
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 7

Periodo 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 7¹ para el período mayo 2025 - abril 2029.

Luz del Sur S.A.A. (en adelante, LDS), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP) y Conelsur LT S.A.C. (en adelante, CONELSUR), son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 7, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico - económicos presentados por LDS y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin.

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

De los TITULARES, únicamente LDS ha presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 7, correspondiente al período 2025-2029.

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

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de

¹ Área de Demanda 7: Abarca el departamento de Lima.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

Demanda 7; 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.
- Para las Líneas de Transmisión planteadas, se analizó la posibilidad de implementar tramos aéreos y subterráneos.
- 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. Entre otros casos, las Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1, fueron analizadas considerando dicho criterio.
- En el caso de los sistemas eléctricos calificados por la División de Supervisión de Electricidad de Osinermin (DSE) como sistemas de transmisión críticos, se ha incluido propuestas de solución para implementarse en el horizonte del plan vinculante.
- Se ha determinado el modelo de reserva de transformación en función de la información presentada en los formatos y cálculos justificativos obtenidos.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, se propone la implementación de los siguientes proyectos:

- Implementación de la Nueva SET Huaycán 25 MVA – 60/10 kV, con sistema de simple barra en 60 kV, y Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, simple terna, de 7,62 km, subterránea de 1200 mm². Este proyecto es requerido por demanda.
- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia de 40 MVA, 60/23/10 kV, para la SET Monterrico, el cual reemplazará el Transformador de Potencia TR 2 de 25 MVA, 60/10kV. Asimismo, se aprueba la implementación de las Celdas 22,9 kV con tecnología encapsulada GIS. Este proyecto permitirá atender el crecimiento de demanda en la zona de La Molina, así como renovar equipos.
- Implementación de la barra en 22,9 kV en la SET Ñaña para trasladar demanda a dicha SET en ese nivel de tensión y atender el crecimiento de demanda de la zona.
- Implementación de la nueva Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente de 9,44 km, requerida por criterio de confiabilidad N-1, que considera 6,74 km de tramo subterráneo de 500 mm² y 2,7 km de tramo aéreo de 240 mm²; este tramo aéreo se implementará donde se encuentra actualmente el trazo de ruta de la L-6610, la cual se dará de Baja.
- Reconfiguración de las Líneas que alimentan a la SET Santa Anita, requerido por el criterio de confiabilidad N-1, que considera: (i) conformar un único enlace con la Línea en 60 kV Santa Rosa – Santa Anita (L-609) y un tramo de la Línea en 60 kV Santa Rosa – Ingenieros (L-610), (ii) conformar un único enlace con un tramo de la Línea en 60 kV Santa Rosa – Huachipa (L-657) y la Línea en 60 kV Santa Rosa – Santa Anita (L-658); y, (iii) instalar un nuevo tramo subterráneo de 330 m para unir el enlace L-609/610 a la SET Santa Anita.

De manera complementaria, se deja sin efecto la Baja de la línea L-657 aprobada en la modificación del Plan de Inversiones (PI) 2021-2025, (con excepción del tramo entre las estructuras E07 y E011, cuya Baja se mantiene por razones de seguridad que no han cambiado) y se aprueba el tramo subterráneo entre sus estructuras E07 y E011.

- Renovación de las Celdas en 60 kV de las SET Limatambo y SET San Isidro, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: (i) ocho (8) Celdas 60 kV en SET San Isidro (3 celdas de línea, 3 celdas de transformador, 1 celdas de acoplamiento y 1 celda de medición); y, (ii) diez (10) Celdas 60 kV en SET Limatambo (3 celdas de línea, 3 celdas de transformador, 3 celdas de acoplamiento y 1 celda de medición).

De manera complementaria, se retira del PI 2021-2025 las Celdas en 60 kV aprobadas para el proyecto 60 kV Limatambo – San isidro; y, se deja sin efecto la Baja de las Celdas en 60 kV asociada a la Línea L-633.

- Renovación de las Celdas MT de las SET Gálvez, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: veintinueve (29) Celdas MT (3 celdas de transformador, 3 celdas de medición, 2 celdas de acoplamiento y 21 celdas de alimentador).
- Implementación de 2 Transformadores de Reserva: 1 de 60/10 kV - 50 MVA y 1 de 60/22,9/10 kV - 40 MVA para el Área de Demanda 7, adicionales a los transformadores disponibles y de reserva que se encuentran remunerándose en dicha Área de Demanda, considerando los resultados del modelo de reserva de transformación.
- Soterramiento de las Líneas 60 kV Huachipa – La Planicie, L-641/L-642, entre los tramos E-44 y E-49, de 1,35 km y conductor de 500 m², requerido por razones de seguridad, según la DSE. Se da de Baja el tramo aéreo entre dichas estructuras.
- Aprobación de dos (2) celdas de línea, una (1) celda de transformador, Autotransformador 60/50 kV – 5 MVA en la SET San Mateo (LDS) y Línea 50 kV San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS), aérea de 5 km y 120 mm² AAAC, requerido por la calificación de sistemas crítico del Sistema Eléctrico Chosica – Surco – San Mateo (LDS), en base a lo informado por la DSE.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7, para el período mayo 2025 – abril 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 7
Periodo 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 7	46 007 306	29,51	135	98
LDS				
AT				
Celda	10 145 659			25
Línea	28 242 241	29,51		10
Transformador	3 394 925		135	4
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
MT				
Celda	4 224 481			59

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.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	8
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	10
2. UBICACIÓN.....	13
3. PROPUESTA INICIAL	17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	18
3.2.1 Inversiones Propuestas.....	21
3.3 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025	21
3.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025	21
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	23
5. PROPUESTA FINAL	26
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	26
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	27
5.2.1 Inversiones Propuestas.....	30
5.3 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025	30
5.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025	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	35
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	38
6.2.1 Consideraciones	39
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	40
6.2.3 Análisis de Alternativas	45
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Sur.....	45
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Cañete – Lunahuaná	61
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	63
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	63
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	63
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	65
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
8. ANEXOS.....	68
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL.....	69
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	189
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	206
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	220
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	224

ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN226
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS229
9. REFERENCIAS 231

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinergmin.

Considerando lo mencionado, el presente informe describe 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 7, para el período mayo 2025 – abril 2029.

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

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, el sistema de precios regulados debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica.

Así también, las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE³.

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

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

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

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

⁴ **Artículo 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 Osinermin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinermin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinermin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinermin podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinermin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

Asimismo, Osinerghmin aprobó normas para la liquidación de los ingresos por servicio de transmisión eléctrica, altas y bajas de instalaciones, definición de áreas de demanda, porcentajes de costos de operación y mantenimiento, módulos estándares y la asignación de responsabilidad de pago, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2021-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Nueva Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 080-2022-OS/CD (modificada con Resolución N° 145-2022-OS/CD) y actualizada con Resolución N° 017-2023-OS/CD (y su modificatoria, Resolución N° 041-2023-OS/CD).
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

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" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en cuyo Anexo A.2.1 se señala las etapas y plazos a seguir para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión.

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

Asimismo, toda la información relacionada con el proceso de aprobación del Plan de Inversiones, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se encuentran publicada en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: "Regulación Tarifaria", "Visita página de Regulación Tarifaria", "Procesos Regulatorios", "Electricidad", "Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT", "En

Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los ESTUDIOS, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

En el presente proceso, solo LDS presentó ESTUDIO para el Plan de Transmisión del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló el 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 ESTUDIOS.

Las opiniones y consultas por los asistentes a esta Audiencia Pública fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Las opiniones y consultas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, los cuales fueron considerado en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a las Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 20 de noviembre de 2023 los Titulares presentaron las respuestas a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus respectivos ESTUDIOS.

El análisis de las respuestas a las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Publicación del Proyecto de Resolución

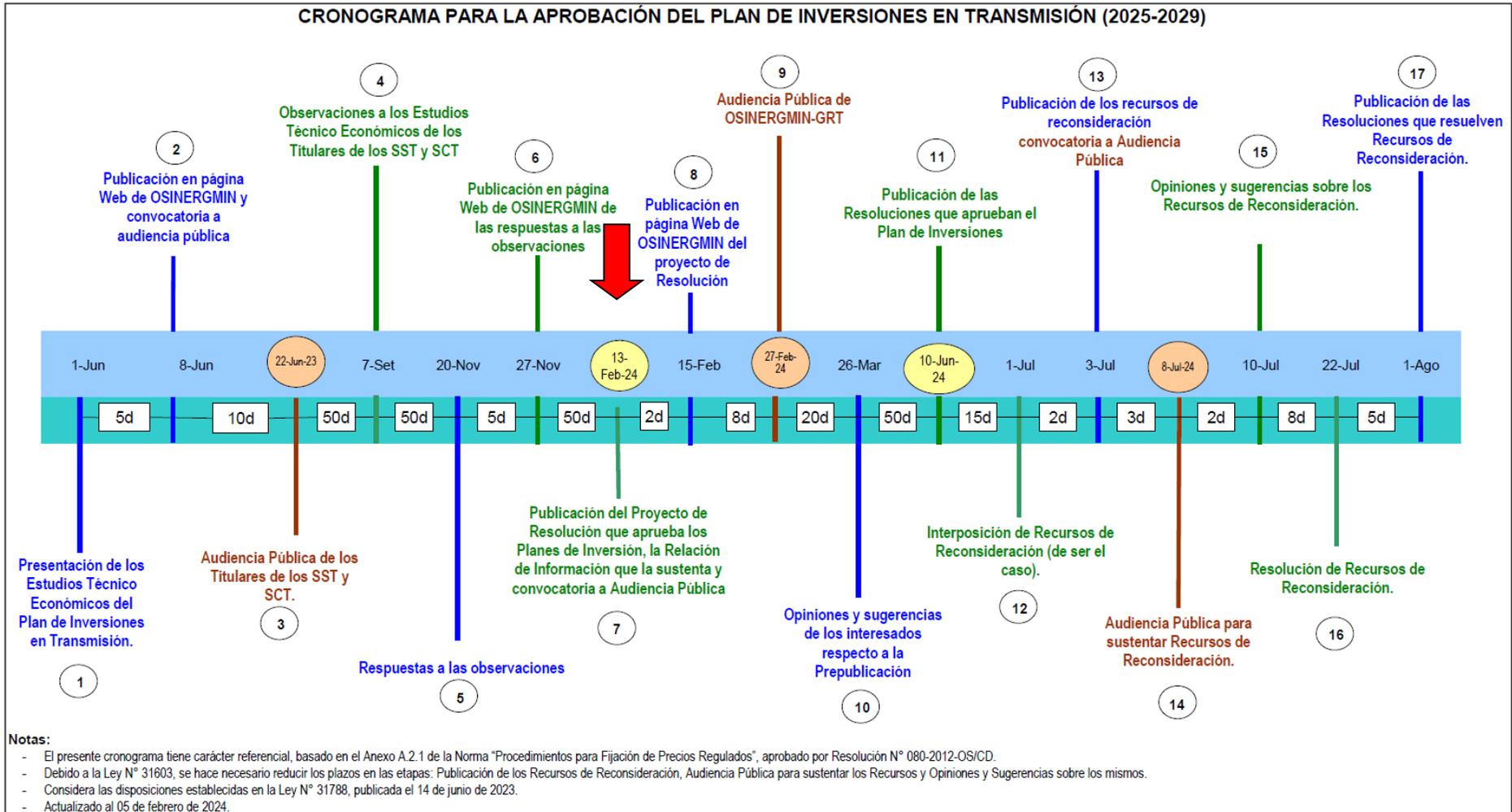
Siguiendo con el cronograma, tal como se indica en el PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, corresponde a Osinerghmin publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para el período mayo 2025 – abril 2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, que sustentan el proyecto.

Asimismo, los interesados podrán presentar a Osinerghmin, hasta el 26 de marzo de 2024, sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, para su análisis correspondiente previo a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029.

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

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del proceso de aprobación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029.

