Según el formato F-204 no son necesarias celdas MT.
SANTA MARINA	-	-	Según el formato F-204 no son necesarias celdas MT, y no se presenta el sustento necesario para la aprobación correspondiente.
SUPE	-	1	Se considera válido la inclusión de la barra en 20 kV del nuevo TP y su acoplamiento a la barra existente. Se debe considerar que la mayor demanda se encuentra en 20 kV.
UNI	-	-	Según el formato F-204 no son necesarias celdas MT. La empresa deberá resolver los problemas de sobrecarga en alimentadores, para la demanda existente se tiene una holgura con las celdas existentes (3.6 MVA/alim)

SET	Celdas Solicitadas por ENEL		Análisis Osinerghmin
	10 kV	20 kV	
VENTANILLA	-	-	Según el formato F-204 son necesarias 01 celdas en 10 kV, sin embargo, al no haber espacio necesario para la ampliación de celdas en 10 kV, obligatoriamente esta carga debe ser alimentada desde la nueva SET Ciudad de Pachacútec.
ZAPALLAL	-	-	Según el formato F-204 son necesarias 02 celdas en 10kV, sin embargo, al no haber espacio necesario para la ampliación de celdas en 10 kV, obligatoriamente esta carga debe ser alimentada desde la nueva SET Ciudad de Pachacútec.
ZARATE	-	1	Se observa demanda en el devanado de 20 kV la cual incluye demanda regulada, en ese sentido se considera válido el traslado de carga a 20kV.
JOSÉ GRANDA	-	-	Según el formato F-204 no son necesarias celdas MT.
CUZCO (EX PUEBLO LIBRE)	1	-	Según el formato F-204 son necesarias una celda en 10kV.
CANTO GRANDE	2	-	Según el formato F-204 son necesarias dos celdas en 10kV.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión en tanto sí se incluyen nuevas celdas, pero no necesariamente según la solicitud de ENEL.

A.1.9. Incorporación de estructuras de transición en SET La Mar 220/60 kV

Al respecto, ENEL considera que se debe tomar en cuenta que los metrados definitivos (km) requeridos en líneas 220 y 60 kV para la Alternativa 1 que permitan la conexión de la Nueva Subestación La Mar 220/60 kV tanto en 220 y 60 kV se determinarán en función de la ubicación del terreno que se adquiera para la construcción de la nueva Subestación.

Adicionalmente, ENEL requiere dos postes de transición para conectar la línea en derivación (Línea 220 kV Malvinas - Barsi en Derivación) a la nueva SET La Mar con el tramo aéreo (AAAC 800 mm²) de la Línea Malvinas - Barsi.

Análisis de Osinerghmin

Se sabe que para la etapa de implementación del proyecto se puede tener ligeras variaciones en la ubicación del terreno de acuerdo a la disponibilidad de la zona y gestiones realizadas por la empresa, se entiende que, al ya estar aprobado el proyecto, además de haber realizado un estudio de factibilidad de terrenos para la nueva subestación, el riesgo será minimizado no variando sustancialmente las conexiones en 220 kV y 60 kV.

En relación a la conexión del nuevo tramo de doble terna hacia la SET La Mar, se debe indicar que, ENEL no ha presentado un sustento detallado de dicha conexión y de cómo ha

quedado finalmente configurada la línea 220kV Malvinas – Barsi (que cuenta con tramos aéreos y subterráneos), por lo que no se ha sustentado la necesidad de las estructuras de transición.

Conclusión

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

TRANSFORMADORES DE RESERVA FIJA COMPARTIDA

A.1.10. Implementación TP Reserva 220/60/10 kV de 50 MVA en SE Medio Mundo

ENEL indica que considerando que la demanda ajustada con la incorporación de clientes libres en MT detallada, en caso de falla del transformador 220/60 kV de Medio Mundo durante el periodo 2025-2029, no produce sobrecargas en otro transformador de la zona, pero se producen caídas de tensión de 0,92 de la tensión nominal en las barras de 66 kV de la SET Medio Mundo.

Finalmente, ENEL solicita considerar como elemento de reserva el transformador de 220/66 kV - 50 MVA en la SET Medio Mundo.

Análisis de Osinerghmin

ENEL solicita la aprobación de un Transformador de Reserva en 220/60/10 kV de 50 MVA para la SET Medio Mundo, bajo el argumento de que ante la contingencia del transformador de la SET Medio Mundo en 220 kV, se producen caídas de tensión de 0,92 en las barras de 66 kV de la SET Medio Mundo.

Al respecto, se debe indicar que el problema de caída de tensión en barras no es justificación para la aprobación de un nuevo Transformador de Reserva ya que existen diferentes formas de aliviar la caída de tensión en barras.

Asimismo, no se observa que ENEL haya efectuado un estudio económico que evalúe, por ejemplo, el costo de la Energía No Servida por rechazo de carga vs. la inversión necesaria para contar con un transformador de reserva, a fin de justificar la necesidad del transformador de reserva.

En ese sentido, se concluye que no se ha sustentado la viabilidad técnica y económica de contar con un transformador de reserva en 220 kV para la SET Medio Mundo.

Conclusión

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

A.1.11. Situación del transformador de reserva SET Pando

ENEL indica que en el Informe “Reserva de transformadores”, que adjunta como sustento, se detalla la situación del transformador de “reserva Pando” del SST.

El transformador identificado en 2006 como “reserva Pando” en el SST cambió posteriormente a estado “operativo” al reemplazar a un transformador en servicio, el transformador en servicio retirado de la SET Mirones pasó a asumir la función de reserva y posteriormente otro transformador de la SET Chillón asumió la función de transformador de reserva. En el proceso de aprobación del PI 2025-2029, se consideró su baja regulatoria en la PREPUBLICACIÓN del último transformador que asumió la función de transformador de reserva.

Finalmente, ENEL solicita que el transformador de reserva en Tomás Valle de 25 MVA (L-

30302) sea reconocido como transformador de reserva en el SST en lugar de Pando (este transformador también se está solicitando su renovación 25x25MVA).

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ENEL sustentó que el transformador con número de placa N° L-30107/08 corresponde al transformador disponible remunerado en la SET Pando, el cual fue rotado el 2015 a la SET Mirones, y fue dado de baja en el PI 2021-2025. Sin embargo, en el archivo de remuneraciones se verifica que la baja remunerativa se efectuó a un transformador de 60/10 kV - 25 MVA de la SET Mirones y no de Pando (que es el que correspondía). En tal sentido, corresponde evaluar este caso en el proceso de fijación de peajes y compensaciones, para lo cual ENEL deberá presentar su propuesta sobre este caso.

De otro lado, el transformador de placa N° L-304004 que fue reemplazado por el transformador de Pando, fue rotado a la SET Chillón el 2017. Y el transformador reemplazado de Chillón es considerado en las bajas programadas en el PI 2025-2029 (Placa N° L-30497).

De otro lado, es preciso mencionar que, de la evaluación de necesidad de reserva efectuado en la PREPUBLICACIÓN del PI 2025-2029, se determinó que el Área de Demanda 6 requiere 3 transformadores de reserva en 25 MVA.

Al respecto, actualmente se cuenta con las siguientes reservas:

- 1 TP Reserva 60/23/10 kV – 25 MVA (Huacho)
- 1 TP Disponibles del SST 60/10 kV – 25 MVA (Tacna)
- 1 TP Disponibles del SST 60/10 kV – 25 MVA (Tomás Valle)

Finalmente, pese a la baja del TP de reserva de la SET Pando, no corresponde aprobar transformador de reserva adicional en 25 MVA para el Área de Demanda 6, toda vez que se cuenta con 3 unidades de respaldo (entre transformadores de reserva y transformadores disponibles) que cubren el requerimiento de confiabilidad del parque de transformadores.

Conclusión

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

A.1.12. Transformador de SET Tacna como reserva fija.

Al respecto, ENEL reitera que la SET Tacna está emplazada dentro del Centro Histórico de Lima, con accesos limitados mediante calles angostas, y con muchas dificultades para el movimiento de equipos pesados. Adicionalmente, la zona donde se encuentra la SET Tacna presenta calles con tráfico vehicular muy lento. Añade que, la SET Tacna alimenta clientes muy sensibles que requieren seguridad de suministro ante eventuales fallas del equipamiento: Hospital Arzobispo Loayza, Palacio de Gobierno, Municipalidad de Lima, Congreso de la República, Ministerio de Economía, Ministerio de Relaciones Exteriores y Banco Central de Reserva. No resulta conveniente que clientes de tanta relevancia política y social pierdan el suministro por el periodo de tiempo requerido para trasladar e instalar un transformador de reserva compartida hasta la SET Tacna.

Finalmente, ENEL, solicita que se apruebe la incorporación de un transformador de 60/10 kV - 25 MVA de reserva fija en la SET Tacna.

Transformadores para reserva fija AT/MT

	SET	MVA	Condición
Reserva Fija	Tacna	25	Renovación 25 x 25 MVA

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ENEL reitera su solicitud de aprobación de reserva fija para la SET Tacna sustentando su pedido en 2 puntos: i) Sensibilidad de los clientes y ii) Accesibilidad a la Subestación.

Respecto a la sensibilidad de los clientes

Al respecto, en la normativa vigente no se cuenta con ningún criterio que establezca priorizar un tipo de demanda por considerarse especial (Congreso de la República, Palacio de Gobierno, hospital, etc).

Asimismo, conforme se indicó, no se presentó un estudio económico que sustente su solicitud

Respecto a la accesibilidad a la Subestación

ENEL indica que las calles asociadas a la SET Tacna presentan un tráfico vehicular lento y dificultades para el movimiento de equipos pesados. Motivo por el cual, solicita la aprobación de una reserva fija en dicha SET.

Al respecto, ENEL debió reflejar dichas dificultades de acceso a la SET Tacna (debidamente sustentadas) en la “matriz horas de transporte entre subestaciones” que es parte del modelo de transformadores de reserva. De ese modo, ENEL pudo incluir el transformador de la SET Tacna en la evaluación de transformadores de reserva compartida con la problemática indicada; sin embargo, no lo hizo, sino que se limitó a considerar una reserva fija para dicha SET.

En tal sentido, ENEL debió incluir el transformador de la SET Tacna conjuntamente con los transformadores evaluados según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Conclusión

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

A.1.13. Transformadores de Reserva Compartida

ENEL indica que la determinación de los transformadores de reserva realizada por Osinergmin se refiere a los siguientes temas:

1. Cantidad de SET's y transformadores considerados por Osinergmin
2. Agrupación de transformadores de distinta tensión primaria (AT)
3. Agrupación por cercanía geográfica

En base a ello, sustenta cada uno de dichos temas en su propuesta, a fin de que Osinergmin apruebe los módulos requeridos para los transformadores de reserva según lo siguiente:

Reserva AT/MT compartida

Subestación para su ubicación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Cant.
Jicamarca	Transformador (Zona 1 - 25 MVA) reserva compartida	TP-060MTMT-025COE	1
Naranjal	Transformador (Zona 2 - 25 MVA) reserva compartida	TP-060MTMT-025COE	1
Industrial	Transformador (Zona 3 - 25 MVA) reserva compartida	TP-060MTMT-025COE	1
Maranga	Transformador (Zona 4) reserva compartida Transformador en condición de reserva en Tomas Valle (pertenece al SST y se solicita su renovación en PIT 25-29)	TP-060MTMT-025COE	1
Ancón	Transformador (Zona 5) reserva compartida	TP-060MTMT-025COE	1
Comas	Transformador (Zona 2 - 40 MVA) reserva compartida	TP-060MTMT-040COE	1
Cusco	Transformador (Zona 5- 40 MVA) reserva compartida	TP-060MTMT-040COE	1

Reserva Fija

Subestación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Cant.
Medio Mundo	Transformador Reserva Fija AT/AT Medio Mundo	TP-220ATMT-050COE	1
Subestación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Cant.
Tacna	Transformador Reserva Fija AT/MT Tacna (aprobado en la <u>Pre-publicación</u> la renovación 25x25 MVA)	TP-060MTMT-025COE	1

Análisis de Osinerghmin

RESPECTO A CANTIDAD DE SET'S Y TRANSFORMADORES CONSIDERADOS POR EL OSINERGHMIN

Al respecto, se indica que en el análisis de transformadores de reserva se consideró todo el parque de transformadores existente en el Área de Demanda 6 (incluido los transformadores que ENEL indica que no se han considerado), dichos transformadores han ido filtrándose de acuerdo a los procesos de evaluación.

El primer proceso, consistió en la determinación de las Potencias No Servidas, para ello se consideró todo el parque de transformadores del Área de Demanda 6. De los resultados se filtraron para la siguiente etapa de evaluación únicamente aquellos que presentaron Potencias No Servidas.

El segundo proceso, consistió en la evaluación de viabilidad de los transformadores de contar con un tipo de reserva. En esta etapa, varios transformadores del parque resultaron no viables debido a que presentaron PNS pequeñas, por lo que para la siguiente etapa se filtraron los transformadores que tienen viabilidad para contar con reserva del tipo en bodega.

A continuación, se muestra el análisis detallado de los transformadores que ENEL indica que no fueron considerados en la evaluación de transformadores de reserva.

TRANSFORMADORES NO INCLUIDOS SEGÚN ENEL						
Capacidad	SET	Zona	Cantidad de Trafos	Análisis Osinerghmin		
				¿Corresponde agregar?	Total TPs	
25 MVA	Canto Grande	1	2	0	1	En la SET Canto Grande quedará solo un TP de 25 MVA, ya que se está reemplazando el segundo TP de 25 MVA por uno de 40 MVA. Asimismo, el TP de 25 MVA no presenta ENS desde el ingreso del TP de 40 MVA. Por tanto no se agrega ningún TP de 25 MVA en el análisis
	Mirador	1	1	1	1	No se tomó en cuenta la rotación del TP de 25 MVA de SET Canto Grande a SET Mirador. Corresponde incluir
	Zárate	1	1	0	1	El TP de 25 MVA de la SET Zárate no presenta ENS
	Comas	2	1	0	1	El TP de 25 MVA de la SET Comas se incluyó en el análisis; sin embargo, no tiene viabilidad para contar con reserva en bodega.
	Puente Piedra	2	1	0	2	En la SET Pte Piedra los 2 trafos de 25 MVA existentes están en paralelo. De la evaluación se obtuvo que ambos TPs no tienen ENS.
	Barsi	3	1	0	1	En la SET Barsi se tiene un TP de 25 MVA el cual no presenta ENS.
	Industrial	3	1	0	1	El TP de 25 MVA de la SET Industrial no presenta ENS
	Mirones	3	2	0	2	Los 2 TP de 25 MVA de la SET Mirones no presentan ENS
	Maranga	4	2	0	2	Los 2 TP de 25 MVA de la SET Maranga se incluyeron en el análisis; sin embargo, no tienen ENS.
	Pershing	4	1	0	1	El TP de 25 MVA de la SET Pershing no presenta ENS
	Santa Marina	4	1	0	1	El TP de 25 MVA de la SET Sta Marina no presenta ENS
	Ancón	5	2	1	1	Corresponde incluir
	Huaral	5	2	0	2	Los 2 TP de 25 MVA de la SET Huaral se evaluaron; sin embargo no presentan viabilidad
	Supe	6	2	0	2	Ambos TP de la SET Supe se evaluaron; sin embargo, no presentan ENS.
40 MVA	Naranjal	2	1	0	0	El TP de 40 MVA que ENEL hace referencia no pertenece al SST/SCT.
	Barsi	3	2	2	2	Los 2 TP de 40 MVA de la SET Barsi se evaluaron y resultan contar con ENS
	Industrial	3	2	0	2	Los 2 TP de 25 MVA de la SET Industrial se evaluaron; sin embargo, ambos no presentan ENS.
	Mirones	3	2	0	2	Los 2 TP de 40 MVA de la SET Mirones se evaluaron; sin embargo ambos no presentan ENS.
	Pershing	4	2	0	2	En la SET Pershing se evaluó 2 TP de 40 MVA, ambos no presentan ENS.
Santa Marina	4	1	0	2	En la SET Sta Marina se evaluó 2 TP de 40 MVA, ambos no presentan ENS.	
Total			30	4		

Por tanto, tal como se indica en el cuadro anterior se consideró en su totalidad los transformadores de reserva existente en el Área de Demanda. A excepción de los transformadores de la SET Ancón, Mirador y Barsi, los cuales serán incluidos en el análisis de esta etapa (PUBLICACIÓN).