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



2. Ubicación

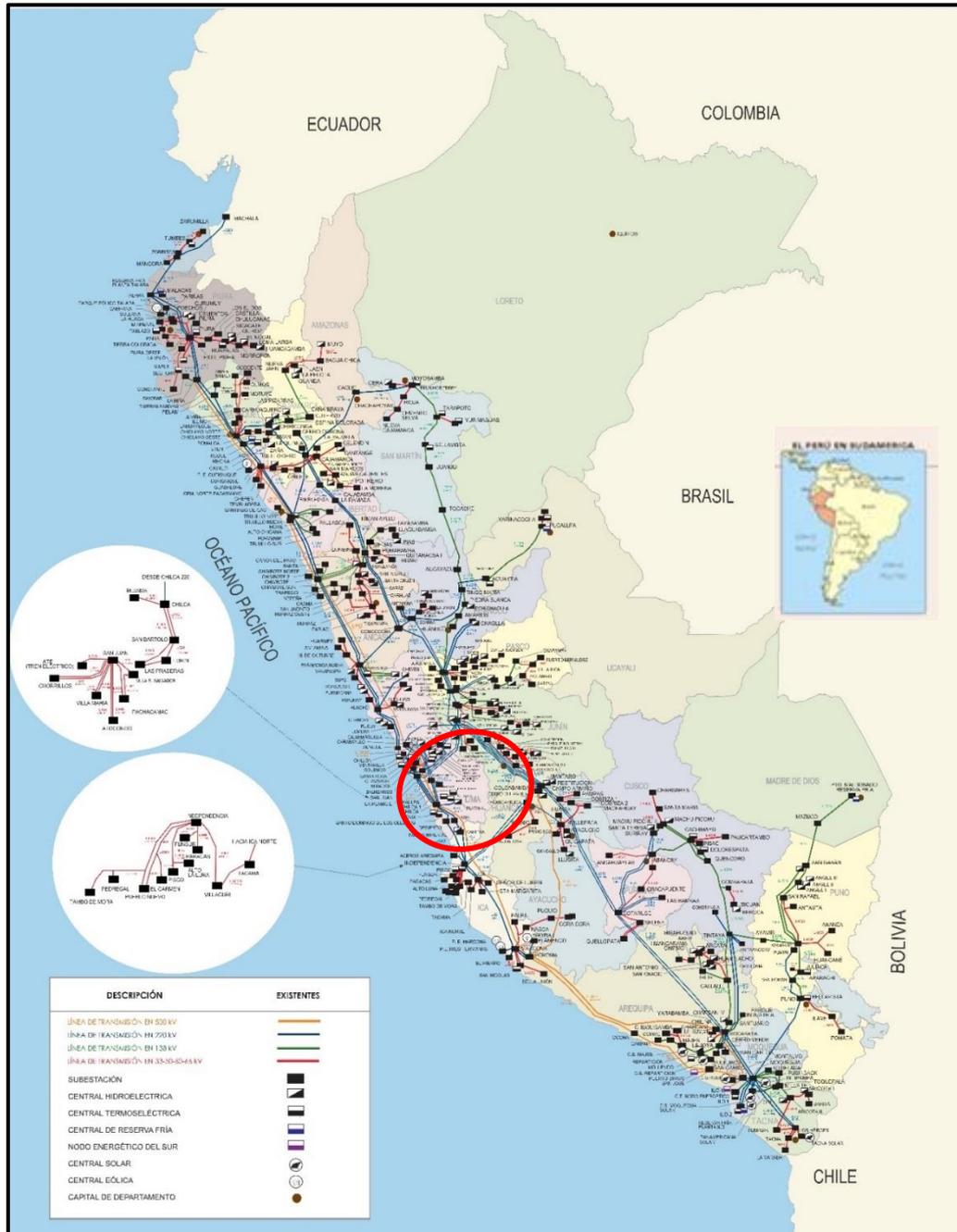
El Área de Demanda 7 está circunscrita en la parte sur de la ciudad de Lima, las localidades del sur de la Región Lima, hasta Cañete – Lunahuaná, así como las localidades del este de Lima por la carretera central hasta San Mateo.

En el Área de Demanda 7 se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"): Luz del Sur S.A.A. (en adelante "LDS"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP") y Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR").

El Área de Demanda 7 está conformada por los sistemas eléctricos: Lima Sur y Cañete - Lunahuaná.

Las Figuras 2.1 y 2.2 muestran la ubicación geográfica del Área de Demanda 7.

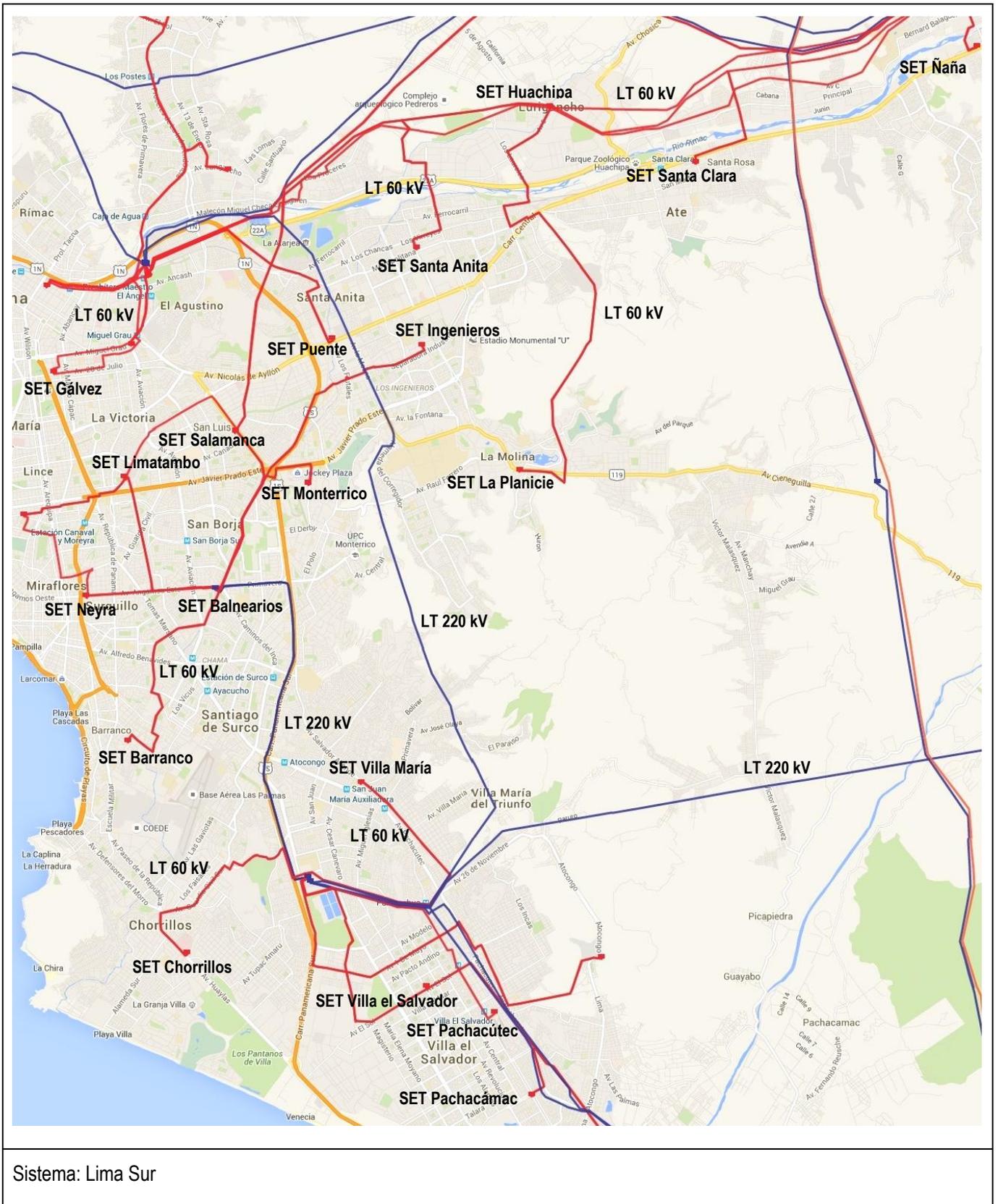
Gráfico 2.1. Ubicación Geográfica del Área de Demanda 7

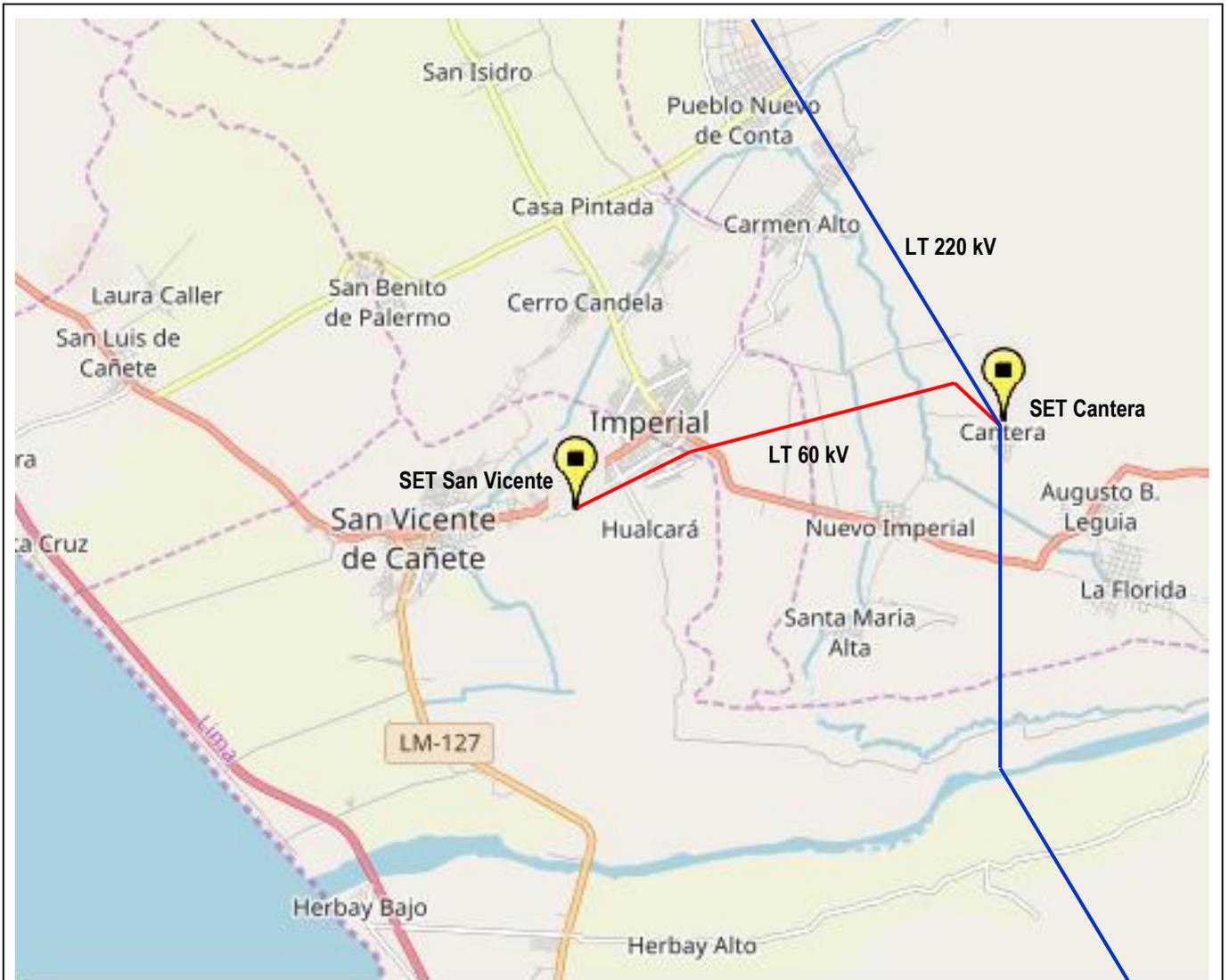


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2023

Asimismo, la Figura 2.2 muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente que corresponden al Área de Demanda 7.

Figura 2.2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 7





Sistema: Cañete – Lunahuaná

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 1 de junio de 2023, mediante la Carta GT-070/2023, LDS presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas de PI 2025-2029, para el Área de Demanda 7.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria que presentó LDS, mediante la Carta GT-071/2023 y la Carta GT-094-2023, del 1 de junio y el 5 de setiembre de 2023, respectivamente.

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, LDS señala que para determinar la proyección de la demanda de electricidad del Área de Demanda 7 ha desarrollado modelos estadísticos y/o econométricos por grupos de consumo típicos, encuestas a los clientes libres y las nuevas solicitudes de factibilidad de cargas importantes.

LDS agrega que, en relación a la proyección de demanda de Usuarios Regulados, no le fue posible la aplicación automática de técnicas estadísticas/econométricas debido al cambio estructural de la serie histórica de ventas del mercado regulado, ocasionado por el proceso de migración de clientes regulados hacia el mercado libre. Por su parte, en la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, LDS indica haber considerado constante las ventas registradas el año 2022, excepto de aquellas que respondieron las encuestas realizadas. Adicionalmente, en la Demanda Incorporada (nuevas cargas), ha considerado nuevas solicitudes de cargas importantes, así como incrementos importantes de carga de clientes existentes, cuya toma de carga están previstos para el período 2023 – 2034, entre ellos, los requerimientos de carga en 60 kV solicitados.

Con la proyección de demanda de los mercados libre y regulado, LDS menciona que se proyectó la máxima demanda, así como la demanda máxima y simultánea de las subestaciones de transmisión (SETs); asimismo, la demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN.

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 LDS.

Cuadro 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Sur	Cañete - Lunahuaná
2022	1 483,66	33,06
2023	1 525,07	33,96
2024	1 594,05	34,99
2025	1 677,72	36,10
2026	1 741,77	37,27
2027	1 812,62	38,49
2028	1 995,78	39,55
2029	2 059,27	40,65
2030	2 115,50	41,78
2031	2 164,09	42,95
2032	2 206,97	44,16
2033	2 246,23	45,41
2034	2 283,23	46,70
TC	3,7%	2,9%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL de LDS
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) En el Área de Demanda 7 existen clientes en MAT que no son considerados por LDS en su proyección de demanda.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que LDS propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Lima Sur" de 38,8% en el año 2029 (2 059,27 MW) respecto del 2022 (1 483,66 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029, LDS presentó su PROPUESTA INICIAL incluyendo los siguientes proyectos:

Sistema Lima Sur

(i) Por demanda

- Nueva SET Huaycán (año 2026)
Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 25 MVA, 60/10kV, rotado de Reserva, y Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, doble terna subterráneo.
- Nueva SET Vitarte (año 2026)
Instalación de dos (2) Transformadores de Potencia, uno de 25 MVA, 60/22.9/10 kV, y otro de 40 MVA, 60/22.9/10 kV, rotados de la SET Chilca y Reserva respectivamente, alimentado mediante la implementación de la

Línea de Transmisión en 60 kV Derivación Huachipa - Planicie, doble terna subterráneo.

- Nueva SET La Molina (año 2027)

Instalación de dos (2) nuevos Transformadores de Potencia de 50MVA, uno 220/22.9 kV y otro 220/10 kV; alimentado mediante la implementación de la Línea de Transmisión en 220 kV Derivación San Juan - Industriales, doble terna subterráneo.

- Ampliación de la SET Alto Pradera (año 2026)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia 50 MVA 60/22.9 kV.

- Ampliación de la SET Bujama (año 2025)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA, 60/22.9 kV.

- Instalación de celdas en la SET Ñaña (2026)

Instalación de cuatro (4) celdas de 22.9 kV, uno (1) de transformación, uno (1) de medición y dos (2) de alimentación.

- Instalación de celdas en varias SET's (2028)

Instalación de siete (7) celdas de alimentación de 22.9 kV: tres (3) para la SET Chilca, dos (2) para la SET Ingenieros y dos (2) para la SET San Miguel; y,

Cuatro (4) celdas de alimentación de 10 kV: uno (1) para la SET Chorrillos, uno (1) para la SET Pachacamac, uno (1) para la SET Pachacútec y uno (1) para la SET Vertientes.

(ii) Por confiabilidad

- Reconfiguración de la alimentación de la SET Santa Anita (2026):

La SET Santa Anita se alimenta a través de las líneas L-609 y L-658, y ante la desconexión de una, la otra se sobrecarga más del 20%, no cumpliendo con el criterio N-1. LDS propone:

- Conformar un único enlace con las líneas L-609/610.
- Conformar un único enlace con las líneas L-657/658.
- Instalar un nuevo tramo subterráneo de 400 m para unir el enlace L-657/658 con la SET Santa Anita.

- Segundo enlace en 60 kV San Juan – Villa María (2028)

Implementación de una Línea de Transmisión en 60 kV, simple terna, subterráneo de 4,3 km.

- Ampliación de SET Industriales (2026)

Implementación de un (1) nuevo Banco de Transformador de Potencia de 240 MVA, 220/60 kV.

- Renovación de celdas en SET Limatambo y SET San Isidro (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal y una (1) celda de medición para la SET San Isidro.

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal, una (1) celda de acoplamiento longitudinal y una (1) celda de medición para la SET Limatambo.

- Renovación de celdas en SET Gálvez (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de transformación, dos (2) celdas de acoplamiento longitudinal y veintidós (22) celdas de alimentación.

(iii) Por seguridad:

- Reubicación de Líneas de Transmisión del SST por incumplimiento de DMS (año 2026)

Por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (DMS), LDS requirió la reubicación de los siguientes tramos:

- Línea de Transmisión 60 kV Santa Rosa – Huachipa, L-657/L-658, tramo aéreo E7-E11; y,
- Línea de Transmisión 60 kV Huachipa-La Planicie, L-641/L-642, tramo aéreo E45-E49.

(iv) Por Criticidad:

- LDS indicó que el sistema Chosica – Surco – San Mateo había sido considerado un sistema crítico, por lo que era necesaria una alternativa a la Línea de Transmisión 60 kV Chosica – Surco. Sin embargo, no plantea una alternativa de solución en el PI 2025-2029.

(v) Otros requerimientos:

- Transformadores de Reserva (2026):

LDS solicita nueve (9) Transformadores de Reserva:

- Uno (1) Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV, 10 MVA para SET San Mateo
- Un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 25 MVA, dos (2) Transformador de Potencia 60/10 kV de 50 MVA, un (1) Transformador de Potencia 60/22.9 kV de 50 MVA, tres (3) Transformadores de Potencia 60/22,9 kV de 40 MVA y un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 5 MVA.

Sistema Cañete – Lunahuaná

(i) Por confiabilidad y/o criticidad:

- Nueva Línea de Transmisión en 60kV Cantera – San Vicente (año 2026)

Implementación del Segundo Enlace de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente, simple terna y subterránea, para dar confiabilidad N-1, y se conectará a ambas SET mediante las celdas existentes de la actual línea aérea L-6610, la cual se dará de Baja.

(ii) Otros requerimientos:

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita un (1) Transformador de Potencia 220/60 kV, 25 MVA para SET Cantera.

3.2.1 Inversiones Propuestas

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL, los montos de inversión en instalaciones de transmisión que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, son los que se resumen en el Cuadro 3-2.

Cuadro 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total LDS	122 996 476	26,35	750	160
MAT				
Celda	11 073 385			7
Línea	2 271 148	0,65		3
Transformador	8 574 861		125	3
Banco	4 555 448		240	1
AT				
Celda	23 657 955			35
Línea	54 777 138	25,70		16
Transformador	9 556 987		385	11
Banco				
MT				
Celda	8 529 555			84
Banco				

3.3 Plan de Inversiones 2021-2025

Dentro de la PROPUESTA INICIAL, LDS presentó a Osinerghmin el ESTUDIO que sustenta su solicitud de modificación y/o retiro del Plan de Inversiones 2021 – 2025 (en adelante PI 2021-2025) correspondiente al Área de Demanda 7.

3.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025

Los Elementos que LDS propone retirar del PI 2021-2025, de acuerdo al numeral 2.3 del Volumen 2 de su PROPUESTA INICIAL son los consignados en el Cuadro 3-3.

Cuadro N° 3-3
Elementos que se propone Retirar del PI 2021-2025

NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	MÓDULO ESTÁNDAR	AÑO
Celda de Línea – 60 kV	SET MAT/AT SAN ISIDRO	CE-060COC1ESBLI	2025
Celda de Línea – 60 kV	SET AT/MT LIMATAMBO	CE-060COC1ESBLI	2025

Adicionalmente, de acuerdo al numeral 9.5.2 y 9.7.1 del Volumen 4 de su PROPUESTA INICIAL, LDS solicita dejar sin efecto la Baja de la línea L-657,

aprobada en la Modificación del PI 2021-2025, correspondiente al tramo comprendido entre la SET Santa Rosa y la Derivación hacia la SET Santa Anita.

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante el Oficio N° 1513-2019-GRT del 7 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a LDS las observaciones a los Estudios Técnico Económicos presentados por dicha empresa, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

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.

También, se indicó que la absolución de las observaciones debía estar conformada por: 1°) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2°) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Además, el Titular debe revisar completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la propuesta.

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y

SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029.

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

- LDS no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-100 y F-200 (completos). No presenta, entre otros, el Mapas de densidad de carga (F-123), importante para determinar el alcance de las subestaciones existentes.
- En los formatos F-100, no se ha consignado correctamente el código Barra (devanado) según la estructura de código utilizada por Osinerghmin en las simulaciones de flujo de potencia.
- Los valores históricos y proyectados de las variables explicativas de la proyección de las ventas de energía para usuarios regulados no están debidamente sustentados. Al respecto, LDS debe corregir la información histórica del periodo 1996-2021 y presentar las fuentes de información correspondientes a los valores históricos del año 2022, así como aquellas empleadas en las proyecciones de las variables.
- En el Volumen I “Resumen Ejecutivo” y Volumen VI “Propuesta del Plan de Inversiones” se propone diez (10) Transformadores para el año 2026, sin indicar la SET en las cuales serán instalados. Por tanto, LDS debe indicar la ubicación de los Elementos propuestos.
- LDS debe presentar un formato F-121 auxiliar con el fin de realizar la trazabilidad con la demanda considerada en el flujo de potencia de su diagnóstico, que permita identificar las transferencias de carga entre las barras, según se plantee y sustente.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, LDS 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.
- Sobre la organización y presentación del ESTUDIO, este debe contener lo establecido en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, el ESTUDIO debe contener una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS. En consecuencia, LDS debe presentar el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS, de modo que su solicitud esté organizada adecuadamente e incluya el contenido respectivo.
- LDS debe precisar su solicitud de reprogramación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025, considerando la relación que existe entre su propuesta del PI 2025-2029 (renovación celdas en SET Limatambo y SET San Isidro) y el proyecto aprobado en el PI 2021-2025 (LT Limatambo – San Isidro y celdas); adicionalmente, no presentó toda la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029, por ejemplo, respecto a los “Elementos a dar de Baja”, LDS no ha especificado cuáles son los tramos de las líneas que se darán de Baja. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a LDS completar la información faltante.
- El resumen ejecutivo e informe del ESTUDIO debe contener los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo

del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones. Al respecto, se solicita actualizar el resumen ejecutivo con las modificaciones producto de acuerdo a las observaciones efectuadas.