Cabe precisar, en el estudio de transformadores de reserva se consideró todos los transformadores existentes en el Área de Demanda 6, los transformadores aprobados en Planes de Inversión anteriores y los transformadores aprobados en el presente PI 2025-2029.

RESPECTO A AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTINTA TENSIÓN PRIMARIA

ENEL señala que en el grupo G1 se incluyeron transformadores de 25 MVA con distinto nivel de tensión primaria, es decir un grupo de transformadores con tensión primaria 60 kV y otro grupo con tensión primaria 66 kV.

Al respecto, del grupo G1 se retira el transformador de la SET Caudivilla que tiene la tensión primaria en 60 kV, a fin de dejar al grupo G1 con transformadores del norte chico que comparten la tensión principal en 60 kV.

Sin perjuicio de lo antes indicado, es importante precisar que, si se puede contar con una reserva compartida para brindar confiabilidad a los transformadores de tensión primaria 60 kV y 66 kV, considerando lo siguiente:

- En relación al aislamiento, instalar un Transformador en 60 kV en el sistema de 66 kV implica una sobretensión en la operación en el orden del 10%, lo que afecta al nivel de aislamiento. En el devanado de 60 kV, en principio no debe haber mayor problema, toda vez que el equipamiento del transformador para 60 y 66

kV es el mismo, es decir, una tensión máxima de 72.5 kV y BIL de 325 kV.

- En el devanado en 23 kV, dependerá de la norma de fabricación utilizada en el diseño y construcción del transformador, es decir, si es norma europea, la IEC considera una tensión máxima de 24 kV y BIL de 125 kV-BIL; si es norma americana, la tensión máxima es de 27 kV y BIL de 150 kV.
- En la eventualidad que se instale un Transformador en 60 kV en un sistema en 66 kV, la tensión reflejada en el nivel de MT puede llegar a 25,2 kV, superior a la tensión máxima bajo fabricación de norma IEC (24 kV), sin embargo, los transformadores cuentan con TAP's que permiten regular la tensión, con el fin de que la tensión máxima reflejada en MT no supere la tensión máxima especificada.
- En el devanado en 10 kV, desde el punto de vista del aislamiento, no se encuentra mayor inconveniente, toda vez que la tensión máxima reflejada es de 11 kV y las tensiones máximas de diseño según norma americana y europea están en el orden de 12 kV y BiL 75 kV-BiL.
- En relación a la operación, sí es necesario revisar los TAP's de los transformadores existentes y los que se adquieren como reserva. El uso frecuente, es de +/- 10%, con lo cual el TAP debe estar en la posición de +10% con el fin de que incremente la relación de transformación en 10% y llegue la tensión nominal de 23 y 10 kV en los devanados secundarios.

Por lo indicado, sí es factible el uso de un transformador 60/23 kV en un sistema de 66 kV, y viceversa.

RESPECTO A AGRUPACIÓN POR CERCANÍA GEOGRÁFICA

Con los agrupamientos efectuados, se busca cubrir con reserva a todo el parque de transformadores que resultó viable para contar con transformador de reserva compartida, asimismo se busca atender rápidamente las contingencias tanto de los transformadores del norte chico como los transformadores de Lima Norte.

En ese sentido, se tomó como criterio principal, agrupar los transformadores por característica técnica y por ubicación geográfica, buscando así brindar confiabilidad tanto a la zona del Norte Chico como a la zona de Lima Norte.

En esa línea, para brindar confiabilidad al parque de transformadores de 25 MVA que requieren reserva se definió 3 grupos, los cuales cubren ampliamente las necesidades de reserva, como se puede verificar en el Anexo C.

De igual forma, para el parque de transformadores de 40 MVA que resultaron viables para contar con reserva compartida, se definió 1 primer grupo que incluye transformadores del norte chico y transformadores de las afueras de Lima Norte, con el fin de que entre ambas zonas puedan compartir una reserva común, considerando que existen vías de transporte rápido entre ambas zonas. Y para la zona de Lima Norte se definió 2 agrupamientos, toda vez que el traslado de la reserva es dentro de la ciudad y entre subestaciones cercanas.

De otro lado, ENEL propone agrupar el parque de transformadores de 25 MVA en 6 grupos y el parque de transformadores de 40 MVA en 5 grupos; sin embargo, no remitió ningún sustento de los criterios tomados para dividir el parque de transformadores en dichos agrupamientos.

Asimismo, se advierte que el agrupamiento propuesto por ENEL no sigue un criterio geográfico coherente, toda vez que incluye en distintos grupos transformadores que están en subestaciones cercanas, por ejemplo, el transformador de la SET Naranjal e Izaguirre se encuentran en distintos grupos de ENEL, a pesar de su cercanía.

Conclusión

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

INCORPORACIÓN DE INSTALACIONES POR CONFIABILIDAD

A.1.14. Nueva Línea 60 kV Chillón - Oquendo

ENEL indica que, en los formatos F-300, Osinerghmin aprobó para este proyecto una celda 60 kV tipo convencional en Chillón 60 KV, sin embargo, en la etapa respuesta a las Observaciones (Nov 2023), ENEL solicitó varias celdas para implementar una ampliación de barras con tecnología GIS en Chillón 60 kV.

Como sustento adjunta el Anexo K, Informe "Implementación de Celda de Línea 60 kV en SET Chillón". Al respecto, precisa que la SET Chillón 220/60 kV, en el sector de barras 60 kV, no cuenta con espacio para instalar una nueva celda de línea 60 kV tipo convencional; para implementar una celda se requiere realizar una ampliación de un nuevo sector barras 60 kV con tecnología GIS.

ENEL menciona que la ampliación de un nuevo sector de barra 60 kV en GIS requiere algunos módulos.

A ello agrega que, se tiene ciertos equipos y cables (Cable XLPE 60 kV Cu 2000 mm², seccionamiento longitudinal y seccionamiento puesta a tierra) que no cuenta con módulos en la BDME y que en la próxima restructuración de la BDME solicitarán su incorporación.

Por lo expuesto, ENEL solicita que se considere los módulos requeridos para ampliar la barra 60 kV en Chillón con tecnología GIS.

Análisis de Osinerghmin

Se debe precisar que en los informes de propuesta final de la empresa no se mencionó ni referenció nada respecto a la falta de espacio en la SET Chillón (solo figurando Elementos en el F-300), incluso en la propuesta inicial, que tampoco se mencionó nada al respecto, no se tenía las celdas de acople y medición requeridas para la adecuación a GIS; en ese sentido, la propuesta no fue planteada de forma clara y concisa.

Ahora, en la presente etapa se ha presentado el Anexo K que evalúa alternativas para el equipamiento más adecuado, al respecto se logra evidenciar que no hay ningún detalle cuantitativo de las alternativas planteadas, si bien la propuesta 2 involucra ocupar el espacio para la celda de un futuro transformador 60/MT, este escenario es muy lejano dado que la demanda atendida en la zona es de 6,2 MW aproximadamente (cuentan con factor de utilización al 2029 de 25%, al 2034 de 28% y al año 2054 de 40% con una demanda de 9,5 MW), además de que la SET Chillón cumple una función principalmente de transmisión, es así que la alternativa más óptima es la de usar el espacio para la implementación de una celda convencional.

En el futuro, en caso se requiera pasar a GIS la subestación, la forma más eficiente es implementar el edificio GIS al lado de la barra en 60 kV existente. En ese sentido, técnica y económicamente la propuesta de ampliación GIS no es coherente con el criterio de mínimo costo, por lo que se mantiene lo aprobado en la PREPUBLICACIÓN.

Conclusión

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

A.1.15. Nueva Línea 60 kV Oquendo - Chavarría derivación a Filadelfia

ENEL presenta las siguientes observaciones sobre la Alternativa 1 LT 60 kV Deriv. Oquendo - Chavarría hacia Filadelfia:

- La Subestación Filadelfia fue diseñado en 60 kV para 3 celdas de transformador AT/MT (TR1, TR2 y TR3) y 5 celdas de línea 60 kV:
- Actualmente 2 celdas 60 kV de transformadores (TR-1 y TR-2) y 3 líneas 60kV (L-1, L-2 y L-3) se encuentran instaladas y en servicio.
- Solo se tiene espacio disponible para implementar 2 celdas de líneas 60 kV (L-4 y L-5) y una celda de transformador (TR-3).
- Una de las dos celdas de línea 60 kV disponibles en la Subestación Filadelfia, el L-4, se tiene asignado para alimentar la SEAT Bocanegra del Ramal Línea 4 del Metro de Lima. En la Carta del Cliente se muestra la demanda requerida, el año de ingreso en operación y el punto de conexión en la Subestación Filadelfia 60 kV para la SEAT Bocanegra.
- Se tiene reservado el espacio para implementar una nueva celda 60 kV para el tercer transformador TR-3 de Filadelfia que permita atender el crecimiento futuro de la demanda de la propia Subestación Filadelfia, y también permite descargar las Subestaciones Oquendo y Tomás Valle que se encuentran operando al límite de su capacidad nominal.

El requerimiento de nuevas solicitudes de carga en la zona de influencia de las Subestaciones Filadelfia, Oquendo y Tomás Valle es continuo, el cual asciende a un total de 56.80 MW:

En consecuencia, ENEL ha evaluado ampliar una celda de línea por el lado izquierdo del sector de celdas GIS 60 kV, resultando que no es factible.

En conclusión, solo se tiene disponible una celda de Línea 60 kV en la Subestación Filadelfia y la Alternativa 1 LT 60 kV Deriv. Oquendo - Chavarría - Filadelfia requiere dos celdas de línea 60 kV, por lo cual la ejecución del proyecto propuesto por Osinergmin no es viable, al no contar con el espacio físico para implementar dos celdas de línea 60 kV en Filadelfia.

La Alternativa 2 LT 60 kV Filadelfia - Izaguirre, según ENEL, resuelve la sobrecarga de la línea 60 kV Chavarría - Filadelfia y solo requiere una celda de línea 60 kV en Filadelfia y una celda de línea 60 kV en Izaguirre, por lo cual considera que la Alternativa 2 es viable para su implementación.

Por las razones expuestas, la construcción de la Alternativa 2, LT 60 kV Filadelfia – Izaguirre es factible y puede resolver la problemática de la sobrecarga en la zona de influencia del proyecto.

Análisis de Osinergmin

De la vista de planta no se logra evidenciar la imposibilidad de ampliación de otra celda GIS en la SET Filadelfia, la empresa no detalla la inviabilidad de poder ampliar la barra GIS; asimismo, se debe considerar que este proyecto aprobado involucra la confiabilidad de suministro por N-1 a ser requerido para el 2027. Este mismo año, se plantea conectar el cliente privado mencionado por ENEL (declarado como demanda incorporada), pudiéndose evaluar otro punto de conexión, considerando que cuenta con un nivel de incertidumbre mayor en función a las experiencias de los metros de Lima. Del mismo modo, dado que la

necesidad del Transformador TR-3 aparece después del año 10, se ve factible utilizar el espacio para la celda de línea.

En ese sentido, se considera que se dispone del espacio para la derivación aprobada.

Conclusión

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

A.1.16. Línea 60 kV Huarangal – Comas derivación a Caudivilla

Al respecto, ENEL indica que se en cuenta las siguientes observaciones sobre la Alternativa de la LT 60 kV Deriv. Huarangal - Comas a Caudivilla:

- La Subestación Caudivilla está diseñado para 3 bahías de celdas de línea 60 kV, actualmente se encuentran en servicio dos (02) celdas.
- Solo se tiene espacio disponible para implementar una (01) celda de línea 60 kV.
- El desarrollo de proyecto “Alternativa 1 LT 60 kV Deriv. Huarangal - Comas a Caudivilla” propuesto por Osinergmin requiere la disponibilidad de bahías para dos celdas de línea 60 kV, y solo se cuenta con una bahía disponible de celda de línea 60 kV en Caudivilla, por lo que la implementación del proyecto no es viable.

La Alternativa 2 LT 60 kV Deriv. Chillón - Naranjal a Huandoy, propuesta por ENEL resuelve la sobrecarga de la línea 60 kV Chavarría - Huandoy y Huandoy - Caudivilla.