- De acuerdo al numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS, la propuesta LDS 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. Por tanto, LDS debe sustentar que ya no es posible aprovechar las instalaciones existentes, presentando la información correspondiente, y no solo descartar alternativas de traslado de carga y/o ampliaciones de instalaciones existentes sin mayor detalle, antes de solicitar la aprobación de nuevas subestaciones.
- En los casos que corresponda a nuevas inversiones, LDS 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 todas las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme lo indica la NORMA TARIFAS. Para las nuevas líneas de transmisión propuestas LDS deberá presentar el sustento que permita verificar la viabilidad técnica de dichas líneas, ya sea aérea o subterránea, por su relevancia para la evaluación correspondiente.
- Respecto a la solicitud de reemplazo de Elementos por antigüedad, es necesario que LDS desarrolle y sustente sus propuestas, puesto que, la antigüedad de un Elemento por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su renovación. En ese sentido, se solicita desarrollar la motivación para la renovación de Elementos, adicional a su antigüedad.
- LDS debe completar la información actualizada del parque de transformadores del AD7, incluyendo los transformadores de reserva y disponibles, remunerados por la demanda, así como especificar las rotaciones efectuadas que no se tienen identificadas en los Planes de Inversión.
- 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. Además, las propuestas asociadas a transformadores de reserva, que no se encuentran en el alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, deben estar sustentadas en un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y documentación sustentadora correspondiente.
- 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.
- En caso se califique el sistema Chosica-Surco-San Mateo como sistema crítico, se solicita que se presenten las alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en el referido sistema, de acuerdo al numeral 12.3.4 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta GT-098-2023, LDS presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que conjuntamente con la información complementaria adjunta a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. Asimismo, LDS presentó información complementaria con Carta GT-102/2023 del 23 de noviembre de 2023, y mediante correos electrónicos s/n del 21 y 28 de diciembre de 2023 y 9 de enero de 2024, respectivamente.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de 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 en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados - [Ver Referencia 3].

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, LDS presenta una proyección de demanda menor en 7,0% en promedio respecto a la PROPUESTA INICIAL, debido a la menor tasa de crecimiento de la demanda regulada, así como el desplazamiento de fecha de ingreso de las nuevas cargas.

En el Cuadro 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de SEIN presentada en la PROPUESTA FINAL. Asimismo, del mismo cuadro, se evidencia que LDS propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Lima Sur" de 22,4% en el año 2029 (1 815,34 MW) respecto del año 2022 (1 483,61 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 3,7% a 2,9%.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Sur	Cañete - Lunahuaná
2022	1 483,61	33,14
2023	1 538,28	33,94
2024	1 586,33	34,70
2025	1 641,24	35,57
2026	1 691,95	36,46
2027	1 743,83	37,36
2028	1 780,43	38,21
2029	1 815,34	39,08
2030	1 867,35	39,97
2031	1 920,06	40,89
2032	1 973,67	41,84
2033	2 027,18	42,81
2034	2 081,78	43,82
TC	2,9%	2,4%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL de LDS.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) En el Área de Demanda 7 existen clientes en MAT que no son considerados por LDS en su proyección de demanda.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA FINAL, LDS presenta principalmente los siguientes proyectos:

Sistema Lima Sur

(i) Por demanda

- Nueva SET Huaycán (año 2026)
 Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 25 MVA, 60/10kV, rotado de Reserva, y Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, doble terna subterráneo.
- Nueva SET Vitarte (año 2026)
 Instalación de dos (2) Transformadores de Potencia, uno de 25 MVA, 60/22.9/10 kV, y otro de 40 MVA, 60/22.9/10 kV, rotados de la SET Chilca y Reserva respectivamente, alimentado mediante la implementación de la Línea de Transmisión en 60 kV Derivación Huachipa - Planicie, doble terna subterráneo. Además, como resultado de la observación planteada, implementará una Línea de Transmisión 60 kV Huachipa – Vitarte por confiabilidad.
- Ampliación SET Monterrico (año 2026)

Renovación de 6 celdas 22,9 kV MetalClad (marca VISAX) a tipo GIS. Sustituir un transformador de 25 MVA 60/10 kV por uno de 40 MVA 60/22,9/10 kV

- Ampliación de la SET Alto Pradera (año 2026)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia 50 MVA 60/22.9 kV.

- Ampliación de la SET Bujama (año 2025)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA, 60/22.9 kV que sustituya el Transformador de Potencia de 40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV existente.

- Instalación de celdas en la SET Ñaña (año 2026)

Instalación de cuatro (4) celdas de 22.9 kV; que comprende, uno (1) de transformación, uno (1) de medición y dos (2) de alimentación.

- Instalación de celdas en varias SET's (año 2028)

Instalación de siete (6) celdas de alimentación de 22.9 kV: tres (3) para la SET Chilca, dos (2) para la SET Ingenieros y uno (1) para la SET San Miguel; y,

Cuatro (4) celdas de alimentación de 10 kV: uno (1) para la SET Manchay, uno (1) para la SET Pachacamac, uno (1) para la SET Pachacútec y uno (1) para la SET Vertientes.

(ii) Por confiabilidad

- Reconfiguración de la alimentación de la SET Santa Anita (2026)

La SET Santa Anita se alimenta a través de las líneas L-609 y L-658, y ante la desconexión de una, la otra se sobrecarga más del 20%, no cumpliendo con el criterio N-1. LDS propone:

- Conformar un único enlace con las líneas L-609/610.
- Conformar un único enlace con las líneas L-657/658.

Instalar un nuevo tramo subterráneo de 400 m para unir el enlace L-657/658 con la SET Santa Anita.

- Segundo enlace en 60 kV San Juan – Villa María (2028)

Implementación de una Línea de Transmisión en 60 kV, simple terna, subterráneo de 3.93 km.

- Renovación de celdas 60 kV en SET Limatambo y SET San Isidro (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal y una (1) celda de medición para la SET San Isidro.

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal, una (1) celda de acoplamiento longitudinal y una (1) celda de medición para la SET Limatambo.

- Renovación de celdas en SET Gálvez (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de transformación, dos (2) celdas de acoplamiento longitudinal y veintidós (22) celdas de alimentación.

(iii) Por seguridad

- Reubicación de Líneas de Transmisión del SST por incumplimiento de DMS (año 2026)

Por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (DMS), LDS requirió la reubicación de los siguientes tramos:

- Línea de Transmisión 60 kV Santa Rosa – Huachipa, L-657/L-658, tramo aéreo E7-E11; y,
- Línea de Transmisión 60 kV Huachipa-La Planicie, L-641/L-642, tramo aéreo E45-E49.

(iv) Por Criticidad

- LDS indicó que el sistema Chosica – Surco – San Mateo había sido considerado un sistema crítico, por lo que era necesaria una alternativa a la Línea de Transmisión 60 kV Chosica – Surco.

Al respecto, sostuvo que, el COES planteó la ampliación de la SET Pomacocha con transformación 220/138kV de 50MVA, Nueva LT 138 kV Pomacocha – Bellavista, Ampliación SE Bellavista 138/50 kV de 50 MVA, Nueva LT 50 kV Bellavista – Antuquito, Líneas de 50 kV para interconectar la SE Bellavista a la red existente; sin embargo, LDS propone la subestación San Mateo Nueva 220/60/50 kV, línea de interconexión 220 kV a LT Pachachaca – Callahuanca, LT 60 kV a SET San Mateo de LDS y LT 50 kV a SETs Bellavista y Antuquito.

Cabe precisar que, según el Anexo 04.04 de la PROPUESTA FINAL, LDS recomienda incluir el proyecto en mención ((SET San Mateo Nueva 220/60/50 kV y Líneas asociadas) como Instalación de Transmisión de Conexión (ITC) en el Plan de Transmisión 2025-2034 del COES.

(v) Otros requerimientos

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita seis (6) Transformadores de Reserva:

- Uno (1) Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV, 15 MVA para SET San Mateo
- Un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 50 MVA, un (1) Transformador de Potencia 60/22.9 kV de 50 MVA y tres (3) Transformadores de Potencia 60/22,9/10 kV de 40 MVA.

Sistema Cañete – Lunahuaná**(i) Por confiabilidad y/o criticidad**

- Nueva Línea de Transmisión en 60kV Cantera – San Vicente (año 2026)

Implementación del Segundo Enlace de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente, simple terna y subterránea, para dar confiabilidad N-1, y se conectará a ambas SET mediante las celdas existentes de la actual línea aérea L-6610.

(ii) Otros requerimientos

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita un (1) Transformador de Potencia 220/60 kV, 25 MVA para SET Cantera.

5.2.1 Inversiones Propuestas

Con relación a la PROPUESTA FINAL, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por LDS se resumen en el Cuadro 5-2.

**Cuadro 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total LDS	105 106 956	31,47	530	150
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador	1 234 271		25	1
Banco				
AT				
Celda	23 555 578			36
Línea	64 829 451	31,47		22
Transformador	8 528 200		505	9
Banco				
MT				
Celda	6 959 457			82
Banco				

5.3 Plan de Inversiones 2021-2025

Dentro de la PROPUESTA FINAL, LDS presentó a Osinermin el ESTUDIO que sustenta su solicitud de modificación y/o retiro del PI 2021-2025 del Área de Demanda 7.

5.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025

Los Elementos que LDS propone retirar del PI 2021-2025, de acuerdo a los numerales 2.3 del Volumen 2 de su PROPUESTA FINAL son los consignados en el Cuadro 5-3.

**Cuadro 5-3
Elementos que se propone Retirar del PI 2021-2025**

Elemento	Instalación	Módulo Estándar	Año
Celda de Línea – 60 kV	SET MAT/AT SAN ISIDRO	CE-060COC1ESBLI	2025
Celda de Línea – 60 kV	SET AT/MT LIMATAMBO	CE-060COC1ESBLI	2025

Adicionalmente, de acuerdo al numeral 9.5.2 y 9.7.1 del Volumen 4 de su PROPUESTA INICIAL, LDS solicita dejar sin efecto la Baja de la línea L-657,

aprobada en la Modificación del PI 2021-2025, correspondiente al tramo entre la SET Santa Rosa y la Derivación hacia la SET Santa Anita.

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por LDS, tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL, tomando en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, desarrollado en el Anexo A del presente informe.

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

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 7, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en el ESTUDIO presentado por LDS se ha evidenciado inconsistencias y/o falta de sustento, entre las cuales se destaca:

- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.
- LDS no considera las ventas de energía de los sistemas eléctricos de distribución “Yauyos” y “Hongos” como parte del Área de Demanda 7.
- No se ha considerado los clientes libres existentes en MAT, en el Formato “F-113”.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas cargas.