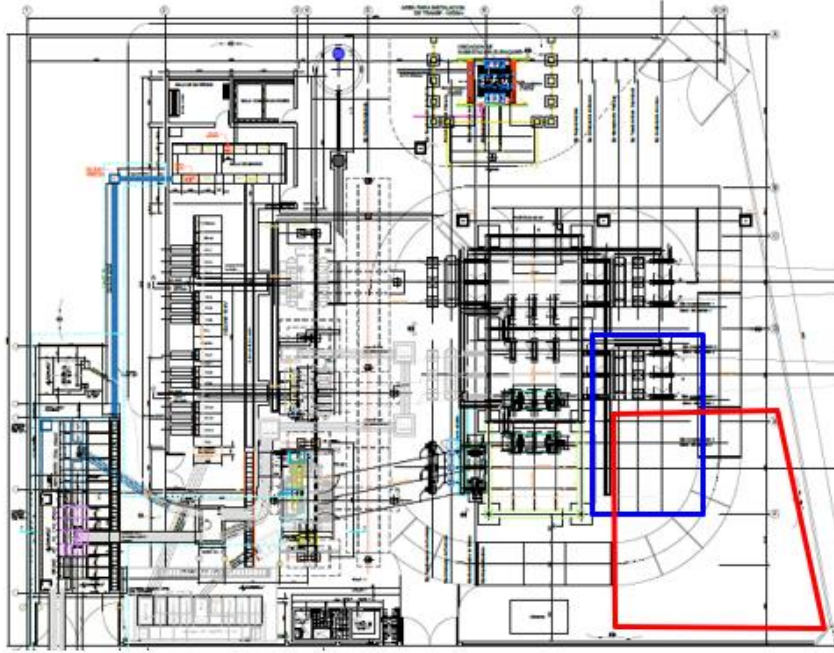
Se detallan los módulos requeridos para Alternativa 2 LT 60 kV Deriv. Chillón - Naranjal con derivación a Huandoy en el siguiente cuadro:

Línea	Descripción elemento	Módulo Elemento	Km
Chillón - Naranjal en derivación a Huandoy (doble terna)	Cable 60 kV Subterráneo Cu 1200 mm ²	LT-060COU0XXD0C312ES-ES1	0.90
Chillón - Naranjal en derivación a Huandoy (doble terna)	Línea 60 kV Aérea AAAC 500 mm ²	LT-060COU0ACD0C1500A	0.60
Líneas	Descripción elemento	Módulo Elemento	Unidad
Chillón - Naranjal en derivación a Huandoy (doble terna)	Estructura de transición doble	ET-060COU0ACD0C1500A	1.00
Subestación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Cant.
Huandoy	Celda de Línea 60 kV	CE-060COC1ESBLI	1.00
Huandoy	Celda de Línea 60 kV	CE-060COC1ESBLI	1.00
Huandoy	Celda de Acoplamiento Longitudinal 60 kV	CE-060COC1ESBLA	1.00

Por las razones expuestas, la construcción de la Alternativa 2, LT 60 kV Deriv. Chillón - Naranjal a Huandoy es factible y puede resolverse la problemática de la sobrecarga en la zona de influencia del proyecto.

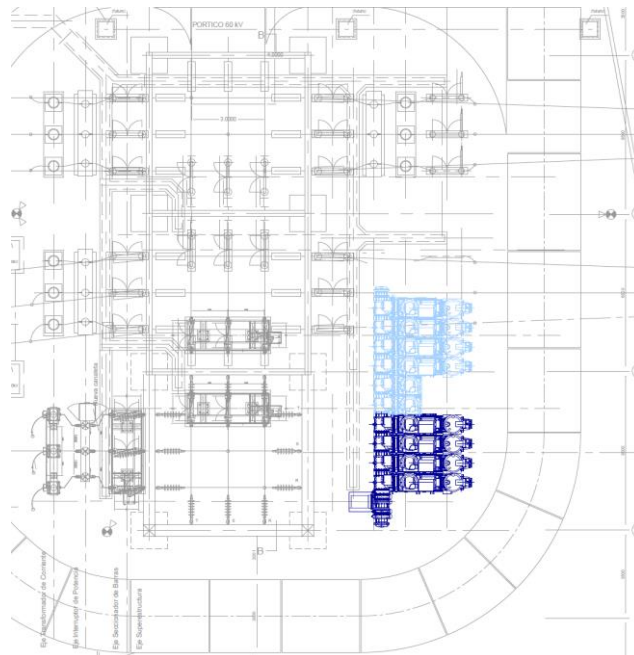
Análisis de Osinergmin

La propuesta de ampliación de la SET Caudivilla no involucraba intervenir las zonas que ENEL ha planteado en sus Opiniones y Sugerencias, si bien si es correcto que no se incluyó la celda de acople longitudinal, no se ha presentado detalladamente la no viabilidad de inclusión de celdas GIS en otras ubicaciones como fue la lógica de aprobación de la etapa de PREPUBLICACIÓN, a continuación, se plantea las zonas antes referidas:



La zona roja involucra la intervención de los espacios 1) de la celda AIS 60 kV futura, 2) el cuarto de circunferencia de vía de acceso y 3) la zona libre de la esquina inferior derecha de la SET, la cuales integran un espacio total para la implementación de un edificio GIS similar a la SET Filadelfia, incluso de acuerdo a la conveniencia de la empresa, se puede utilizar la zona azul para implementar una bahía GIS en 60 kV tipo exterior (ver imagen siguiente) sin mayores complicaciones, evidenciando así la factibilidad de reconvertir la SET existente a tipo GIS en un corto o mediano plazo de ser requerido. Debe tenerse en cuenta que, Caudivilla está ubicada en el centro de carga en 60 kV por lo que a futuro resulta razonable tener más de 3 entradas para líneas en 60 kV.

Es importante precisar que, si en caso es requerido la reconfiguración AIS a GIS, el segundo espacio de celda AIS en 60kV puede utilizarse dado que se tiene cubierta una posible contingencia de N-1 para la SET Caudivilla y así no se tenga afectación en el suministro eléctrico.



Sin perjuicio de lo anterior, en función al análisis eléctrico y a la mejora de configuración de líneas, se ha evaluado la conveniencia de dar de baja a la línea Caudivilla-Comas en lo que corresponde al SST, la cual no tiene un aporte importante en las condiciones normales de operación. En ese sentido, y evidenciando la posibilidad futura de la ampliación en GIS, se ha visto conveniente solo aprobar una celda en 60kV para la derivación propuesta la LT Huarangal-Comas, en vista que la celda de línea de la LT Comas-Caudivilla quedará libre siendo más que suficiente para la alimentación en operación normal y contingencia de la SET Caudivilla. Cabe precisar que, en el futuro se deberá evaluar la conveniencia de mantener también la Línea Caudivilla – Huandoy.

Conclusión

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

A.1.17. Propuesta Alternativa - LT 60 kV Huandoy – Chillón & LT 60 kV Huandoy – Filadelfia

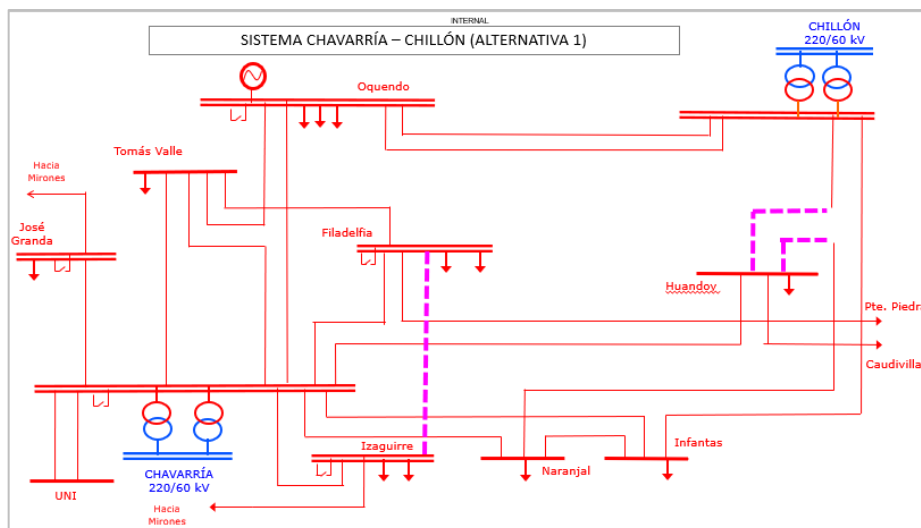
Sobre la propuesta Línea Chavarría - Oquendo Derivación a Filadelfia y línea Huarangal - Comas derivación a Caudivilla para solucionar las sobrecargas en las líneas Chavarría - Filadelfia y Chavarría - Huandoy respectivamente, ENEL plantea unas nuevas alternativas según el siguiente detalle:

Alternativa 1:

En la propuesta final del PIT 2025 – 2029 (Nov 2023) ENEL propuso:

- Nueva línea Izaguirre – Filadelfia para solucionar la sobrecarga Chavarría – Filadelfia. (Analizado en el ítem 6.2)
- Nueva línea Chillón - Naranjal derivación a Huandoy para solucionar la sobrecarga de la línea Chavarría – Huandoy. (Analizado en el ítem 6.3)

Estos dos proyectos se denominarán conjuntamente “Alternativa 01”, tal como se muestra en el siguiente esquema.



Alternativa 2:

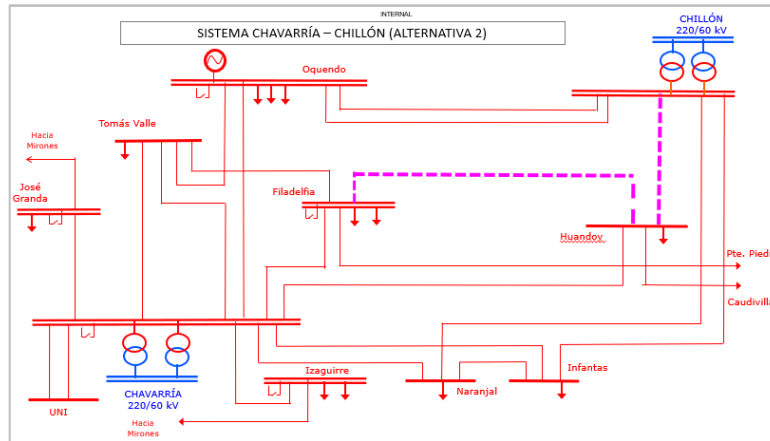
Se plantea la “Alternativa 02” que agrupa los siguientes proyectos:

- Nueva Línea 60 kV Chillón – Huandoy” para solucionar la sobrecarga de la línea Chavarría

– Huandoy.

- Nueva línea Huandoy – Filadelfia para solucionar la sobrecarga de la línea Chavarría - Filadelfia.

En el esquema siguiente se muestra la Alternativa 2



ENEL sostiene que, la alternativa 2 tiene el beneficio de agregar un nuevo punto de inyección de potencia (90 MVA) desde la SET 220/60kV Chillón con cable de 1200 mm² y línea aérea de 500 mm², a diferencia de las alternativas propuestas por Osinerghmin a la Alternativa 01 propuesta por ENEL en la cual se plantea soluciones utilizando la capacidad disponible de las líneas existentes que en mayor medida son cables de 500 mm² y líneas áreas de 300 mm².

Se debe tener en consideración que la propuesta inicial de ENEL fue el ingreso de una Subestación Aeropuerto 220/60 kV por confiabilidad, considerando que resolvía la sobrecargas en líneas en 60 kV a largo plazo, sin embargo, proyectos de nuevas líneas utilizando los márgenes de reserva en líneas existente en operación son soluciones de menor tiempo de duración.

El ingreso de nuevas líneas 60 kV desde una Subestación 220/60 kV, es un punto intermedio entre los proyectos que involucran con una nueva Subestación 220/60 kV y los que utilizan el margen de reserva de líneas existentes.

Por las razones expuestas, ENEL solicita la aprobación de la Alternativa 2 del presente ítem, debido a que brinda una mayor fortaleza al sistema eléctrico en comparación con los propuestos en la alternativa 01.

Análisis de Osinerghmin

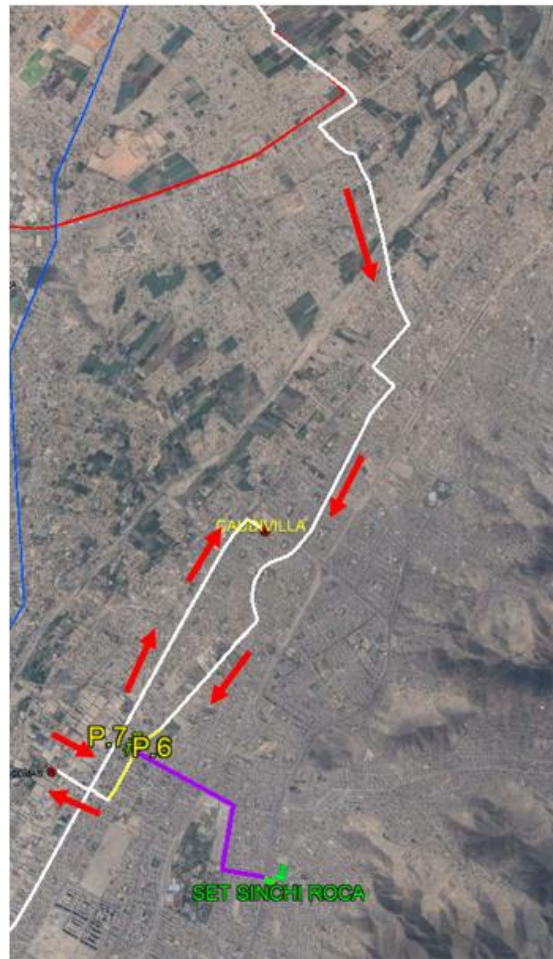
En relación a los nuevos proyectos de líneas 60 kV presentados por ENEL en la presente etapa, se debe tener en cuenta que la evaluación realizada en la PREPUBLICACIÓN consideró el criterio de mínimo costo en el horizonte de 10 años según lo estipulado en la NORMA TARIFAS. Sin perjuicio de lo anterior, en función a la actualización de la demanda se procedió a reevaluar las alternativas de solución, considerando esta vez lo planteado por ENEL, aun cuando no se presentó el debido sustento o la reevaluación sustentada con archivos de cálculo debidamente trazables.

En función a la evaluación eléctrica realizada y habiendo demostrado la viabilidad de cada alternativa se menciona lo siguiente:

1. La nueva propuesta planteada por ENEL no considera ni evalúa la reutilización de instalaciones y usos de servidumbre de líneas existentes, solo se limita a instalaciones

nuevas, aun así, la solución integral es significativamente mayor a la derivación en PI a la SET Caudivilla, a esto se le suma la inclusión de la SET Sinchi Roca que está seccionando la otra línea (Huarangal -Comas) solucionando así los problemas de contingencia por N-1 en el horizonte de corto y mediano plazo.

2. Se han evidenciado instalaciones que no aportan a la confiabilidad y eficiencia del sistema, entre ellas la línea Caudivilla-Comas, que prácticamente es la única que alimenta a la SET Caudivilla y tiene un flujo con un mayor (doble) recorrido por la ubicación geográfica (como se muestra en la imagen), por lo que puede ser dada de baja de forma que se reutilicen sus celdas.



3. En conclusión, con una mínima inversión se ha logrado mantener el sistema en condiciones normales de operación.
4. Del mismo modo, como se indicó en párrafos anteriores, el proyecto Derivación Chavarría – Oquendo hacia SET Filadelfia es factible, y soluciona la problemática advertida.

Por otro lado, es importante señalar que el planteamiento de la SET La Aeropuerto no era una solución requerida para el horizonte de 10 años, en tanto no se necesita un nuevo punto en 220 kV en la zona. En ese sentido, la solución de ENEL debe ceñirse en la alternativa de mínimo costo como lo estipula la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

INCORPORACIÓN INSTALACIONES POR SEGURIDAD

A.1.18. Reubicación y Soterramiento de la Línea Aérea L-685 de 66 kV por Incumplimiento a las distancias de seguridad y anchos mínimos de la faja de Servidumbre (P51-P52 y P60-P61)

En esta etapa, ENEL presenta su sustento para reubicación y soterramiento de la línea aérea L-685 de 60 kV, resaltando lo siguiente:

- Los vanos mencionados corresponden a la línea L-685 la cual cuenta con Resolución Suprema N° 056-2009-EM emitida por el Ministerio de Energía y Minas el 21 de julio de 2009, que otorga la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la referida línea de transmisión de 66 kV Huacho REP – Huacho Enel.
- Los predios de la zona principalmente propiedades privadas, se encuentran ubicados dentro de la faja de servidumbre de la línea L685; cuyas construcciones dentro del perímetro de las viviendas viene afectando la faja de servidumbre en Avenida Cincuentenario y en el Jirón Pedro Herrera, La Hoyada – Hualmay, lo cual ya ha sido reportado a Osinerghmin según procedimiento RCD N°264-2005-OS/CD.
- Los incidentes ocasionados en la zona reflejan el riesgo que implica tener estas líneas de transmisión de forma aérea, ya que los usuarios de la zona no tienen los cuidados necesarios, afectan la faja de servidumbre e incumplen las medidas de seguridad al momento de construir sus fachadas o contratar servicios de telecomunicaciones. Esto pone en riesgo la integridad física de las personas y resalta la necesidad urgente de buscar alternativas de solución para garantizar la seguridad de los usuarios.
- De acuerdo a la posición preventiva adoptada por ENEL, corresponde que en el presente caso se aplique el proyecto de soterramiento del tramo involucrado en los vanos P51-P52 y P60-P61 para la línea L-685 al estar comprobado que, por hechos incontrolables provocados por terceros, se han generado eventos que han afectado no solamente el suministro eléctrico en esta línea de transmisión sino también a la propiedad privada.

Análisis de Osinerghmin

De la opinión presentada por ENEL, mediante Memorando N° 0329-2024-GRT de fecha 12 de abril de 2024, se solicitó a la División de Supervisión de Electricidad (en adelante DSE) evaluar las opiniones y sugerencias presentadas por los Titulares, por temas de seguridad.

Al respecto, la DSE remite el Informe Técnico DSE-SIE-142-2024, en el cual evalúa las opiniones de ENEL que propone que se incluya como parte del PI 2025-2029 la reubicación y soterramiento de la línea aérea L-685, concluyendo que admite el proyecto para inclusión en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

A.1.19. Reubicación y Soterramiento de la línea aérea L-669 y L-672 de 60 kV (tramo desde P15B hasta P21) por incumplimiento a las distancias de seguridad y anchos mínimos de la faja de servidumbre

En esta etapa, ENEL presenta su sustento para reubicación y soterramiento de la línea aérea L-669 y L-672 de 60 kV, resaltando lo siguiente:

- Descripción actual de situación de riesgo eléctrico

- Las distancias mínimas seguridad (DMS)
- Afectación a la faja de servidumbre
- Incidentes y/o accidentes ocurridos en la línea L-669/L-672 en el tramo comprendido desde el P15B hasta el P21. El último accidente ocurrió en 04/02/2024 y fue reportado con informe ampliatorio del accidente ACC-2024-16.

También adjunta el proyecto de reubicación y/o soterramiento para el PI 2025-2029

Por las razones expuestas, ENEL solicita aprobar los siguientes módulos para este proyecto:

Líneas	Descripción elemento	Módulo Elemento	Km
L-669/L672	L-669/672 P15P15 - P21.P21 Conjunto habitacional <u>Marko Jara Schenone</u>	LT-060COU0ACD0C1300A	1.90
L-669/L672	L-669/672 P15P15 - P21.P21 Conjunto habitacional <u>Marko Jara Schenone</u>	LT-060COU0XXD0C3500S-ES2	0.80
Líneas	Descripción elemento	Módulo Elemento	Unidad
L-669/L672	Estructura de transición doble terna	ET-060COU0ACD0C1500A	2.00

Análisis de Osinergmin

De la opinión presentada por ENEL, mediante Memorando N° 0329-2024-GRT de fecha 12 de abril de 2024, se solicitó a la División de Supervisión de Electricidad (en adelante DSE) evaluar las opiniones y sugerencias presentadas por los Titulares, por temas de seguridad.

Al respecto, la DSE remite el Informe Técnico DSE-SIE-142-2024, en el cual evalúa las opiniones de ENEL que propone que se incluya como parte del PI 2025-2029 la reubicación y soterramiento de la línea aérea L-669 y L-672 (tramo desde P15b hasta P21), concluyendo que admite el proyecto para su inclusión en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

PROYECTOS POR RENOVACIÓN Y/O REFORZAMIENTO

A.1.20. Renovación de Celdas MT en Subestación Pando

ENEL manifiesta que, las celdas de 10 kV de la Subestación Pando son del tipo convencional, con interruptores de potencia con extinción de arco en aceite. Las celdas presentan un deterioro generalizado de la infraestructura electromecánica. Un 80% de los equipos alcanzan o superan los 40 años en servicio, y no tienen repuestos ni soporte técnico en el mercado para atender situaciones de emergencia.

El 08 de marzo del 2024 un interruptor de 10 kV de la SET Pando de marca Sprecher Schuh de 42 años de antigüedad explotó, ocasionando que se incendiara la celda, debido a que el medio de extinción del arco es el aceite y este material es altamente inflamable. Producto de este incendio se dañaron las celdas de los alimentadores de barras 1 y 2 de 10 kV en la SET Pando.

Por las razones expuestas, ENEL solicita la aprobación de la renovación de las celdas MT en la SET Pando del cuadro siguiente.

Subestación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Tipo
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de transformador 10 kV	CE-010COMCISBTR	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de transformador 10 kV	CE-010COMCISBTR	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de medición 10 kV	CE-010COMCISBMD	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de medición 10 kV	CE-010COMCISBMD	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de acoplamiento 10 kV	CE-010COMCISBLA	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad
SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV	CE-010COMCISBAL	Metalclad

Análisis de Osinergmin

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° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

A.1.22. Renovación de la Línea L-614 Santa Rosa Nueva – Tacna

ENEL indica que, el cable OF tripolar 3 x 400 mm² de la línea L-614 Santa Rosa Nueva - Tacna entró en servicio en el año 1990 (34 años en operación); su recorrido es en paralelo a la vía férrea de Ferrovías Central Andina S.A. desde la SET Santa Rosa hasta la calle Rufino Torrico que llega a la SET Tacna, distrito de Cercado de Lima.

En la PREPUBLICACIÓN, se aprobó la baja de la línea 607/608 Santa Rosa - Tacna, quedando la SET Tacna su alimentación con las líneas Santa Rosa Nueva - Tacna (L-614), Santa Rosa Antigua - Tacna (L-613) y la línea Malvinas - Tacna (L-6745).

Advierte que, existió una falla en la línea L-614 por pérdida de aceite ocurrió el 26 de octubre 2023, por lo cual la solicitud de renovación del cable no fue presentada en las etapas anteriores del proceso de aprobación del PI 2025-2029, debido a que se encontraba en proceso de coordinación con las empresas "Altamente Especializadas" que operan en Argentina especialistas en reparación de este tipo de cable.

Debido a la antigua tecnología del cable subterráneo tipo OF (oil filled) de la línea L-614, se crea la necesidad de buscar proveedores extranjeros especializados en este tipo de reparaciones.

La cercanía del trazo del cable subterráneo L-614 a menos de 5 metros de la vía férrea administrada por Ferrovías Central Andina S.A. conlleva a restringir la ejecución de excavaciones para reparar el cable dañado, en el marco de lo establecido en el Reglamento Nacional de Ferrocarriles aprobado por Decreto Supremo N° 032-2005-MTC.

Con la renovación del cable de la L-614 se está cumpliendo con el Art. 83 del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas (RPAAE), cuyo objetivo es garantizar el cumplimiento del Art.83.1 del RPAAE, el mismo que señala: "El Titular de la

Actividad Eléctrica debe establecer las medidas adecuadas para mantener la calidad ambiental del suelo y evitar la degradación y contaminación de este.

Adicionalmente, señala que se debe tomar en cuenta que la Subestación Tacna atiende el suministro de energía eléctrica de cargas relevantes y esenciales.

Considerando la antigüedad (34 años), obsolescencia de la tecnología del cable en aceite fluido OF, las dificultades para su reparación y cumplir con las regulaciones ambientales, ENEL solicita la renovación de la línea L-614 Santa Rosa Nueva - Tacna con un cable nuevo XLPE Cu 500 mm².

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la renovación de la Línea L-614 Santa Rosa Nueva – Tacna, se verifica que es un nuevo requerimiento, dado que no se presentó dicha necesidad en la PROPUESTA INICIAL, por lo que no corresponde su análisis, de acuerdo al Informe Legal N° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

A.1.23. Renovación de Transformadores AT/MT

ENEL propone la renovación del transformador Mirador 25 MVA con un transformador de 25 MVA que viene de Jicamarca (en Jicamarca se reemplaza un transformador 25 por uno de 40 MVA).

En la página 160 del Informe “Corregido según Observaciones de Osinerghmin” en la etapa “Respuesta a las Observaciones” se indicó la necesidad que la Subestación Jicamarca cuente con barra 20 kV para atender la demanda a mediano y largo plazo; tomando en cuenta que en la zona de Jicamarca la demanda regulada viene expandiéndose a mayores distancias de la ubicación física de la SET Jicamarca (más de 7 km), por lo cual el nivel de tensión de 10 kV no es una solución a mediano y largo plazo para atender la demanda en la zona, se requiere planificar la zona de Jicamarca con redes en el nivel de tensión de 20 kV.

Con la finalidad de que la Subestación Jicamarca cuente con barra en 20 kV en uno de sus transformadores, se propone utilizar el transformador de reserva (no reconocido) 60/20/10 kV - 40 MVA que se encuentra en Chavarría (serie 107418 y año fabricación 2019) para reemplazar el transformador TR2 60/10 kV - 25 MVA de Jicamarca, el transformador retirado se rota a la SET Mirador TR1 25 x 25 MVA.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2026	Jicamarca	Transformador 40 MVA y Rotación de Transformador en Mirador 25x25 MVA

- Se propone la renovación del transformador Ancón 6 MVA con un nuevo transformador de 25 MVA.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2026	Ancón	Transformador 25 MVA

- Renovación del transformador de reserva 25 MVA (disponible) en Tomás Valle.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2026	Tomás Valle	Transformador 25 MVA

Análisis de Osinergmin

Respecto a la “baja del transformador Mirador 25 MVA y su reemplazo con un transformador de 25 MVA que viene de Jicamarca”, se reitera que, se está aprobando la baja del Transformador de 25 MVA de la SET Mirador y su reemplazo por un transformador rotado de SET Canto Grande, según el análisis realizado respecto a la solicitud de “Nueva SET Las Flores”.

Respecto a la “baja del transformador de SET Ancón - 6 MVA y su reemplazo con un nuevo transformador de 25 MVA”, según el análisis realizado respecto a la solicitud de “Nueva SET Sinchi Roca”, se deja sin efecto la rotación del transformador de SET Caudivilla a SET Ancón, y en consecuencia corresponde la aprobación de un nuevo transformador en SET Ancón de 25 MVA.

Respecto a la “baja del transformador de reserva (disponible) SET Tomás Valle - 25 MVA y su reemplazo con un nuevo transformador de 25 MVA”, se verifica que es un nuevo requerimiento que no formó parte de la PROPUESTA INICIAL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 445-2024-GRT.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión en tanto se considera el reemplazo del Transformador de la SET Ancón por uno nuevo de 25 MVA.

PROYECTOS Plan de Inversiones 2021-2025

A.1.24. Reconocimiento Estructuras de Transición Línea Barsi – Pershing a Cusco (Ex Pueblo Libre (PIT 21-25))

ENEL indica que, la conexión de la nueva Subestación Cusco se realizará con la apertura de la línea 60kV L-615 Barsi –Pershing en derivación a Cusco, para realizar la derivación hacia Cusco se requiere dos estructuras de transición.

ENEL solicita el reconocimiento de los siguientes elementos requeridos para la conexión de la línea Barsi – Pershing en derivación a Cusco.

Líneas	Descripción elemento	Módulo Elemento	Unidad
Barsi-Pershing a Cusco	Estructura de transición simple terna	ET-060COU0ACS0C1400A	2.00

Análisis de Osinergmin

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° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

OTROS PROYECTOS

A.1.25. Subestación Móvil MT

ENEL propone la implementación de subestación móvil representa una solución rápida y confiable durante procesos del Plan de Inversiones:

Solicita la aprobación de una Subestación Móvil MT y plantea de forma referencial su reconocimiento con la siguiente relación de Elementos:

Subestación	Descripción elemento	Módulo Elemento	Cant. (Ajuste)	Costo Modular Ajustado US \$	Tipo
SET Móvil MT	Celda de transformador 23 kV	CE-023COENISBTR	2.25	156,876	GIS
SET Móvil MT	Celda de medición 10 kV	CE-023COENISBMD	2.25	62,688	GIS
SET Móvil MT	SERVICIOS AUXILIARES 22,9 kV - 100 kVA COSTA	SA-023-100CO	1	170,761	-
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
SET Móvil MT	Celda de alimentador 23 kV	CE-023COENISBAL	2.25	122,732	GIS
				1,126,719	

Por las razones expuestas, ENEL solicita la aprobación de una unidad de Subestación Móvil MT para el PIT 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

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.

Conclusión

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

BAJA DE ELEMENTOS

A.1.26. Baja de Polo de Reserva de 28.3 MVA en Santa Rosa

Adicional a las bajas aprobadas en la PREPUBLICACIÓN, ENEL solicita dar de baja al Transformador tipificado como reserva de 220/60 kV – 28,33 MVA que inicialmente fue informado como ubicado en Santa Rosa. Esta solicitud la justifica en la carta GRyRI-041-2024 que adjunta en el Anexo M.

Análisis de Osinergmin

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 ello, en el Anexo C.17.17.2 del Informe N° 216-2024-GRT que sustentó la Resolución N° 052-2024-OS/CD, se efectuó un análisis sobre el caso.

Conclusión

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

A.1.27. Baja por Renovación de Celdas MT

ENEL indica que en la etapa de PREPUBLICACIÓN se aprobó la renovación de celdas en Chavarría y Barsi 10 kV y sus respectivas bajas.