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

Dicho ello, a continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 7, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados correspondiente a 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinerghmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por los TITULARES a través de una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido

revisada, validada y seleccionada por Osinerghmin, conforme los criterios descritos en el Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

En el Área de Demanda 7, LDS en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 78 cargas nuevas, de las cuales 47 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Por tanto, de la revisión al sustento de las Demandas Incorporadas, se han considerado treinta y un (31) nuevas cargas porque cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro 6.1 se muestra el detalle de esas Demandas Incorporadas consideradas. Cabe indicar que la revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentran en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades LDS”.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SAN BARTOLO	SBART23	22,9	PROVISUR	-	0,6	1,2	2,4	3,6	4,9	6,1	6,1
INGENIEROS	INGEN60	60	METRO DE LINEA LIMA 2	-	1,9	3,7	7,4	11,1	14,8	18,6	18,6
INDUSTRIALES	INDUS60	60	METRO DE LINEA LIMA 2 ETAPA 1B	-	2,1	4,2	8,4	12,5	16,7	20,9	20,9
CHILCA	CHILCA23	22,9	ACEROS CHILCA (AMPLIACION)	-	0,4	0,7	1,4	2,2	2,9	3,6	3,6
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	OWENS ILLINOIS PERÚ S.A.	-	1,5	2,9	5,8	8,8	11,7	14,6	14,6
INGENIEROS	INGEN23	22,9	CREDITEX -ATE (Ampliación)	-	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,1
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	Ecopacking 2 (Ampliación)	-	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
HUACHIPA	HCHIP10	10	CBC MANUFACTURA (Ampliación)	-	0,4	0,8	1,5	2,3	3,1	3,9	3,9
LOS SAUCES	LS10	10	FUNFERSA - FERROSA (Ampliación)	-	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	2,5
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	ARIS INDUSTRIAL 2 (Ampliación)	-	-	0,2	0,4	0,7	0,9	1,1	1,1
VERTIENTES	VT23	22,9	ESMERALDA CORP (Ampliación)	-	-	0,8	1,7	2,5	3,4	4,2	4,2
LAS PRADERAS	PRADE23	22,9	SAN FERNANDO - PLANTA LURIN (Ampliación)	-	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7
MONTEERRICO	MRICO23	22,9	UNIVERSIDAD DE LIMA (Ampliación)	-	0,2	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8	1,8
CHILCA	CHILCA23	22,9	Inmobiliaria La Chutana S.A.C.	-	1,0	1,9	3,8	5,7	7,7	9,6	9,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	CUEVA LOPEZ, Luis Alfonso	-	0,2	0,3	0,6	0,9	1,3	1,6	1,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Exportadora Romex S.A. - 1797623	-	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,3
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	SIKA Perú S.A.C.	-	0,2	0,3	0,7	1,0	1,4	1,7	1,7
SAN VICENTE	CAÑET23	22,9	Westfalia Fruit Perú S.A.C.	-	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	0,9
ÑAÑA	NANA10	10	Industrias del Papel S.A. - 1417847	-	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
ÑAÑA	NANA10	10	Industrias del Papel S.A. - 197223	-	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,8
SANTA ANITA	SANIT23	22,9	Inversiones Plastic Felix E.I.R.L. - 1980948	-	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Inka Tubos	-	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7	0,7
SANTA CLARA	SCLAR23	22,9	Mega Empack S.A.C. - 1561369	-	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,2	1,2
CHILCA	CHILCA23	22,9	Fundación Chilca - 2098223	-	1,1	2,2	4,4	6,6	8,8	11,0	11,0
ÑAÑA	NANA10	10	SEDAPAL - PTAR CARAPONGO - 947847	-	-	-	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Ladrillos Delta S.A.	-	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
CHILCA	CHILCA23	22,9	Suministros Fermar S.A.C.	-	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,8
SANTA CLARA	SCLAR10	10	Arena, Piedra y Afirmado S.A.C.	-	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	SEDAPAL // CONSORCIO HYSACOMESA S.A.C. Cámara CDP-06	-	-	-	0,8	1,2	1,7	2,1	2,1

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	GTD Perú	-	-	-	0,8	1,2	1,5	1,9	1,9
MONTERRICO	MRICO10	10	Clínica San Pablo S.A.C.	-	-	-	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 7 y por nivel de tensión. Ver Cuadro 6.2.

Cuadro 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 7 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	1 434,70	445,11	9 686,29	11 566,10
2023	1 434,70	457,36	9 808,34	11 700,41
2024	1 434,70	469,62	9 940,25	11 844,57
2025	1 434,70	494,12	10 140,94	12 069,76
2026	1 434,70	518,63	10 325,85	12 279,18
2027	1 434,70	543,13	10 514,08	12 491,92
2028	1 434,70	567,64	10 703,93	12 706,28
2029	1 434,70	567,64	10 818,12	12 820,46
2030	1 434,70	567,64	10 938,26	12 940,60
2031	1 434,70	567,64	11 060,54	13 062,89
2032	1 434,70	567,64	11 185,01	13 187,36
2033	1 434,70	567,64	11 311,71	13 314,05
2034	1 434,70	567,64	11 440,67	13 443,01

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 1,26%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 1,40%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

Con las ventas de energía proyectada y ajustada se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión, obteniéndose estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados.

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 7 por Subestación y nivel de tensión.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 7 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BALNEARIOS	10	80,9	82,0	83,2	84,7	86,0	87,4	88,8	90,2	91,7	93,3	94,8	96,4	98,0
BALNEARIOS	22,9	6,0	6,0	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
BARRANCO	10	54,6	55,3	56,1	57,1	58,0	58,9	59,8	60,8	61,8	62,8	63,8	64,9	65,9
BUJAMA	10	8,5	8,6	8,7	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,7	9,8	10,0	10,1
BUJAMA	22,9	10,4	10,5	10,5	10,6	10,7	10,8	10,9	11,0	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4
CHORRILLOS	10	40,9	41,4	41,9	42,5	43,1	43,7	44,4	45,0	45,6	46,3	47,0	47,7	48,4
CHORRILLOS	22,9	19,9	20,0	20,2	20,3	20,5	20,6	20,8	21,0	21,1	21,3	21,5	21,6	21,8
CHOSICA	10	9,7	9,8	10,0	10,2	10,3	10,5	10,7	10,8	11,0	11,2	11,4	11,6	11,7
GALVEZ	10	52,4	53,1	53,7	54,6	55,4	56,2	57,1	57,9	58,8	59,7	60,6	61,5	62,5
HUACHIPA	10	37,0	37,7	38,4	39,4	40,4	41,4	42,4	42,9	43,4	43,9	44,5	45,0	45,6
HUACHIPA	22,9	36,3	36,8	37,3	38,1	39,0	39,8	40,7	40,8	41,0	41,2	41,4	41,6	41,8
INGENIEROS	10	25,4	25,6	25,8	26,2	26,5	26,8	27,1	27,4	27,7	28,0	28,4	28,7	29,0
INGENIEROS	22,9	33,2	33,4	33,7	34,1	34,4	34,8	35,1	35,3	35,5	35,7	35,9	36,1	36,3
LIMATAMBO	10	46,1	46,6	47,1	47,8	48,4	49,0	49,7	50,3	51,0	51,7	52,4	53,1	53,8
LIMATAMBO	22,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
LURÍN	10	21,2	21,5	21,7	22,0	22,3	22,6	22,9	23,2	23,6	23,9	24,2	24,6	24,9
LURÍN	22,9	31,6	31,6	31,6	31,7	31,7	31,7	31,7	31,8	31,8	31,8	31,9	31,9	31,9
ÑAÑA	10	31,9	32,3	32,8	34,0	34,9	35,9	36,8	37,2	37,7	38,1	38,6	39,1	39,6
NEYRA	10	71,0	71,9	72,8	73,9	75,0	76,1	77,2	78,3	79,5	80,6	81,8	83,1	84,3
NEYRA	22,9	6,1	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6	6,6	6,7
PACHACAMAC	10	27,9	28,3	28,8	29,3	29,8	30,3	30,8	31,3	31,9	32,4	33,0	33,5	34,1
LA PLANICIE	10	28,5	28,9	29,3	29,8	30,2	30,7	31,2	31,6	32,1	32,6	33,2	33,7	34,2
LAS PRADERAS	10	10,0	10,1	10,2	10,4	10,5	10,7	10,8	11,0	11,1	11,3	11,4	11,6	11,8
LAS PRADERAS	22,9	50,3	50,5	50,7	50,9	51,2	51,5	51,7	51,9	52,1	52,3	52,5	52,7	52,9
PUENTE	10	75,1	75,7	76,3	77,1	77,8	78,5	79,2	80,0	80,7	81,5	82,3	83,1	83,9
PUENTE	22,9	8,7	8,7	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0	9,0	9,1	9,1
SALAMANCA	10	50,2	50,8	51,4	52,1	52,8	53,5	54,2	55,0	55,7	56,5	57,3	58,1	58,9
SANTA ANITA	10	27,6	28,0	28,4	28,9	29,3	29,8	30,3	30,7	31,2	31,7	32,3	32,8	33,3
SANTA ANITA	22,9	27,6	27,7	27,8	28,0	28,2	28,3	28,5	28,6	28,8	28,9	29,1	29,3	29,5
SAN BARTOLO	10	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,3
SAN BARTOLO	22,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
SAN ISIDRO	10	44,2	44,8	45,4	46,2	47,0	47,7	48,4	49,2	50,0	50,8	51,6	52,5	53,3
SAN ISIDRO	22,9	10,9	11,0	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0
SAN JUAN	10	27,8	28,2	28,6	29,1	29,6	30,1	30,6	31,1	31,7	32,2	32,8	33,3	33,9
SURCO	10	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
VILLA MARÍA	10	34,4	34,9	35,5	36,1	36,7	37,3	37,9	38,6	39,2	39,9	40,6	41,3	42,0
VILLA MARÍA	22,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4
VILLA EL SALVADOR	10	25,5	25,9	26,3	26,7	27,2	27,6	28,1	28,5	29,0	29,5	30,0	30,5	31,0
MONTERRICO	10	17,6	17,8	18,0	18,5	18,8	19,2	19,5	19,8	20,1	20,4	20,7	21,0	21,3
MONTERRICO	22,9	37,5	37,8	38,1	38,7	39,2	39,7	40,2	40,5	40,8	41,1	41,4	41,7	42,0
SANTA CLARA	10	14,4	14,7	14,9	15,3	15,7	16,0	16,4	16,6	16,8	17,1	17,4	17,6	17,9
SANTA CLARA	22,9	23,7	23,9	24,1	24,3	24,5	24,7	24,9	25,1	25,3	25,5	25,7	25,9	26,2
CHILCA	10	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9	7,0	7,1

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CHILCA	22,9	23,5	25,1	26,6	29,6	32,6	35,6	38,6	38,7	38,7	38,7	38,8	38,8	38,8
SAN MATEO	10	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SAN MATEO	22,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CENTRAL	10	29,5	29,9	30,3	30,8	31,2	31,7	32,2	32,6	33,1	33,7	34,2	34,7	35,2
CENTRAL	22,9	15,7	15,8	16,0	16,2	16,3	16,5	16,7	16,9	17,1	17,3	17,5	17,7	18,0
ALTO PRADERAS	22,9	24,8	26,2	27,9	32,1	35,7	39,3	42,9	43,0	43,2	43,3	43,5	43,6	43,8
MANCHAY	10	9,1	9,3	9,4	9,6	9,8	9,9	10,1	10,3	10,5	10,6	10,8	11,0	11,2
MANCHAY	22,9	6,1	6,2	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0	7,1
LOS SAUCES	10	22,9	23,2	23,5	23,9	24,3	24,7	25,1	25,3	25,6	25,8	26,1	26,3	26,6
SAN LUIS	10	19,7	20,0	20,3	20,7	21,1	21,4	21,8	22,2	22,6	23,0	23,4	23,8	24,2
SAN MIGUEL	22,9	9,6	9,6	9,7	9,8	9,8	9,9	10,0	10,0	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5
PACHACUTEC	10	12,2	12,4	12,5	12,8	13,0	13,2	13,4	13,6	13,9	14,1	14,3	14,6	14,8
PROGRESO	10	19,8	20,1	20,3	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1	22,4	22,8	23,1	23,4
VERTIENTES	10	12,0	12,2	12,3	12,5	12,7	12,9	13,1	13,3	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3
VERTIENTES	22,9	12,8	12,8	13,5	14,2	14,9	15,6	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
SAN VICENTE	10	24,7	25,1	25,5	25,9	26,3	26,8	27,2	27,7	28,2	28,6	29,1	29,6	30,1
SAN VICENTE	22,9	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
BALNEARIOS	60	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PUENTE	60	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
ÑAÑA	60	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
SAN JUAN	60	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1
INGENIEROS	60	1,0	1,5	2,1	3,1	4,2	5,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
INDUSTRIALES	60	0,0	1,3	2,6	5,1	7,7	10,2	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
CAJAMARQUILLA	220	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
CAJAMARQUILLA	30	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
TOTAL		1 700,8	1 721,0	1 742,5	1 775,7	1 806,4	1 837,6	1 869,0	1 887,2	1 906,4	1 925,9	1 945,7	1 965,9	1 986,5

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

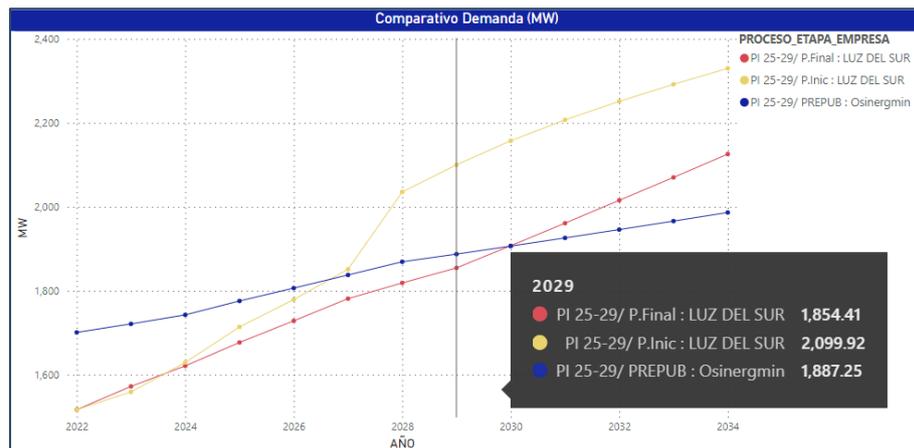
En el Cuadro 6.4 y los Gráficos 6.1 y 6.2 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de LDS.