Agrega que, en la presente etapa sustenta la renovación de las celdas 10 kV en Pando y Maranga, por lo consiguiente, solicita las siguientes bajas

Celdas MT a dar de baja en la Subestación Pando.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de transformador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de transformador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de medición 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de medición 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV
2025	SET AT/MT/MT PANDO	Celda de alimentador 10 kV

Celdas MT a dar de baja en la Subestación Maranga.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de transformador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de transformador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de medición 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de medición 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV
2028	SET AT/MT/MT MARANGA	Celda de alimentador 10 kV

Análisis de Osinerghmin

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° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

A.1.28. Baja por renovación de transformadores AT/MT

ENEL propone lo siguiente:

- La baja del transformador Mirador 25 MVA y su reemplazo con un transformador de 25 MVA que viene de Jicamarca (en Jicamarca se reemplaza un transformador 25 x 40 MVA)
- La baja del transformador Ancón 6 MVA y su reemplazo con un nuevo transformador de 25 MVA.

Adicionalmente, solicita la baja requerida por la solicitud de la renovación del transformador de reserva 25 MVA (disponible) en Tomás Valle.

Año para el PIT 2025-2029	Subestación	Descripción elemento
2026	Tomás Valle	Transformador 25 MVA

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la “baja del transformador Mirador 25 MVA y su reemplazo con un transformador de 25 MVA que viene de Jicamarca”, se reitera que, se está aprobando la baja del Transformador de 25 MVA de la SET Mirador y su reemplazo por un transformador rotado de SET Canto Grande, según el análisis realizado respecto a la solicitud de “Nueva SET Las Flores”. La Baja del transformador 25 MVA de la SET Mirador ya se estaba considerando en la PREPUBLICACIÓN.

Respecto a la “baja del transformador de SET Ancón - 6 MVA y su reemplazo con un nuevo transformador de 25 MVA”, según el análisis realizado respecto a la solicitud de “Nueva SET Sinchi Roca”, se deja sin efecto la rotación del transformador de SET Caudivilla a SET Ancón, y en consecuencia corresponde la aprobación de un nuevo transformador en SET Ancón de 25 MVA. La Baja del transformador de SET Ancón - 6 MVA ya se estaba considerando en la PREPUBLICACIÓN.

Respecto a la “baja del transformador de reserva (disponible) SET Tomás Valle - 25 MVA y su reemplazo con un nuevo transformador de 25 MVA”, se verifica que es un nuevo requerimiento que no formó parte de la PROPUESTA INICIAL, por lo que se considera que es una propuesta extemporánea, de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal N° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

A.1.29. Baja por renovación de línea 60 kV L-614

ENEL solicita la renovación de la línea L-614, por lo cual solicita dar de baja el siguiente Elemento:

Año para el PIT 2025-2029	Línea	Descripción elemento
2029	Línea Santa Rosa Nueva - Tacna (L-614)	Cable 60 kV Subterráneo Cu - 400 mm aceite (2.8 km)

Análisis de Osinergmin

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° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

A.1.30. Baja por soterramiento y/o reubicación de tramos de las líneas L-685 y líneas L-669/L-672

Se solicita el soterramiento y/o reubicación de tramos de las líneas L-685 y líneas L-669/L-672, por lo cual corresponde dar de baja los siguientes elementos:

Año para el PIT 2025-2029	Líneas	Descripción elemento	Sistema
2025	L-685 P51 - P52 y P60-P-61	Línea aérea 300 mm ² (0.375 km)	SST
Año para el PIT 2025-2029	Líneas	Descripción elemento	Sistema
2025	L-669/L-672	Línea aérea 120 mm ² (1.70 km)	SST

Análisis de Osinergmin

Debido a que se aprueba la reubicación y soterramiento solicitado por ENEL para los tramos de las líneas L-685 y líneas L-669/L-672, corresponde aprobar las bajas asociadas.

Conclusión

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

A.1.31. Baja de la Línea 60 kV L-607/L-608 Santa Rosa Nueva - Tacna

Con la baja de la línea 60 kV L-607/L-608 Santa Rosa Nueva - Tacna aprobada en la PREPUBLICACIÓN, la situación de las celdas de línea 60 kV en Santa Rosa y Tacna es que permanecerán fuera de servicio y sin carga.

La celda de línea 60 kV de L-607/L-608 en la SET Tacna pertenece al SST y la celda de línea L-607/L-608 en SET Santa Rosa Nueva pertenecen al SCT.

Ahora, ENEL solicita la baja de la celda de línea 60 kV L-607/L-608 en la SET Tacna.

En caso de la celda de línea L-607/L-608 en SET Santa Rosa Nueva se está evaluando la factibilidad de posible reubicación. Al respecto, mediante carta del 4 de abril de 2024, ENEL propone en la SET Santa Rosa Nueva la reubicación de los componentes de la celda L-607/L-608 perteneciente al SCT (Acta de Puesta en servicio N° 004-2017-ENEL DP) a la posición de la celda de la Línea L-701 y la baja respectiva de la celda de esta última línea en el SST.

Análisis de Osinergmin

En concordancia con la baja considerada con Informe N° 087-2024-GRT página 65, "Baja de

la Línea en 60 kV Tacna – Santa Rosa (L-607/L-608), debido a su antigüedad (49 años)", es coherente considerar la baja de los Elementos asociados a la Línea en 60 kV Tacna – Santa Rosa (L-607/L-608), los cuales conforman dos celdas de línea. No obstante, se observa que:

- (1) Una de las celdas de línea (en SET Tacna) pertenece al SST el cual comparte el tiempo de operación con la línea (49 años).
- (2) La otra celda de línea (en SET Santa Rosa Nueva) pertenece al SCT (2016), el cual fue el resultado del reemplazó de la celda existente SST por cortocircuito.

De lo anterior, es coherente dar la baja del elemento perteneciente al SST, debido a que este elemento también comparte una antigüedad cercana al de la línea. Asimismo, en la SET Santa Rosa Nueva es válido reemplazar la celda de la línea L-701 (del SST) por la celda de línea de L-607/L-608 como lo plantea ENEL.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN presentada por ADINELSA

A.2.1. Sobre descripción del nombre de la instalación

ADINELSA menciona que, de la revisión a la hoja F-305 Alt1 del archivo F-300_400_AD06_PI 25-29.xlsx, se observa un error material en la descripción del nombre de instalación, donde la parte enmarcada en rojo, los nombres descritos no corresponden a los Elementos de transmisión. En ese sentido, se solicita corregir el error material según la sugerencia alcanzada en un cuadro.

Análisis de Osinerghmin

Se ha procedido a corregir el error material, sin embargo, no se ajustó en función a lo mencionado por ADINELSA, las casillas a cambiar están referidas al nombre de la instalación por ende corresponde indicar "SET AT/MT ANDAHUASI".

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior se acoge parcialmente esta opinión

A.2.2. Costos de Centro de Control y Telecomunicaciones

En relación a los Elementos aprobados en la etapa de PREPUBLICACIÓN para el Área de Demanda 6, ADINELSA afirma que se aprobó los Elementos solicitados, pero sin incluir los costos asociados al centro de control y telecomunicaciones.

Agrega que, en la hoja F-305 Alt1 del archivo F-300_400_AD06_PI 25- 29.xlsx, se publicó determinados Elementos aprobados con sus respectivas inversiones, tal como adjunta en una imagen.

ADINELSA, también, resalta que en la página 67 del Informe Técnico N° 087-2024-GRT, se señala que, para la solicitud de los costos de centro de control, se debe tener en cuenta el numeral 6.2.5 del Informe N° 262-2022-GRT.

Al respecto, ADINELSA menciona que la Gerencia de Fiscalización del Osinerghmin ha verificado el alta de solamente aquellos Elementos aprobados en un Plan de Inversiones tal como lo indica la Norma de Supervisión del Plan de Inversiones, para la suscripción del acta.

Complementariamente, ADINELSA manifiesta que, viene realizando inversiones para modernizar el centro de control local (SAS) y comunicación a su sede principal en sus oficinas del departamento de Lima, de tal manera que, se disponga de las señales de los nuevos elementos que se instalarán en la SET Andahuasi.

En ese sentido, la ADINELSA considera que es necesario instalar nuevos tableros, así como, modernizar los tableros existentes con la renovación de elementos aprobados en el PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

En atención a la opinión y sugerencia, los costos de inversión incremental de Centro de Control y Telecomunicaciones no aplica a las SET's existentes. En relación al numeral 6.2.5 que indica ADINELSA, es aplicable únicamente a las nuevas subestaciones de concesionarios existentes.

La referencia asociada en el Informe N° 262-2022-GRT solo aplica para diferenciar el módulo SET del módulo SAS, a raíz de que ADINELSA inicialmente solicitó el módulo SAS.

Ahora bien, en el referido informe queda claro que los módulos de centro de control y de telecomunicaciones no están incluidos, tal como se aprecia a continuación:

“(…) 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 (…)” [el subrayado es nuestro]

Conclusión

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

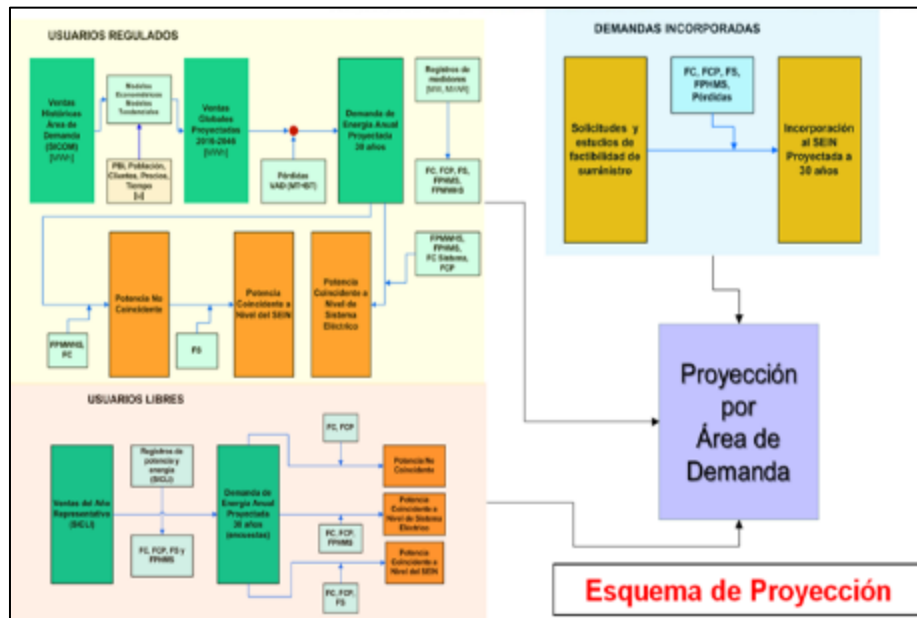
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



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

- Recopilación de información requerida.
- Proyección de la Demanda de Energía.
- Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.
- Caracterización de la carga en el Área de Demanda.

La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

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

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se ha tomado en cuenta las Bases de Datos que dispone Osinermin: Sistema de Información Comercial (SICOM) y Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI).

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de 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.

En 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 INEI (<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 Osinermin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 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 se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía del Área de Demanda 6. Luego, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último tomado del INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 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 del 31 de Julio del 2023 realizadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP); las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 6, en ella se observa que se encuentra relacionado con el PBI nacional y una variable dicotómica aplicada al año 2020 (D2020) con el que se explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 99,28%.

Figura 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 1, donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 3,20% en el periodo 2022-2054:

Tabla 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 3.

Figura 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 6

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 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,53% para el periodo 2022-2054.

Tabla 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 6

Año	Clientes	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/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 6 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla 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 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%

Año	Población	Δ%
2053	20 272 447	1,8%
2054	20 635 274	1,8%
		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. Bajo ese supuesto, 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 6 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 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 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)	
(R ²)	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 de Osinermin

Asimismo, en la Tabla 5 se muestra los valores proyectados de ventas de energía para el periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 3,85%.

Tabla 5: Proyecciones Tendenciales 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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
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
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 Osinerghmin.

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento promedio anual del modelo tendencial lineal (1,78%) 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 LOG, 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 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 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
R ²		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 Osinerghmin.

En la Tabla 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo 5 el seleccionado, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,47%.

Tabla 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

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
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
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 Osinerghmin.

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), se aprecia una bondad de ajuste (R^2) de 97,99%, una significancia estadística individual en cada una de las variables explicativas a partir de los test "t" y una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura 4.

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

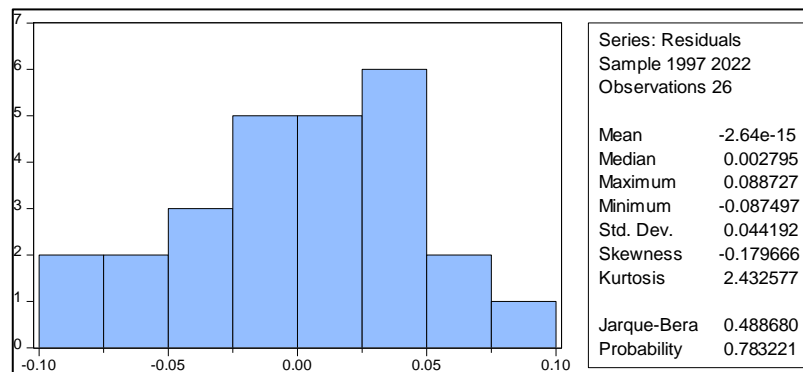
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

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 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 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F-statistic $> 5\%$ (63,30%).

Figura 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 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 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 8.