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL LDS	PROPUESTA INICIAL LDS
2022	1 700,78	1 516,75	1 516,73
2023	1 721,03	1 572,22	1 559,03
2024	1 742,52	1 621,04	1 629,05
2025	1 775,67	1 676,81	1 713,81
2026	1 806,36	1 728,41	1 779,04
2027	1 837,57	1 781,19	1 851,11
2028	1 869,05	1 818,64	2 035,33
2029	1 887,25	1 854,41	2 099,92
2030	1 906,39	1 907,32	2 157,28
2031	1 925,88	1 960,95	2 207,05
2032	1 945,72	2 015,51	2 251,13
2033	1 965,91	2 069,99	2 291,64
2034	1 986,46	2 125,60	2 329,93
TC	1,3%	2,9%	3,6%

Fuente: Formato F-121

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



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinermin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de LUZ DEL SUR.

Notas:

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda respecto a la propuesta de LUZ DEL SUR, se debe principalmente a los clientes libres en MAT que se encuentran alimentados de la barra de Cajamarquilla 220 kV.

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



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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinermin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por LDS se advierte 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 de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

- En las alternativas analizadas, no se evaluó correctamente la implementación de tramos aéreos en las nuevas Líneas de Transmisión propuestas.
- No se ha efectuado criterios eficientes para la determinación del modelo de reserva de transformación 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 Subestaciones, 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 Subestaciones 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 separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinermin. Se ha tomado en cuenta la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin. Por el contrario, mediante su información complementaria (planos de vista de planta) se logró verificar la viabilidad técnica de algunos proyectos.
- Mediante la redistribución de la máxima demanda de la Subestaciones, se determina 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.
- Las Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1, fueron analizadas con tramos aéreos y subterráneos.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre de 2022 y las instalaciones construidas y/o se prevé su puesta en servicio antes de mayo de 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.

- La configuración de barras de las nuevas Subestaciones, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034.

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 Subestaciones, para realizar un balance entre la potencia instalada existente en las Subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes. De esta manera, se identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga que pueden experimentar las Subestaciones en el futuro. Cabe señalar que, según la información reportada por LDS, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 7 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 Subestaciones 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 subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las subestaciones en el futuro.

Con los resultados del diagnóstico de flujo de potencia y el formato "F-202", se puede concluir que, con la implementación de los proyectos aprobados en PI 2021-2025 para el Área de Demanda 7, estos solucionan gran parte de las sobrecargas presentadas en las subestaciones existentes; sin embargo, aún se observan sobrecargas al año 30, entre las subestaciones que presentan sobrecargas en los primeros años del Horizonte de Estudio se tiene a la SET Ñaña.

a) Sobrecarga en Transformadores

Los Transformadores de Potencia de dos (2) y tres (3) devanados que presentarían sobrecarga en el año 2034 se muestran en el Cuadro 6-5.

Cuadro 6-5.
Sobrecarga de Transformadores de dos y tres devanados

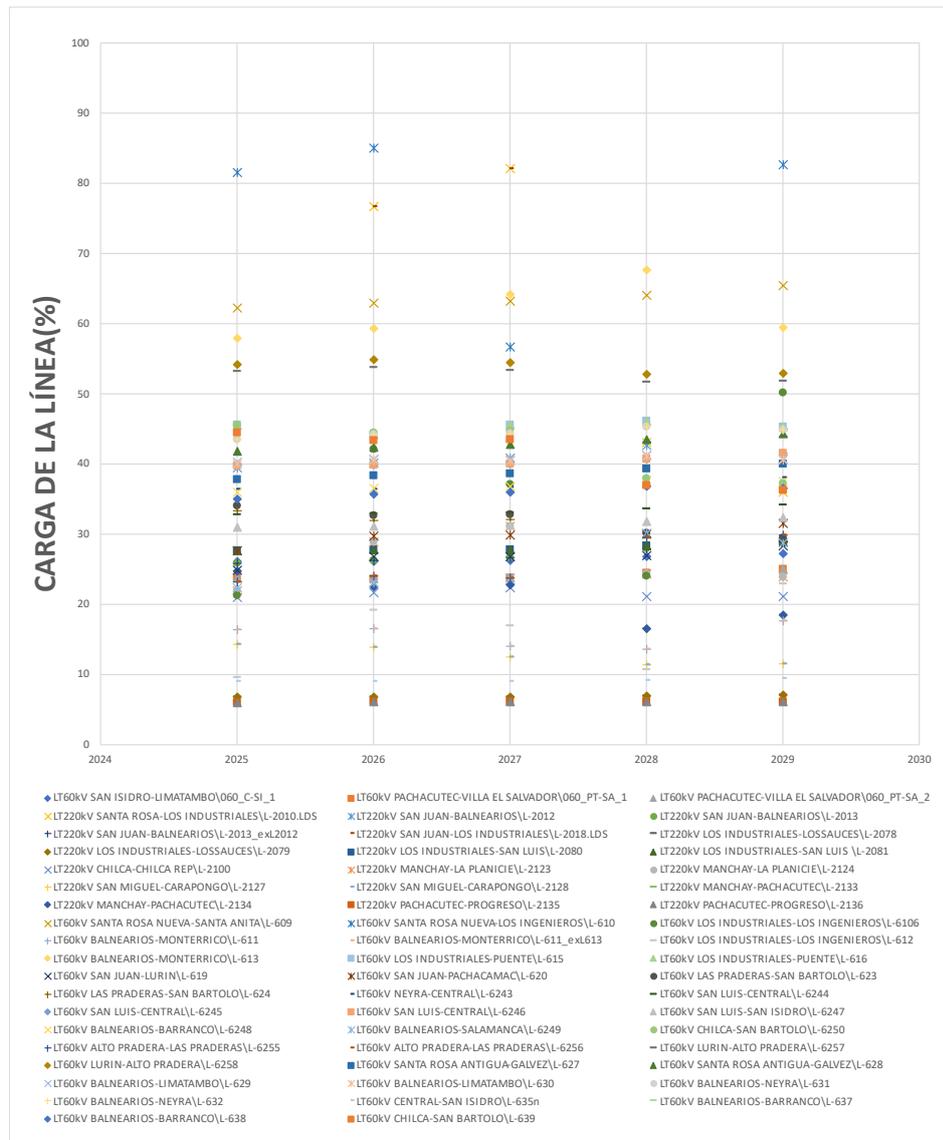
Nombre	Lado HV Barras	Factor de Utilización
Balnearios TR1	60	1,08
Balnearios TR3	60	1,16
Chilca TR2	60	1,28
Chorrillos TR1	60	1,07
Huachipa TR1	60	1,14
Huachipa TR2	60	1,29
Monterrico TR1	60	1,17
Monterrico TR2	60	1,04
Ñaña TR1	60	1,43
Pachacámac TR1	60	1,12

Nombre	Lado HV Barras	Factor de Utilización
Pachacámac TR2	60	1,05
Planicie TR1	60	1,24
Villa María TR1	60	1,13
Santa Clara TR1	60	1,11
Santa Clara TR2	60	1,02
Santa Anita TR2	60	1,00
San Vicente TR1	60	1,00
Alto Pradera TR1	60	1,25

Fuente: F-202 (PROPUESTA Osinerghmin)

Respecto a la congestión en las Líneas de Transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 7, fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DIgSILENT (.pfd) hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las concesionarias y la información disponible recabada por Osinerghmin. La demanda utilizada para este fin corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico. Los resultados obtenidos producto de la evaluación se muestran en el Gráfico 6-2. Respecto a las líneas de transmisión, estas no presentan mayores dificultades en el periodo 2025-2029.

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

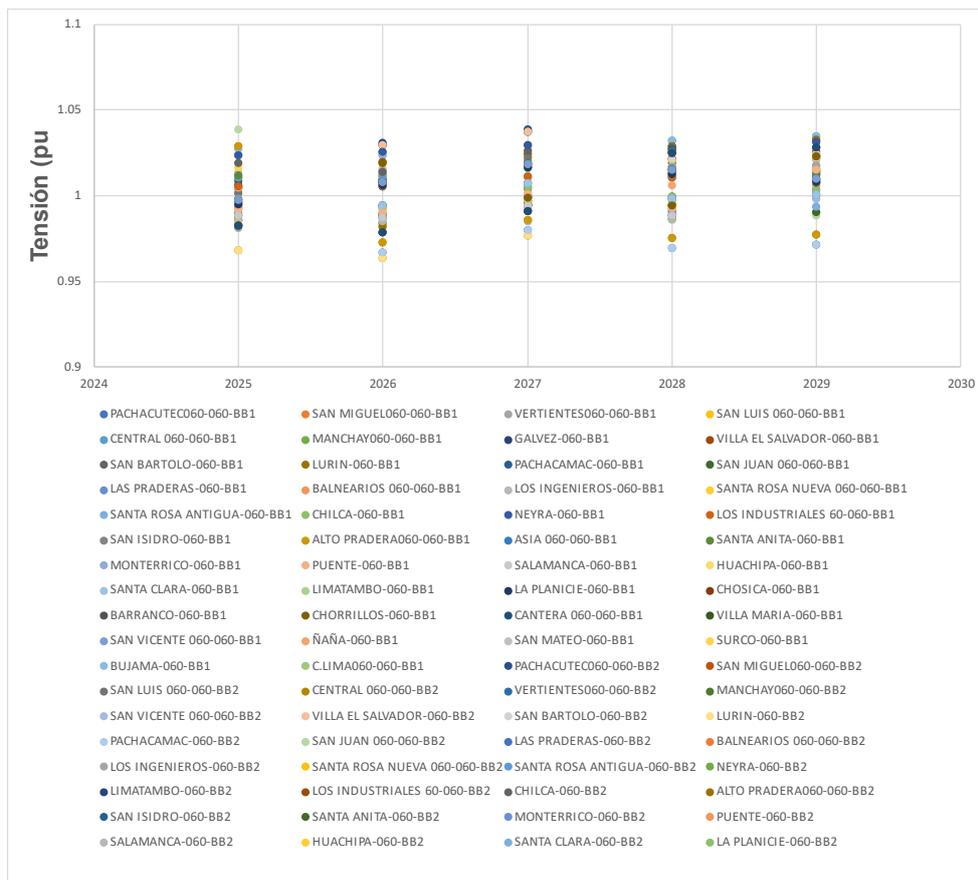


Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

Nota: Conforme se observa en el gráfico anterior, las Líneas de Transmisión presentan cargabilidad menores a 100%.

Respecto a los perfiles de tensión, podemos indicar que todas las barras se encuentran dentro rango de mínima tensión y el rango máximo. Por lo tanto, cumplen con las tolerancias requeridas en los años de proyección 2025 – 2029, conforme se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico 6-3
Perfil de tensiones (p.u)



Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

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

b) Corrientes de cortocircuito en barras 220, 60, 23 y 10kV

En el Cuadro 6-6 y el Gráfico 6-4, se pueden observar los niveles de cortocircuito en las diferentes barras del Área de Demanda 7, en el diagnóstico del sistema, así como las alternativas evaluadas, que se mantienen en niveles adecuados. Se observa que en el nivel de Media Tensión la corriente de cortocircuito no supera los 25 kA.