Tabla 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%

Año	Ajuste final	TC
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%
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 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 periodo de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

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

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

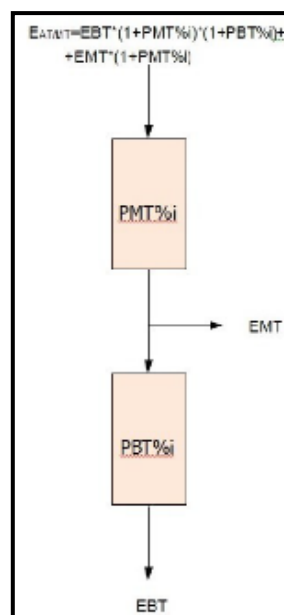
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

B.4 Integración de Pérdidas

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

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

Figura 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

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

Anexo C

Metodología y determinación de transformadores de reserva

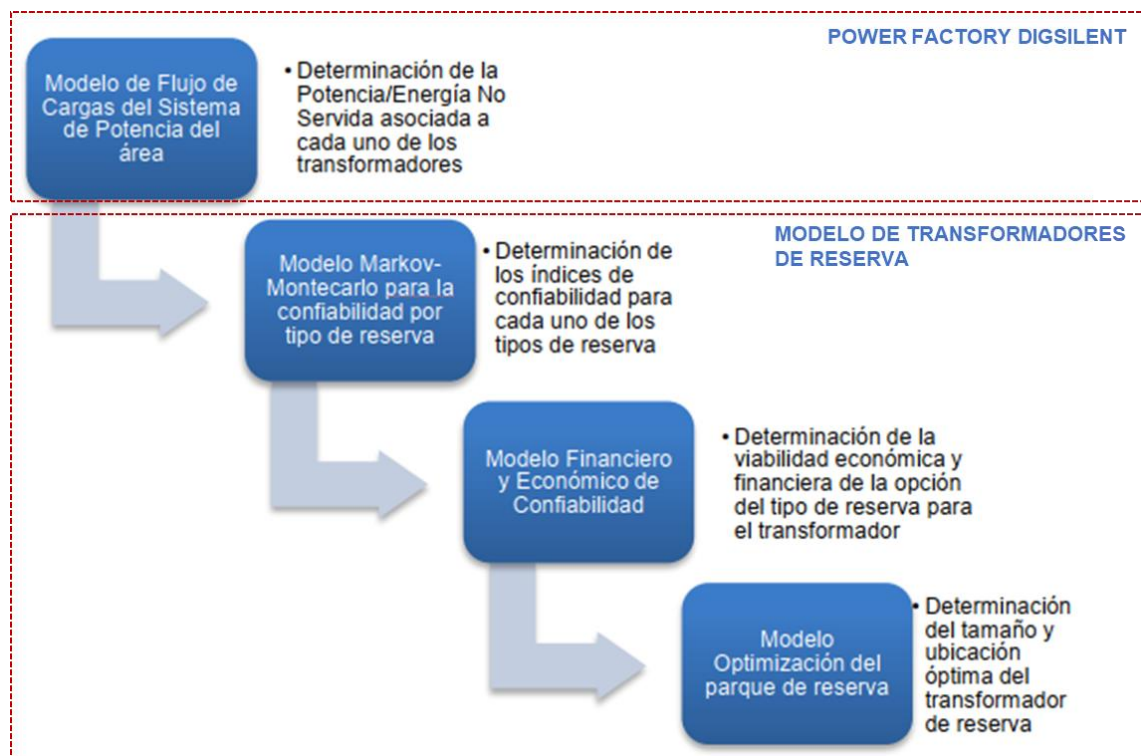
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

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 Medio Mundo, se desarrollan en la sección 6.2.3.2., del presente informe.

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 6, actualmente se tiene los siguientes transformadores de reserva y transformadores disponibles:

Tipo	Cantidad	Transformadores Disponibles/Reserva
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]
2026	Nuevo transformador para la SET Ancón, en reemplazo del TP de 6 MVA	60/10	25
2026	Nuevo transformador para la SET Sinchi Roca	60/23/10	40
2027	Nuevo transformador para la SET Canto Grande	60/23/10	40
2027	Rotación de TP 60/10 kV – 25 MVA de SET Canto Grande a SET Mirador	60/10	25
2027	Nuevo transformador para la SET Pachacútec	60/23/10	40

Definido el parque de transformadores que incluye a los transformadores existentes, a los aprobados en los Planes de Inversión pasados y a los aprobados en el presente Plan de Inversiones 2025-2029, 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	5.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ancon	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Barsi	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Barsi	TP-060023010-040CO1E	21.86	24.50	24.23	26.70	27.72	26.98	27.63	28.23	28.99	30.79
Barsi	TP-060023010-040CO1E	21.86	24.50	24.23	26.70	27.72	26.98	27.63	28.23	28.99	30.79
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canto Grande	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	6.77	7.53	8.32	8.47	8.61	8.75	8.88	9.16	10.19	11.45
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	6.77	7.53	8.32	8.47	8.61	8.75	8.88	9.16	10.19	11.45
Caudivilla	TP-060023010-025CO1E	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68	12.68
Chavarria	TP-060010-025CO1E	11.27	13.44	15.51	17.59	15.67	19.89	20.51	21.09	16.67	22.20
Chavarria	TP-060010-025CO1E	11.27	13.44	15.51	17.59	15.67	19.89	20.51	21.09	16.67	22.20
Chavarria	TP-060023010-040CO1E	3.37	6.58	9.50	12.43	14.51	15.24	15.95	16.58	19.77	17.69
Chillon	TP-060010-025CO1E	2.07	2.11	2.16	2.21	2.26	2.29	2.33	2.37	2.41	2.44
Comas	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.59	4.40
Comas	TP-060023010-040CO1E	3.01	5.07	7.05	8.04	11.10	11.53	11.92	12.32	18.10	18.80
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	3.48	7.44	11.80	13.04	13.94	14.61	15.28	15.94	16.64	17.33
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	3.48	7.44	11.80	13.04	13.94	14.61	15.28	15.94	16.64	17.33
Huandoy	TP-060023010-040CO1E	21.47	21.99	22.52	23.07	23.61	24.04	24.47	24.91	25.34	25.78
Huarangal	TP-060023010-040CO1E	13.49	14.48	15.32	16.08	16.34	16.54	16.75	16.95	17.16	17.38
Industrial	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Industrial	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Industrial	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Izaguirre	TP-060023010-040CO1E	18.08	18.88	19.69	20.51	20.94	21.26	21.58	21.91	22.25	22.59
Infantas	TP-060010-040CO1E	27.51	31.25	19.33	20.76	22.28	30.30	39.69	24.86	20.44	20.98
Infantas	TP-060023010-040CO1E	25.77	17.24	17.62	19.05	20.57	21.40	22.38	23.18	18.74	19.27
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	5.81	9.56	11.07	12.41	13.37	13.99	14.59	15.14	15.84	16.05
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	5.81	9.56	11.07	12.41	13.37	13.99	14.59	15.14	15.84	16.05
Malvinas	TP-060023010-040CO1E	24.15	25.90	26.96	28.02	28.97	29.24	29.52	29.80	30.08	30.37
Mariategui	TP-060023010-040CO1E	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82	34.44	35.07	35.70	36.34	36.99
Maranga	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maranga	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maranga	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	1.24	3.12	4.45	4.00	4.68	5.31	6.16	6.26
Mirador	TP-060010-025CO1E	2.33	2.39	2.46	2.52	2.58	2.64	2.69	2.74	2.79	2.84
Mirones	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mirones	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mirones	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mirones	TP-060010-040CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	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	0.00	0.00	0.00	0.00
Naranjal	TP-060010-025CO1E	2.01	3.20	4.15	5.09	6.30	7.02	7.70	8.31	9.07	9.40
Naranjal	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	10.33	12.79	14.55	15.70	16.36	16.74	17.11	17.49	17.94	18.31
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	10.33	12.79	14.55	15.70	16.36	16.74	17.11	17.49	17.94	18.31
Pando	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.64	0.00	0.00
Pando	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.64	0.00	0.00
Pando	TP-060023010-040CO1E	12.51	13.15	4.77	5.85	7.72	7.85	8.33	8.90	7.71	9.80
Pershing	TP-060010-040CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pershing	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pershing	TP-060010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Puente Piedra	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Puente Piedra	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Puente Piedra	TP-060023010-040CO1E	0.00	1.03	2.17	2.93	4.16	4.85	5.52	6.17	7.01	8.02
Santa Marina	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Santa Marina	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Santa Marina	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.77	12.93	14.64	15.73	16.55	17.14	17.65	18.09	18.71	19.05
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.74	12.75	14.00	15.02	15.95	16.62	17.20	17.73	18.43	18.85
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.89	13.07	14.79	15.88	16.71	17.31	17.81	18.25	18.88	19.23
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	11.86	12.87	14.14	15.17	16.10	16.77	17.37	17.89	18.60	19.02
Tacna	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tacna	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tacna	TP-060010-040CO1I	0.00	0.00	0.69	1.84	2.85	3.61	4.38	5.17	5.97	6.75
Tomás Valle	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tomás Valle	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tomás Valle	TP-060023010-040CO1E	6.05	7.54	9.28	10.65	11.53	12.03	12.53	13.10	13.72	14.86
Uni	TP-060023010-040CO1E	0.45	1.41	2.38	3.23	4.10	4.75	5.42	6.09	6.78	7.47
Uni	TP-060023010-040CO1E	0.45	1.41	2.38	3.23	4.10	4.75	5.42	6.09	6.78	7.47
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	8.98	11.50	4.43	5.48	6.08	6.36	6.64	6.91	7.30	7.65
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	8.98	11.50	4.43	5.48	6.08	6.36	6.64	6.91	7.30	7.65
Zapallal	TP-060010-025CO1E	13.17	14.31	5.45	5.99	6.91	7.40	7.91	8.40	9.03	9.66

Zapallal	TP-060010-025CO1E	13.17	14.31	5.45	5.99	6.91	7.40	7.91	8.40	9.03	9.66
Zarate	TP-060023010-040CO1E	9.82	10.07	10.35	10.62	10.88	11.12	11.35	11.58	12.05	12.01
Zarate	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Zarate	TP-060023010-040CO1E	0.00	2.40	5.33	7.11	9.05	9.86	10.49	10.96	11.83	11.98
Huaral	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.28	0.61	1.11	1.55	1.80
Huaral	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.28	0.61	1.11	1.55	1.80
Chancay	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chancay	TP-060023010-040CO1E	8.74	9.12	9.50	9.54	9.57	9.60	9.63	9.66	9.69	9.71
Huacho	TP-060010-025CO1E	7.88	8.63	9.40	10.04	10.85	11.42	11.96	12.54	13.14	13.25
Huacho	TP-060023010-025CO1E	8.21	8.34	9.00	9.63	10.36	10.99	11.52	12.09	12.69	12.80
Supé	TP-060010-020CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Supé	TP-060023010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
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
Jose Granda	TP-060023010-040CO1E	19.12	19.61	20.15	20.68	21.18	21.65	22.10	22.54	22.96	23.37
Cusco	TP-060023010-040CO1E	24.59	25.21	25.91	26.59	27.23	27.84	28.42	28.98	31.43	31.99
Sinchi Roca	TP-060023010-040CO1E	0.00	22.04	22.65	23.24	23.80	24.30	24.80	25.30	25.80	26.30
Pachacútec	TP-060023010-040CO1E	0.00	0.00	19.00	19.49	19.97	20.41	20.84	21.25	21.65	22.04

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?
Barsi	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,079,664	\$ 3,050,389	\$ 2,436,382	Reserva en Bodega
Barsi	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,168,171	\$ 3,138,054	\$ 2,524,230	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	\$ 1,350,690	\$ 1,304,877	\$ 758,095	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060010-025CO1E	\$ 1,321,939	\$ 1,276,045	\$ 729,255	Reserva en Bodega
Caudivilla	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,749,001	\$ 1,701,908	\$ 1,088,303	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060010-025CO1E	\$ 3,078,725	\$ 3,079,385	\$ 2,593,479	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060010-025CO1E	\$ 3,082,484	\$ 3,082,146	\$ 2,596,238	Reserva en Bodega
Chavarria	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,065,438	\$ 2,008,343	\$ 1,358,158	Reserva en Bodega
Comas	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,200,015	\$ 1,121,413	\$ 443,010	Reserva en Bodega
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,863,899	\$ 1,804,730	\$ 1,151,647	Reserva en Bodega
Filadelfia	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,911,431	\$ 1,852,107	\$ 1,199,005	Reserva en Bodega
Huandoy	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,257,916	\$ 4,259,300	\$ 3,685,765	Reserva en Bodega
Huarangal	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,646,213	\$ 2,604,000	\$ 1,973,336	Reserva en Bodega
Izaguirre	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,904,176	\$ 3,893,401	\$ 3,304,053	Reserva en Bodega
Infantas	TP-060010-040CO1E	\$ 4,283,318	\$ 4,297,080	\$ 3,808,608	Reserva en Bodega
Infantas	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,322,568	\$ 3,296,788	\$ 2,688,097	Reserva en Bodega
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	\$ 2,267,616	\$ 2,247,552	\$ 1,734,644	Reserva en Bodega
Jicamarca	TP-060010-025CO1E	\$ 2,315,265	\$ 2,296,095	\$ 1,783,101	Reserva en Bodega
Malvinas	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,021,994	\$ 5,043,537	\$ 4,494,210	Reserva en Bodega
Mariategui	TP-060023010-040CO1E	\$ 6,618,688	\$ 6,680,845	\$ 6,186,231	Reserva en Bodega
Maranga	TP-060023010-040CO1E	\$ 151,697	\$ 45,944	-\$ 668,039	Reserva en Bodega

Naranjal	TP-060010-025CO1E	\$ 859,268	\$ 801,921	\$ 239,914	Reserva en Bodega
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,912,971	\$ 1,852,508	\$ 1,197,388	Reserva en Bodega
Oquendo	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,932,746	\$ 1,871,819	\$ 1,216,752	Reserva en Bodega
Pando	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,036,541	\$ 953,242	\$ 268,553	Reserva en Bodega
Puente Piedra	TP-060023010-040CO1E	\$ 245,966	\$ 143,179	-\$ 566,968	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 2,809,006	\$ 2,801,599	\$ 2,305,613	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 2,704,696	\$ 2,695,738	\$ 2,197,664	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 2,798,047	\$ 2,791,856	\$ 2,296,947	Reserva en Bodega
Santa Rosa	TP-060010-025CO1E	\$ 2,828,994	\$ 2,821,024	\$ 2,323,856	Reserva en Bodega
Tacna	TP-060010-040CO1I	\$ 133,250	\$ 43,779	-\$ 579,435	Reserva en Bodega
Tomás Valle	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,693,740	\$ 1,626,790	\$ 963,111	Reserva en Bodega
Uni	TP-060023010-040CO1E	\$ 410,275	\$ 310,902	-\$ 394,478	Reserva en Bodega
Uni	TP-060023010-040CO1E	\$ 383,822	\$ 284,613	-\$ 420,781	Reserva en Bodega
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	\$ 835,293	\$ 776,854	\$ 213,555	Reserva en Bodega
Ventanilla	TP-060010-025CO1E	\$ 846,193	\$ 787,771	\$ 224,500	Reserva en Bodega
Zapallal	TP-060010-025CO1E	\$ 1,421,338	\$ 1,377,706	\$ 833,927	Reserva en Bodega
Zapallal	TP-060010-025CO1E	\$ 1,447,173	\$ 1,403,799	\$ 860,028	Reserva en Bodega
Zarate	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,391,667	\$ 1,318,598	\$ 647,160	Reserva en Bodega
Zarate	TP-060023010-040CO1E	\$ 998,611	\$ 914,365	\$ 228,622	Reserva en Bodega
Chancay	TP-060023010-040CO1E	\$ 627,232	\$ 533,711	-\$ 164,334	Reserva en Bodega
Huacho	TP-060010-025CO1E	\$ 1,462,071	\$ 1,420,023	\$ 878,060	Reserva en Bodega
Huacho	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,329,696	\$ 1,270,101	\$ 640,447	Reserva en Bodega
Medio Mundo	TP-060023-025CO1E	\$ 302,582	\$ 231,126	-\$ 349,186	Reserva en Bodega
Jose Granda	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,027,019	\$ 5,044,722	\$ 4,492,844	Reserva en Bodega
Cusco	TP-060023010-040CO1E	\$ 6,889,480	\$ 6,956,193	\$ 6,467,097	Reserva en Bodega
Sinchi Roca	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,110,440	\$ 5,135,662	\$ 4,592,155	Reserva en Bodega
Pachacútec Enel	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,864,759	\$ 3,854,822	\$ 3,266,750	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	-\$ 509,526	-\$ 615,463	-\$ 1,305,987	No viable
Ancon	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Barsi	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Canto Grande	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Canto Grande	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Chillon	TP-060010-025CO1E	-\$ 381,558	-\$ 470,828	-\$ 1,074,398	No viable
Comas	TP-060023010-025CO1E	-\$ 310,336	-\$ 411,045	-\$ 1,094,786	No viable
Industrial	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Industrial	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Industrial	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Maranga	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Maranga	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Mirador	TP-060010-025CO1E	-\$ 172,848	-\$ 256,713	-\$ 853,203	No viable

Mirones	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Mirones	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Mirones	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Mirones	TP-060010-040CO1I	-\$ 617,433	-\$ 726,392	-\$ 1,375,190	No viable
Naranjal	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Naranjal	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Pando	TP-060010-025CO1I	-\$ 519,250	-\$ 612,065	-\$ 1,220,273	No viable
Pando	TP-060010-025CO1I	-\$ 519,397	-\$ 612,212	-\$ 1,220,420	No viable
Pershing	TP-060010-040CO1I	-\$ 617,433	-\$ 726,392	-\$ 1,375,190	No viable
Pershing	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Pershing	TP-060010-040CO1E	-\$ 617,433	-\$ 726,392	-\$ 1,375,190	No viable
Puente Piedra	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Puente Piedra	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Santa Marina	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Santa Marina	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Santa Marina	TP-060023010-040CO1E	-\$ 725,393	-\$ 853,404	-\$ 1,596,516	No viable
Tacna	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Tacna	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Tomás Valle	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Tomás Valle	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Zarate	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Huaral	TP-060023010-025CO1E	-\$ 423,738	-\$ 527,555	-\$ 1,215,272	No viable
Huaral	TP-060023010-025CO1E	-\$ 426,231	-\$ 530,050	-\$ 1,217,772	No viable
Chancay	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,009	-\$ 620,021	-\$ 1,228,488	No viable
Supe	TP-060010-020CO1E	-\$ 494,953	-\$ 582,298	-\$ 1,176,429	No viable
Supe	TP-060023010-025CO1E	-\$ 615,376	-\$ 723,971	-\$ 1,417,978	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 resultaron viables para contar con una reserva del tipo compartida:

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	16 transformadores	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	2 transformadores	3 TP Reserva 60/22,9/10 kV-40 MVA ⁽¹⁾
	60/22,9/10	27 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	Medio Mundo	TP-060023010-025CO1E

Grupo II:

Transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (15 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 Viables	COD. BDME
G2	Zapallal	2	TP-060010-025CO1E
	Ventanilla	2	TP-060010-025CO1E
	Caudivilla	2	TP-060010-025CO1E
	Chavarria	2	TP-060010-025CO1E
G3	Jicamarca	2	TP-060010-025CO1E
	Naranjal	1	TP-060010-025CO1E
	Santa Rosa	4	TP-060010-025CO1E

Cabe precisar que, dentro de este agrupamiento se encuentran aquellos transformadores que resultaron viables para contar con una reserva del tipo compartida. Por tanto, se excluyeron a los transformadores que resultaron no viables.

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.

Asimismo, se consideró razonable la propuesta de Enel, realizada en la etapa de Observaciones y Sugerencias, de agrupar transformadores de 60/23/10 kV de 25 y 40 MVA, a fin de incluir el transformador de la SET Caudivilla de 60/23/10 kV en 25 MVA en un grupo de 60/23/10 kV en 40 MVA.

Por tanto, se divide el parque de transformadores de 40 MVA que resultaron viables para compartir reserva, en 3 grupos.

TP 40 MVA – 60MT/60MTMT			
Grupo	SET	Cantidad TP	COD. BDME
SG1	Barsi	2	TP-060023010-040CO1E
	Malvinas	1	TP-060023010-040CO1E
	Mariátegui	1	TP-060023010-040CO1E
	Pando	1	TP-060023010-040CO1E
	Tacna	1	TP-060010-040CO1E
	Uni	2	TP-060023010-040CO1E
	Zárate	2	TP-060023010-040CO1E
	Cusco	1	TP-060023010-040CO1E
SG2	Infantas	1	TP-060010-040CO1E
	Chavarría	1	TP-060023010-040CO1E
	Comas	1	TP-060023010-040CO1E
	Filadelfia	2	TP-060023010-040CO1E
	Huandoy	1	TP-060023010-040CO1E
	Izaguirre	1	TP-060023010-040CO1E
	Infantas	1	TP-060023010-040CO1E
	Maranga	1	TP-060023010-040CO1E
	Oquendo	2	TP-060023010-040CO1E
	José Granda	1	TP-060023010-040CO1E
	Sinchi Roca	1	TP-060023010-040CO1E
	Tomás Valle	1	TP-060023010-040CO1E
SG3	Huarangal	1	TP-060023010-040CO1E
	Puente Piedra	1	TP-060023010-040CO1E
	Chancay	1	TP-060023010-040CO1E
	Pachacútec	1	TP-060023010-040CO1E
	Caudivilla	1	TP-060023010-025CO1E

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	Huacho	Móvil	Huacho	7.88	8.63	9.40	10.04	10.85
	Medio Mundo	Móvil	Huacho	7.88	8.63	9.40	10.04	10.85
6_G2_TP-060	Caudivilla	Móvil	Caudivilla	13.17	14.31			
	Chavarria	Móvil	Chavarria			15.51	17.59	15.67
			Caudivilla	13.17	14.31			
	Ventanilla	Móvil	Chavarria			15.51	17.59	15.67
			Caudivilla	13.17	14.31			
	Zapallal	Móvil	Chavarria			15.51	17.59	15.67
			Caudivilla	13.17	14.31			
6_G3_TP-060	Jcamarca	Móvil	Santa Rosa	11.89	13.07	14.79	15.88	16.71
	Naranjal	Móvil	Santa Rosa	11.89	13.07	14.79	15.88	16.71
	Santa Rosa	Móvil	Santa Rosa	11.89	13.07	14.79	15.88	16.71
			Santa Rosa	11.89	13.07	14.79	15.88	16.71
				Santa Rosa	11.89	13.07	14.79	15.88
Total general				115.98	126.75	140.00	153.95	151.19

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 SET's Huacho (3 devanados), Chavarría 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 considerar reubicar a la SET Tacna.

De otro lado, actualmente se remunera un transformador de reserva en el SCT de 60/22,9/10 kV – 25 MVA y, se cuenta con 2 transformadores disponibles para reserva pertenecientes al SST de 60/10 kV – 25 MVA, ubicadas en las SET's Tacna y Tomás 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 y del transformador disponible (reserva) del SST con Número de Serie N° L30302 ubicado en la SET Tomás Valle.

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 de los transformadores de Series N° L-300301 y N° L30302 de las SETs Tacna y Tomás Valle, respectivamente, por otros 2 transformadores nuevos de las mismas características. Los que serán utilizados como transformadores 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	Barsi	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Cusco	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Malvinas	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Mariategui	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Pando	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Tacna	Móvil	Malvinas			32.23	33.02	33.82
		NA	Malvinas	0.00				
		@Móvil	Malvinas		0.00			
	Uni	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
	Zarate	Móvil	Malvinas	32.55	31.45	32.23	33.02	33.82
6_G2_TP-060	Chavarria	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Comas	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Filadelfia	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Huandoy	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Infantas	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Izaguirre	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Jose Granda	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
			Chavarria					23.80
	Maranga	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24	
		Chavarria					23.80	
Oquendo	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24		
		Chavarria					23.80	
Sinchi Roca	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24		
		Chavarria					23.80	
Tomás Valle	Móvil	Huandoy	27.51	31.25	22.65	23.24		
		Chavarria					23.80	
6_G3_TP-060	Caudivilla	Móvil	Huarangal	13.49	14.48			
			Caudivilla			19.00	19.49	19.97
	Chancay	Móvil	Huarangal	13.49	14.48			
			Caudivilla			19.00	19.49	19.97
	Huarangal	Móvil	Huarangal	13.49	14.48			
			Caudivilla			19.00	19.49	19.97
	Pachacutec	Móvil	Huarangal	13.49	14.48			
		Caudivilla			19.00	19.49	19.97	
Puente Piedra	Móvil	Huarangal		14.48				
		Caudivilla			19.00	19.49	19.97	
	NA	Huarangal	0.00					
Total general				584.37	636.34	601.99	617.27	632.19

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 SET's Malvinas, Chavarria y Caudivilla.

C.6. Reserva Plan de Inversión 2025-2029

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

Para el Parque 60/10 kV – 60/23/10 kV – 25 MVA:

Aprobar la renovación por antigüedad de los transformadores de reserva en 60/10 kV – 25 MVA con N° de series L-300301 y N° L30302, los cuales serán utilizados como transformadores de reserva compartida. La ubicación de los nuevos transformadores será en las SET's Tacna y Chavarria.

Asimismo, se dispone la ubicación del transformador de reserva existente en 66/23/10 kV – 25 MVA a la SET Huacho.

Para el Parque 60/10 kV – 60/23/10 kV - 40 MVA:

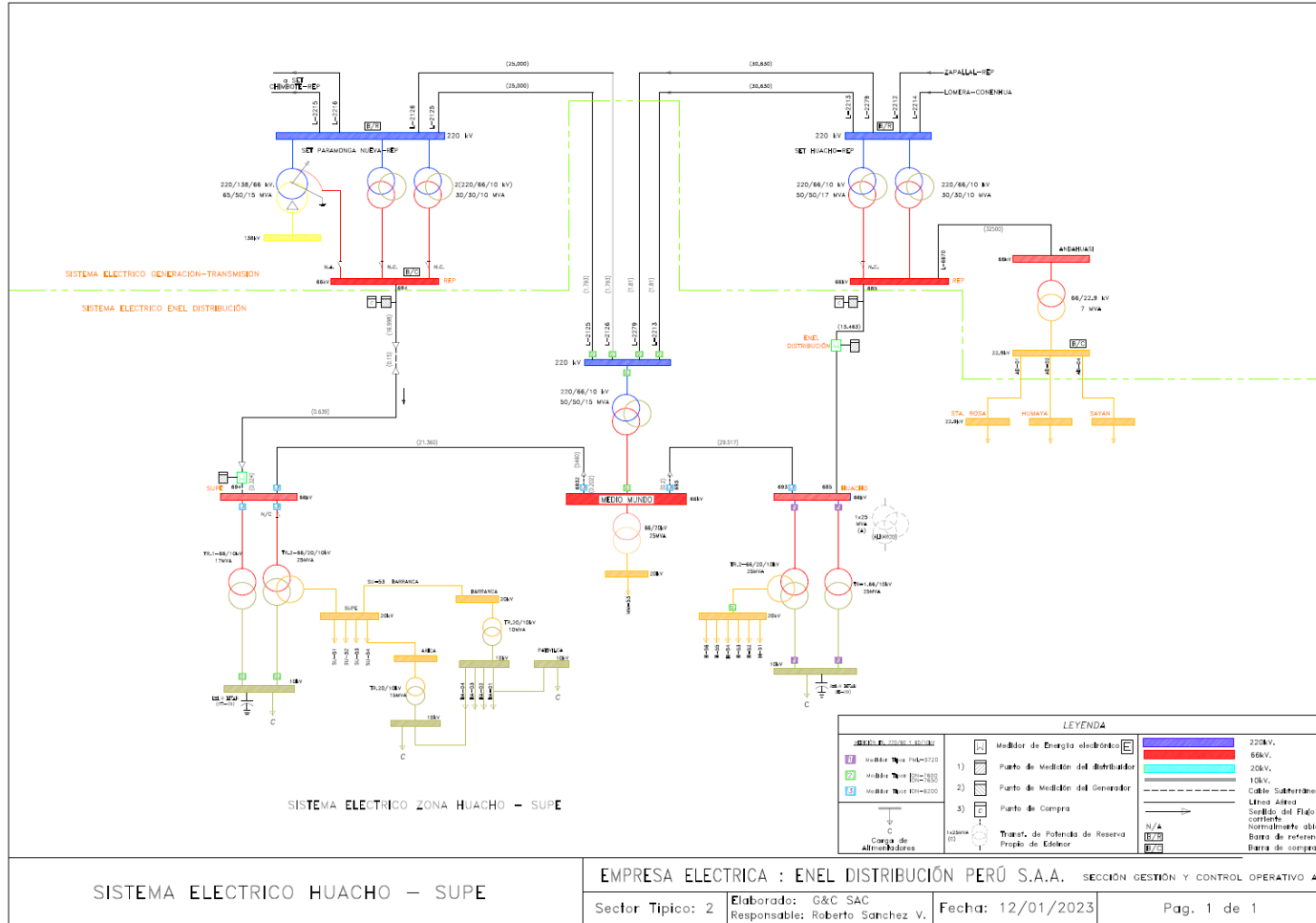
No se requiere transformadores de reserva adicional a los que ya tiene.