Cuadro 6-6
Niveles de Cortocircuitos de diferentes barras 220 y 60kV al año 2025

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
1	PACHACUTEC060	11,37	10,70	10,71
2	SAN MIGUEL060	21,12	20,19	20,23
3	VERTIENTES060	9,99	9,47	9,48
4	SAN LUIS 060	15,69	13,86	13,89
5	CENTRAL 060	13,35	12,01	12,03
6	MANCHAY060	11,76	11,47	11,69
7	GALVEZ	15,35	13,09	13,09
8	VILLA EL SALVADOR	10,21	9,67	9,68
9	SAN BARTOLO	10,38	10,38	10,38
10	LURIN	9,52	9,52	9,52
11	PACHACAMAC	6,71	6,71	6,71
12	SAN JUAN 060	12,97	12,96	12,96

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
13	LAS PRADERAS	15,17	15,16	15,16
14	BALNEARIOS 060	26,58	26,55	26,55
15	LOS INGENIEROS	17,41	9,64	9,65
16	SANTA ROSA NUEVA 060	21,50	17,31	17,31
17	SANTA ROSA ANTIGUA	20,97	16,97	16,97
18	CHILCA	13,37	13,37	13,37
19	NEYRA	17,52	17,51	17,51
20	LOS INDUSTRIALES 60	18,96	10,65	10,66
21	SAN ISIDRO	12,96	11,69	11,71
22	ALTO PRADERA060	16,71	16,70	16,70
23	ASIA 060	7,14	7,14	7,14
24	SANTA ANITA	9,87	11,71	11,71
25	MONTERRICO	21,67	21,65	21,65
26	PUENTE	18,90	10,63	10,64
27	SALAMANCA	14,90	14,89	14,89
28	HUACHIPA	19,47	16,08	16,20
29	SANTA CLARA	13,84	13,24	13,27
30	LIMATAMBO	22,72	22,70	22,70
31	LA PLANICIE	10,77	10,41	10,85
32	CHOSICA	14,14	14,07	14,08
33	BARRANCO	16,70	16,69	16,69
34	CHORRILLOS	10,04	10,04	10,04
35	CANTERA 060	3,37	3,37	3,37
36	VILLA MARIA	8,28	8,27	8,27
37	SAN VICENTE 060	2,90	2,98	2,99
38	ÑAÑA	9,40	9,32	9,33
39	SAN MATEO	1,23	1,23	1,23
40	SURCO	2,05	2,05	2,05
41	BUJAMA	7,14	7,14	7,14

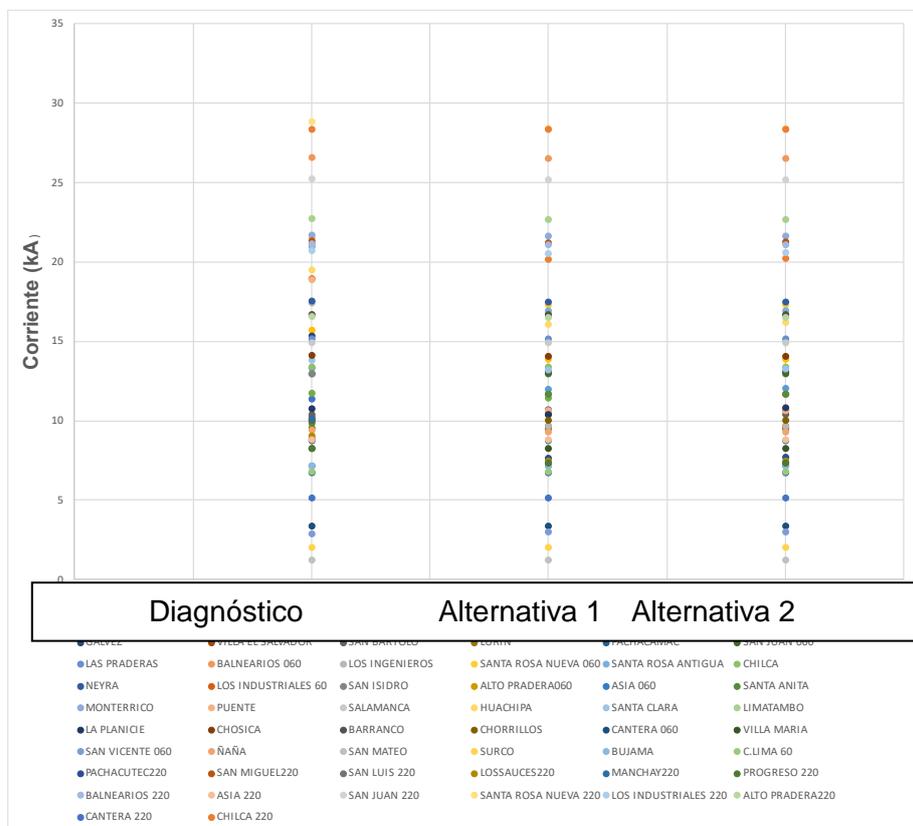
Fuente: Elaboración propia (Osinergmin)

N°	Barra	Icc (kA) año 2025		
		Diag	Alt 1	Alt 2
42	C,LIMA 60	6,78	6,77	6,77
43	PACHACUTEC220	8,73	7,68	7,70
44	SAN MIGUEL220	21,36	21,24	21,25
45	SAN LUIS 220	8,88	7,34	7,36
46	LOSSAUCES220	9,04	7,45	7,47
47	MANCHAY220	10,10	8,72	8,76
48	PROGRESO 220	8,28	7,34	7,36
49	BALNEARIOS 220	21,16	21,10	21,10
50	ASIA 220	8,84	8,84	8,84
51	SAN JUAN 220	25,25	25,17	25,17
52	SANTA ROSA NUEVA 220	28,83	28,41	28,41

N°	Barra	Icc (kA) año 2025		
		Diag	Alt 1	Alt 2
53	LOS INDUSTRIALES 220	20,74	20,57	20,57
54	ALTO PRADERA220	16,56	16,53	16,53
55	CANTERA 220	5,16	5,16	5,16
56	CHILCA 220	28,36	28,33	28,33

Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

Gráfico 6-4
Niveles de cortocircuito barras de media tensión año 2025



Fuente: Elaboración propia (Osinerghmin)

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

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 7, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

En el sistema eléctrico Lima Sur, se advierten diversas problemáticas, por razones de demanda, confiabilidad (por criterio N-1, por razones de criticidad, necesidad de reserva de transformación) y seguridad.

En consecuencia, las alternativas evaluadas, se han centrado en las soluciones para dichas problemáticas, que principalmente consisten en la implementación de nuevas SET, ampliaciones de SET existentes, celdas de MT, nuevas Líneas de Transmisión y considerar reservas de transformación.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Sur

Instalaciones requeridas por demanda y/o para mejorar la confiabilidad

a) Propuesta de nueva SET Huaycán 60/10 kV

La principal problemática identificada en el sistema eléctrico Lima Sur es la sobrecarga de la SET Ñaña para el año 2025. La SET Ñaña actualmente cuenta con un transformador de potencia de 40 MVA 60/22,9/10 kV, pero el devanado de 22,9 kV no se utiliza.

Asimismo, de acuerdo a la información revisada, se observa un crecimiento de la demanda en la zona de Huaycán. Al respecto, LDS manifiesta que el 50% de la demanda de la SET Ñaña se ubica en Huaycán y está creciendo hacia el sur. Además, las SET's Santa Clara y Portillo están alejadas de la SET Ñaña de la zona de Huaycán donde se ubica el centro de carga. En consecuencia, LDS considera necesario una nueva inversión como alternativa para el crecimiento de la demanda en la zona de Huaycán.

Al respecto, de acuerdo al análisis efectuado, resulta razonable la implementación de la SET Huaycán. Las alternativas a evaluar son la conexión de la SET Portillo y SET Huaycán; asimismo, se considera las rutas y los tramos subterráneos y aéreos propuestos por LDS, pero se propone una simple terna.

A continuación, se detalla el análisis de las alternativas planteadas:

- Alternativa 1: Nueva SET Huaycán 60/10 kV - 25 MVA, simple barra y tecnología GIS; y, nueva Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, 7,6 km simple terna completamente subterránea 1200 mm² XLPE Cu.
- Alternativa 2: Nueva SET Huaycán 60/10 kV - 25 MVA, simple barra y tecnología GIS; y, nueva Línea de Transmisión en 60 kV Manchay – Huaycán, simple terna, con 7,97 km de tramo subterráneo 1200 mm² XLPE Cu y 10,96 km de tramo aéreo AAC.

Los resultados de las alternativas se muestran en el Cuadro 6-7.

**Cuadro 6-7
PROPUESTA OSINERGHMIN - ÁREA DE DEMANDA 7**

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explotación ⁽⁶⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Portillo - Huaycan + SET Huaycan 60/10kV - 25MVA	-	-	12,638,861	4,463,218	17,102,079	3,310,759	748,002	21,160,840	1,000
Alternativa 2	LT 60kV Manchay - Huaycan + SET Huaycan 60/10kV - 25MVA	-	-	27,816,131	5,732,511	33,548,642	6,082,120	808,828	40,439,590	1,911

Fuente: Formatos F-205 (Osinerghmin)

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

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

Sobre los traslados de carga a SET's existentes

Sin perjuicio de lo indicado, si bien LDS presentó más elementos de juicio para evidenciar las imposibilidades de traspaso SETs colindantes, esta información no se encuentra debidamente trazable, solo se muestran cuadros mostrativos sin mayores archivos fuentes. Asimismo, se recalca que en ningún proceso anterior se descartó por parte del Osinerghmin la factibilidad de hacer uso de la SET Portillo como centro de distribución, por el contrario, cuando se aprobó dicha subestación, se recomendó a Conelsur que debía prever un espacio independiente para el uso futuro de transformadores de potencia.

Sin embargo, es coherente que estos traslados serían una solución de corto plazo, debido a que el crecimiento de la demanda se encuentra en la zona de Huaycán, alejándose de la SET Ñaña y más distante aún de las SET Santa Clara y SET Portillo.

Respecto a la doble terna

No se considera una doble terna debido a que, en el horizonte de 10 años, la demanda en la nueva SET Huaycán no sobrepasa los 30 MW, por lo que no amerita considerar, para el periodo mayo 2025 – abril 2029, redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS. Ahora, respecto al sustento de la comparación de alternativas utilizando los índices SAIDI y SAIFI, estos no son criterios que la NORMA TARIFAS establece para considerar una redundancia por criterio N-1.

Ahora, si bien se sugiere que la línea esté preparada para doble terna, es importante señalar que, de acuerdo al numeral 16.6 de la NORMA TARIFAS, en el caso de la implementación de dos circuitos subterráneos desfasados en el tiempo, en la valorización se consideran como circuitos independientes a implementarse en dos etapas.

Respecto a la doble barra

De acuerdo al numeral 12.1.8.g de la NORMA TARIFAS, se considera un sistema de barras simple, tanto en MAT, AT como en MT. La propuesta de una configuración distinta a la indicada, deberá ser debidamente sustentada.

Al respecto, LDS presentó como sustento el Anexo 7 del documento “Absolución de Observaciones”; sin embargo, se observa que dicho sustento no es específico sobre el caso de la nueva SET Huaycán, correspondiendo solo a unos criterios y análisis de carácter general, por lo que, se considera que no se ha presentado el sustento para considerar una configuración de doble barra en la nueva SET Huaycán. Además, las celdas GIS tienen una menor probabilidad de falla y menor acciones de mantenimiento que otra tecnología, por lo que una subestación de simple barra se considera suficiente.

Respecto a los módulos de Túnel Liner y de Fibra Óptica

Sobre los módulos de Túnel Liner y de Fibra Óptica, asociados a la nueva Línea de transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, solicitados por LDS, no ha presentado el sustento correspondiente.