Se debe proceder a 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 SET's Malvinas, Chavarría y Caudivilla.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

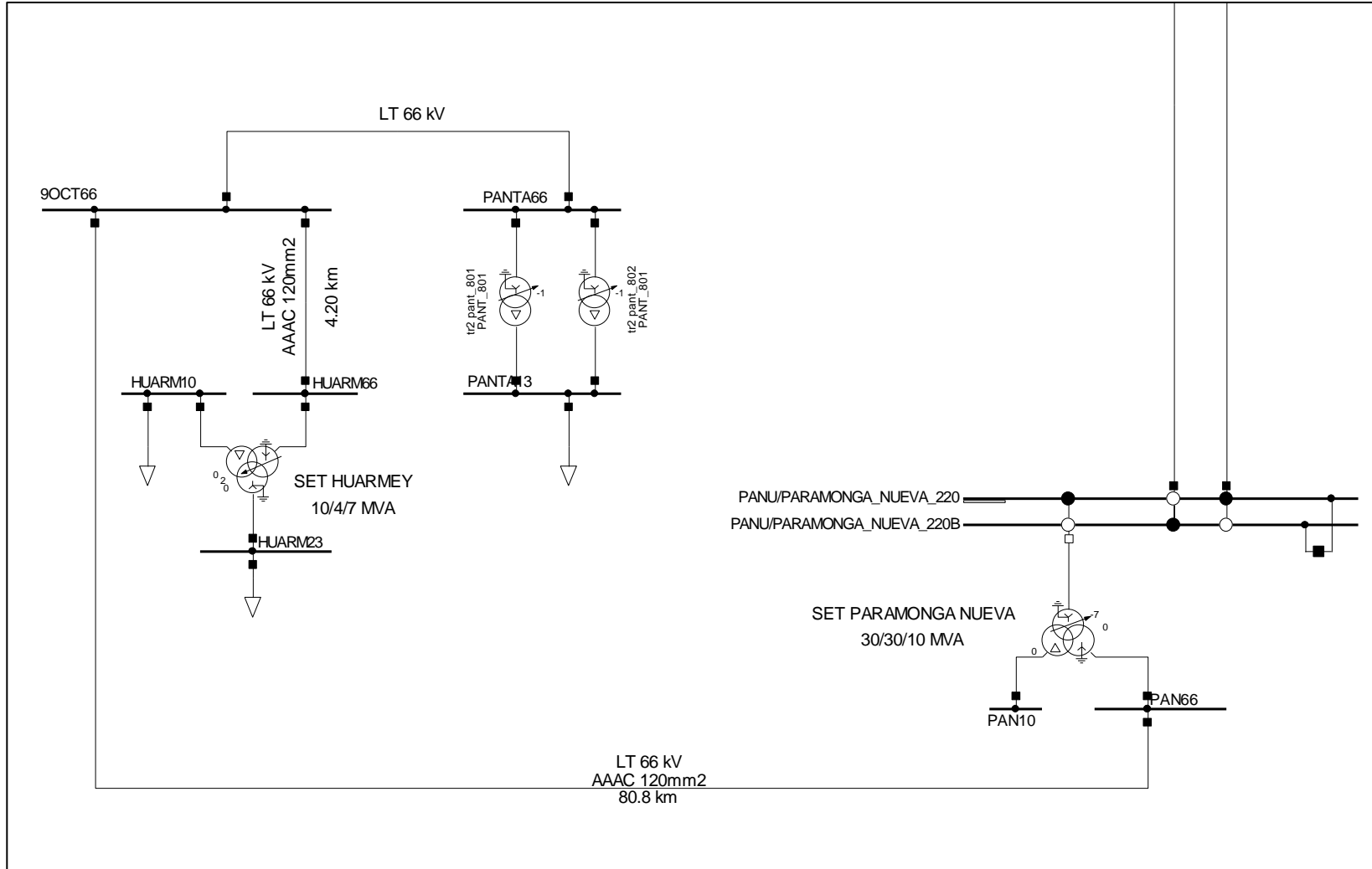
SISTEMA ELÉCTRICO HUACHO SUPE



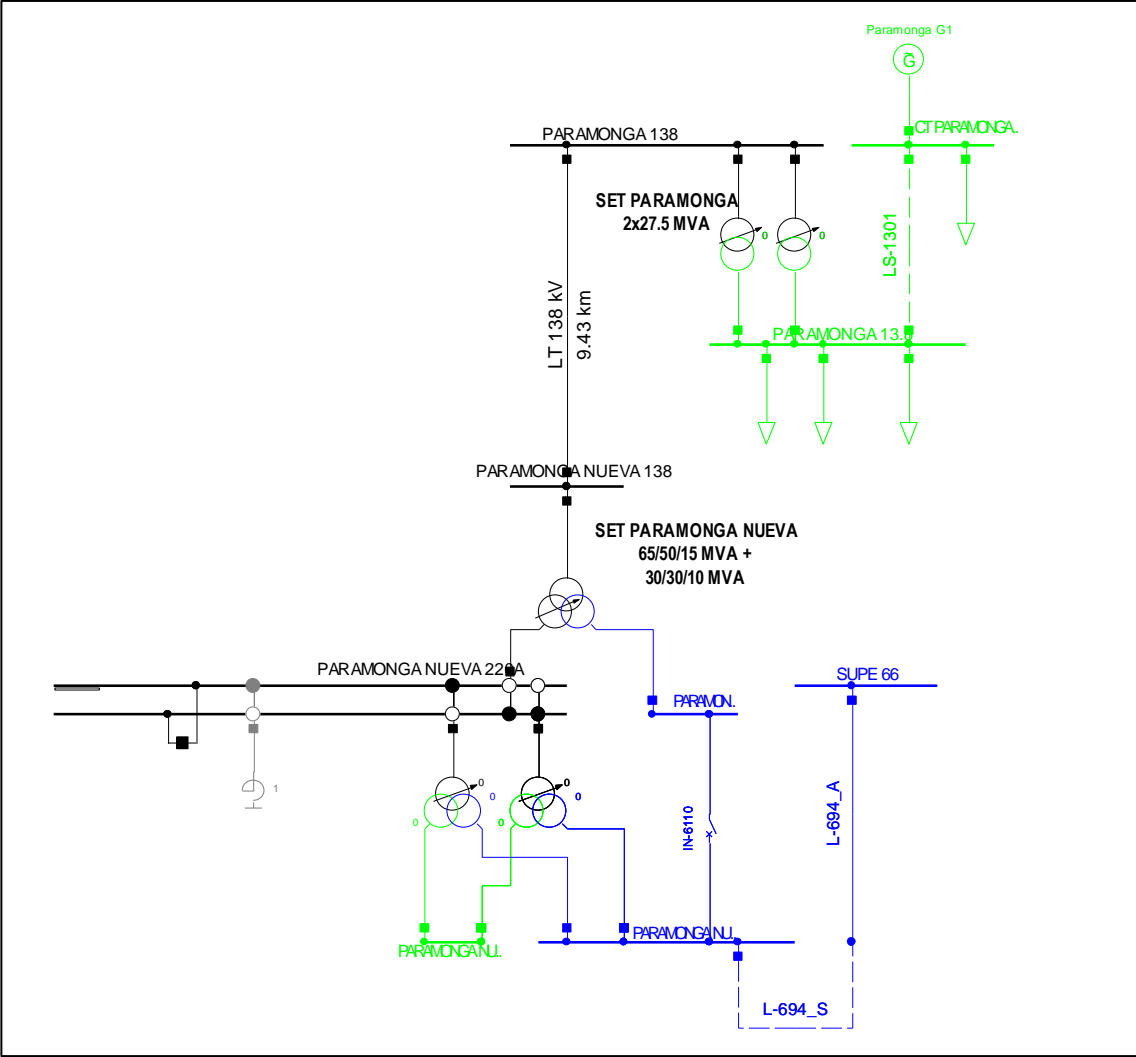
SISTEMA ELECTRICO HUACHO – SUPE

EMPRESA ELECTRICA : ENEL DISTRIBUCION PERÚ S.A.A. SECCIÓN GESTIÓN Y CONTROL OPERATIVO A.T.
 Sector Típico: 2 Elaborado: G&C SAC Responsable: Roberto Sanchez V. Fecha: 12/01/2023 Pag. 1 de 1

SISTEMA ELÉCTRICO HUARMEY

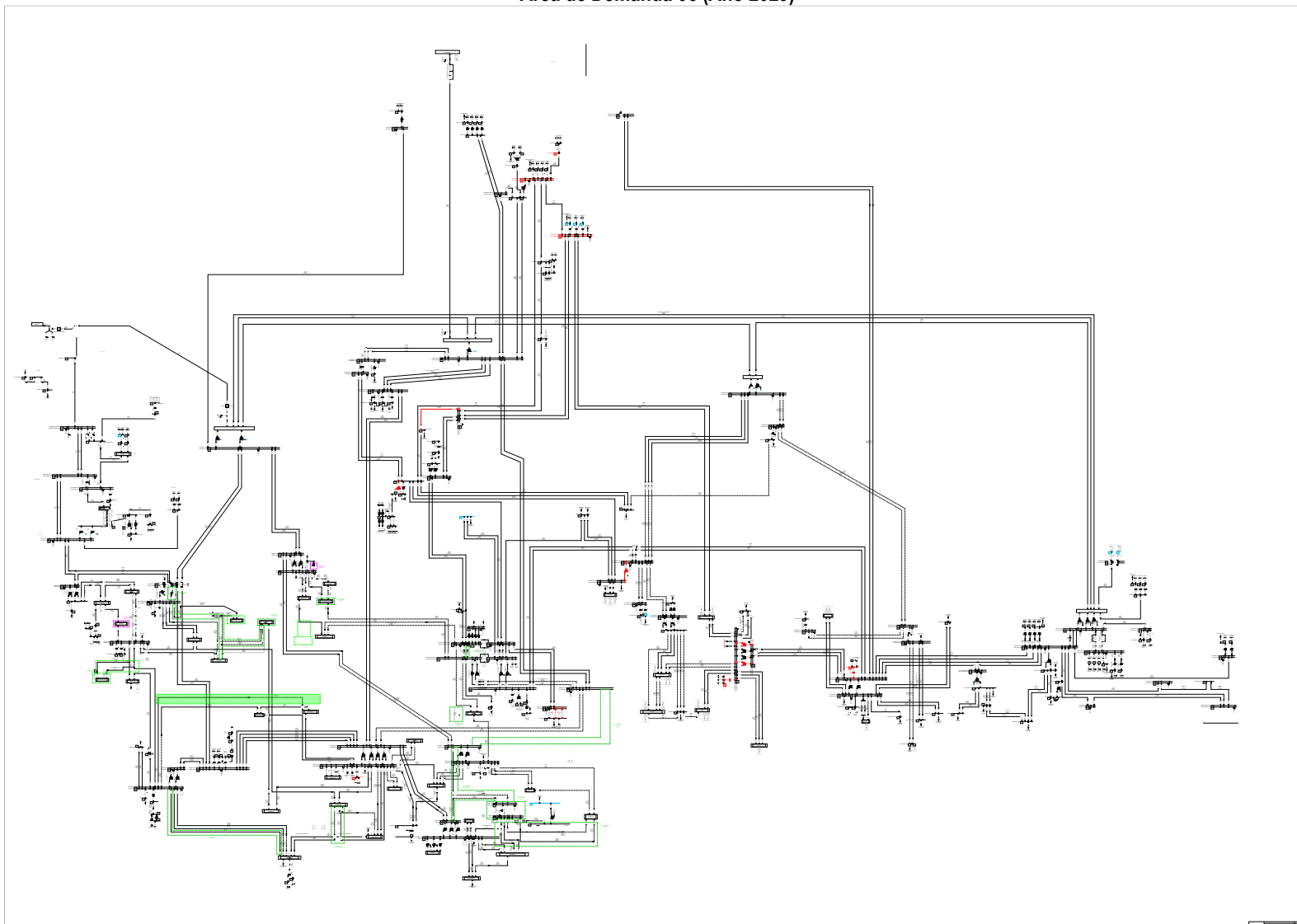


SISTEMA ELÉCTRICO PARAMONGA, PATIVILCA



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 40 MVA	SET Tacna	721 322
2	2027	ENEL	Transformador 40 MVA	SET Canto Grande	992 722
3	2026	ENEL	Nueva SET Sinchi Roca 40 MVA	SET Sinchi Roca	9 045 653
4	2027	ENEL	Nueva SET Ciudad de Pachacútec 40 MVA	SET Pachacútec	7 681 766
5	2027	ENEL	Rotación de Transformador (de SET Canto Grande a SET Mirador)	SET Mirador	0
6	2026	ENEL	Renovación de Transformador SET AT/MT Ancón (25 MVA)	SET Ancón	721 322
7	2028	ENEL	Nueva SET La Mar 180 MVA	SET La Mar	43 166 725
8	2028	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Barsi	SET Barsi	1 687 867
9	2028	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Chavarría	SET Chavarría	1 806 556
10	2025	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Pando	SET Pando	1 081 381
11	2028	ENEL	Renovación Celdas SET AT/MT Maranga	SET Maranga	1 024 975
12	2025	ENEL	Estructuras de Transición para deriv. hacia SET José Granda	Línea	70 876
13	2025	ENEL	Estructuras de Transición para deriv. hacia SET Pueblo Libre	Línea	70 876
14	2027	ENEL	Derivación de Línea 60 kV Chavarría – Oquendo hacia SET Filadelfia	Línea	4 621 529
15	2028	ENEL	Banco de Transformadores 180 MVA	SET Huarangal	4 540 325
16	2026	ENEL	Refuerzo Línea Santa Rosa Antigua – Santa Rosa Nueva	Línea	177 754
17	2025	ENEL	Línea 60 kV Chillón - Oquendo	Línea	10 647 381
18	2025	ENEL	Derivación de Línea 60 kV Huarangal – Comas hacia SET Caudivilla	Línea	518 477
19	2028	ENEL	Celdas MT en SET's varias	Varias	1 180 907
20	2028	ENEL	Implementación de Barra 20kV en SET Supe	SET Supe	132 488
21	2029	ADINELSA	Renovación de celdas en SET Andahuasi	SET Andahuasi	479 151
22	2025	ENEL	LT Reubicación y Soterramiento L-669/672	Línea	2 342 791
23	2025	ENEL	LT Soterramiento(L-685) Vano(1) P51 -P52 y Vano(2) P60-P61	Línea	1 034 228
24	2026	ENEL	Renovación de Transformador SET AT/MT Tomás Valle (25 MVA)	SET Tomás Valle	721 322

(*) 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	2026	Transformador 60/10 kV – 6 MVA	SET Ancón
6	ENEL	2027	Transformador 60/10 kV – 25 MVA	SET Mirador

Programación de Bajas AD06				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
6	ENEL	2028	Celda Medición 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Alimentador 10 kV	SET Maranga
6	ENEL	2028	Celda Acoplamiento 10 kV	SET Maranga
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

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 6

Año	ENEL (OyS)		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	8 297,01	-	8 297,01	-
2023	8 696,98	4,82%	8 483,50	2,25%
2024	9 286,03	6,77%	8 750,40	3,15%
2025	9 787,34	5,40%	9 046,16	3,38%
2026	10 136,65	3,57%	9 358,82	3,46%
2027	10 353,15	2,14%	9 661,76	3,24%
2028	10 428,58	0,73%	9 894,11	2,40%
2029	10 586,55	1,51%	10 076,14	1,84%
2030	10 700,05	1,07%	10 189,65	1,13%
2031	10 815,58	1,08%	10 305,17	1,13%
2032	10 933,15	1,09%	10 422,75	1,14%
2033	11 052,82	1,09%	10 542,42	1,15%
2034	11 174,62	1,10%	10 664,21	1,16%

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	Propuesta	Osinerghmin	C/A-1	C/B-1
	Inicial	Final	Publicación		
	(A)	(B)	(C)		
2025	7 064 754	4 877 391	16 992 488	141%	248%
2026	3 936 096	5 843 924	10 160 895	158%	74%
2027	45 202 237	42 453 729	13 296 018	-71%	-69%
2028	148 260 349	67 023 165	53 539 843	-64%	-20%
2029	54 057 742	10 330 937	479 151	-99%	-95%
TOTAL	258 521 178	130 529 147	94 468 394	-63%	-28%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 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] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] 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, Periodo 2025-2029”.