Cabe señalar que, de acuerdo al Anexo C (documento 15) del Informe N° 262-2022-GRT que formó parte del sustento de la reestructuración de los Módulos Estándares, aprobada con Resolución N° 080-2022-OS/CD, el túnel liner es una solución para no afectar vías que tienen características de alto tránsito, y no para cruce de ríos. En ese sentido, no corresponde aprobar un módulo de Túnel Liner para el cruce del río Rímac, debiendo LDS ejecutar otras medidas, como cruces aéreos.

Por otro lado, con relación al módulo de Túnel Liner solicitado para el cruce de la Carretera Central (Av. Nicolás Ayllón), se aprobó la implementación de un tramo subterráneo enductado sin considerar el Túnel Liner. Sin embargo, durante el proceso de “Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” (Liquidación Anual SCT-SST), LDS podrá sustentar la implementación de dicho módulo, Túnel Liner, como parte de la implementación de línea subterránea, que deberá contener, entre otros aspectos, la documentación necesaria para justificar técnicamente la necesidad de implementar Túnel Liner en el proyecto aprobado y presentar la denegatoria de las entidades competentes del tramo subterráneo con zanja abierta.

Respecto al módulo de fibra óptica, si bien la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) ha desarrollado los módulos de fibra óptica, esto no significa que su incorporación en la valorización de líneas de transmisión sea automática, sino en función al proceso de reconocimiento y valorización tarifaria, más aún si no existe una regulación sectorial específica sobre estos Elementos.

Sobre el particular, en aplicación de lo estipulado en el artículo 12.3 de la Ley N° 29904, "Ley de promoción de la banda ancha y construcción de la red dorsal nacional de fibra óptica", en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 034-2010-MTC y en el numeral 20.3 del Decreto Supremo N° 014-2013-MTC, el reconocimiento de las inversiones de la fibra óptica en la infraestructura ejecutada se realizará de conformidad con los mecanismos que establezcan los entes rectores de los sectores involucrados. Cabe señalar que, el Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector eléctrico, a la fecha no ha emitido una disposición respecto sobre la normativa requerida.

b) Propuesta de nueva SET Vitarte 60/10 kV

De acuerdo a LDS, el objetivo de la nueva SET Vitarte es descargar a la SET Huachipa y SET Santa Clara, para lo cual se plantea una alimentación doble terna derivada desde la Línea Huachipa – Planicie 60 kV y una Línea 60 kV simple terna Huachipa – Vitarte 60 kV.

Con la información remitida por LDS, Osinergmin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, observando que no hay sobrecargas en la SET Huachipa ni en la SET Santa Clara en el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2029.

Adicionalmente, LDS afirmó que es posible un traspaso de 10 MW de la SET Huachipa hacia la SET San Miguel; sin embargo, no lo contempló en su evaluación. Sobre la SET Santa Clara, LDS no indica la no factibilidad de la ampliación, manifestando únicamente que aún no es necesario; además, la nueva barra 22,9 kV de la SET Ñaña podría ayudar a descargar Santa Clara, de ser necesario.

En línea con lo descrito, LDS no ha agotado todas las alternativas en el nivel de distribución, por lo que no se acepta la propuesta de la nueva SET Vitarte 60/10 kV.

c) Ampliación SET Monterrico AT/MT

El objetivo de la ampliación de la SET Monterrico es evitar la sobrecarga de uno de sus transformadores en el nivel de tensión 22,9 kV a partir del año 2026. Al respecto, se observa que el devanado en 22,9 kV del Transformador TR-1, 60/22,9 kV - 50 MVA alcanza un factor de uso de 0,94. Asimismo; las celdas 22,9 kV de tecnología VISAX ya se encuentran en desuso, como lo manifestó LDS en las diferentes etapas del PI 2021-2025; y, las celdas 22,9 kV que pertenecen al SST de demanda tendrán una antigüedad de 30 años en el 2027.

En ese sentido, por razones de demanda y renovación de Elementos, se aprueba sustituir el Transformador de Potencia 60/10 kV – 25 MVA, por un Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV – 40 MVA, así como la instalación de nuevas celdas en 22,9 kV de tecnología GIS.

Del mismo modo, se advierte que, para poder utilizar completamente la potencia instalada en la SET Monterrico, se necesita el retiro de todas las celdas en 22,9 kV existentes (11 celdas): (i) 4 celdas del SST (2 de alimentador, 1 transformador, 1 medición), (ii) 2 celdas de terceros (2 celdas de alimentador), (iii) 4 celdas del SCT (1 transformador, 1 medición, 1 alimentador y 1 acoplamiento); y, (iv) 1 celda de acoplamiento instalada en la barra antigua.

Por tal motivo, corresponde dar de Baja las Celdas en 22,9 kV del SST y se deja de reserva las Celdas en 22,9 kV del SCT. Respecto a las celdas de terceros (cuyo cambio fue propuesto por LDS), LDS debe coordinar con las propietarias de las instalaciones y tener en cuenta que las celdas aprobadas no tienen el carácter de exclusivas, por lo que deben ser utilizadas para tomar carga de cualquier tipo cliente, de ser necesario.

En total, además del transformador de 40 MVA, se aprueban cinco (5) celdas de alimentador en 22,9 kV, dos (2) celdas de transformador en 22,9 kV, dos (2) celdas de medición en 22,9 kV y una (1) celda de acoplamiento en 22,9 kV.

d) Ampliación SET Alto Pradera AT/MT

La SET Alto Pradera actualmente tiene un transformador de 50 MVA, 60/22,9 kV, que, según LDS, presentará sobrecarga a partir del año 2026. En ese sentido, LDS propone la instalación de un segundo transformador de 50 MVA, 60/22,9 kV.

Al respecto, con la información remitida por LDS, el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas y el crecimiento de la demanda vegetativa, se ha efectuado la proyección de demanda correspondiente, concluyéndose que la SET Alto Pradera no presentará una sobrecarga en el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2029.

Por lo tanto, la propuesta de implementar un segundo transformador 50 MVA, 60/22.9 kV queda desestimada.

e) Propuesta de ampliación de SET Ñaña con celdas de 22.9 kV

LDS propone habilitar la barra de 22,9 kV de la SET Ñaña con el objetivo de atender su demanda libre y demanda regulada creciente. En el análisis de la proyección de demanda, se observa que efectivamente se presenta una necesidad de habilitar el devanado de 22,9 kV en la SET Ñaña; además, se observa que, según el sustento de LDS, también ayudaría a descargar a la SET Santa Clara a partir del año 2027.

En línea con lo descrito, se aprueba la propuesta de ampliación de SET Ñaña, que comprende tres (3) celdas en 22,9 kV: una (1) celda transformador, dos (2) celdas de alimentación y una (1) celda de medición. Una celda de alimentación se implementará con la barra en el 2025 y la otra en el 2028.

f) Propuesta de reconfiguración de alimentación de SET Santa Anita en 60 kV

De acuerdo al modelamiento efectuado, se observa que ante la desconexión de una de las líneas L-609/L-658 (que alimentan a la SET Santa Anita) la sobrecarga de la otra línea excede el 20%. Entonces, es necesario una alternativa de inversión para cumplir con la redundancia bajo el criterio N-1 para la alimentación a la SET Santa Anita (que sobrepasa la demanda de 30 MW), de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, LDS propone la reconfiguración de diversas Líneas de Transmisión, que consiste en conformar (i) un enlace entre las Líneas L-609/L-610 y (ii) un segundo enlace conformado por la unión de las líneas L-657/L-658; además, de soterrar el tramo de la línea L-657 (0,77 km) y el tramo del enlace conformado por las líneas L-609/610 hasta la llegada a la SET Santa Anita (0,33 km).

Cabe señalar que, si bien en el Volumen 4 de la PROPUESTA FINAL, LDS plantea el soterramiento del enlace la L-657/L-658 (0,33 km), en el Informe justificativo, adjunto como parte del Anexo 04.06 de la PROPUESTA FINAL, se indica que se va a soterrar el enlace de la L-609/L-610 (0,33 km). Al respecto,

se considera que los soterramientos requeridos son equivalentes por lo que LDS puede ejecutar cualquiera de ellos; no obstante, en la propuesta de Osinerghmin, se incluye el soterramiento del enlace de la L-609/L-610 (0,33 km).

LDS sujeta su propuesta a dos condiciones:

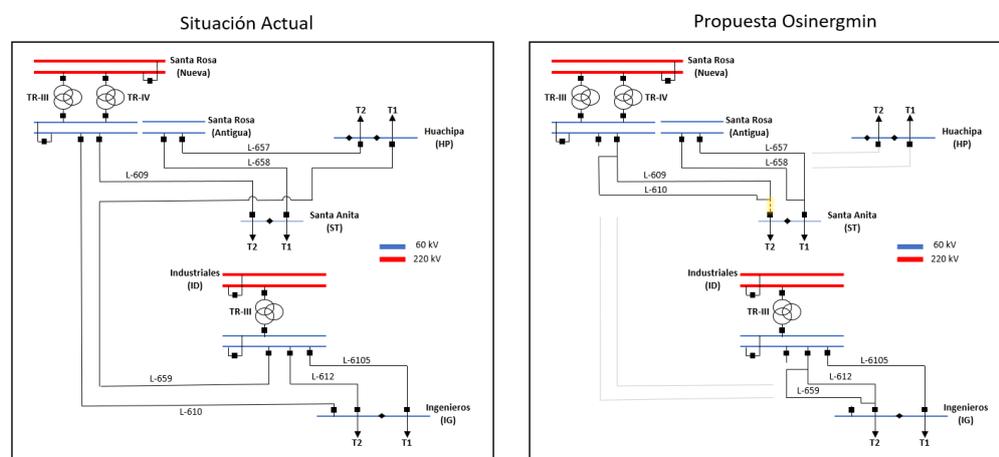
- i) Dejar sin efecto la Baja para la línea L-657, aprobada en la modificatoria del PI 2021-2025.
- ii) Aprobar el soterrado de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011.

Sobre el particular, la alternativa planteada por LDS permite brindar confiabilidad a la alimentación de la SET Santa Anita, además de utilizar instalaciones (L-657 y L-659) que no están aportando en la operación del sistema, por lo que es una alternativa que se acepta incluirla en el presente Plan de Inversiones; no obstante, se consideran las siguientes variaciones:

- i) Formar un enlace entre las Líneas 60 kV L-659 y L-612 para la conexión SET Industriales – SET Ingenieros, que permitirá dejar espacio en 60 kV en SET Industriales y SET Ingenieros para conexiones futuras y/o cargas importantes.
- ii) Se considera soterrar el tramo del enlace conformado por las líneas L-609/610 hasta la llegada a la SET Santa Anita (0,33 km); no obstante, se incluye únicamente una estructura de transición de simple terna (y no de doble terna como lo solicita LDS).

Al respecto, tal como lo manifiesta LDS en su Informe justificativo (adjunto como parte del Anexo 04.06 de su Propuesta Final), la Línea existente L-659 (principalmente aérea) tiene un tramo subterráneo en el cruce de la Av. Los Virreyes con la Av. La Cultura, observándose que tiene 2 estructuras de transición aéreo-subterráneo para simple terna. En ese sentido, se considera que LDS solo necesitará una estructura de transición de simple terna para el soterramiento del enlace de la L-609/L-610 (0,33 km) (ya cuenta con una estructura de simple terna existente).

En el siguiente esquema, se observa la situación actual y la propuesta de Osinerghmin:



Respecto a la aprobación de la Baja de la Línea Santa Rosa Antigua – Huachipa (L-657), en la modificación del PI 2021-2025, fue debido a que resultaba innecesaria para la operación del sistema y, además, a la problemática por razones de seguridad entre las estructuras E07 y E11, identificada por DSE en su Informe Técnico N° DSE-STE-296-2022. No obstante, verificando que el actual proyecto de confiabilidad por criterio N-1 para la alimentación de la SET

Santa Anita contempla el uso de la L-657, se considera razonable dejar sin efecto su Baja (de la L-657), con excepción del tramo entre las estructuras E07 y E011, debido a que las razones de seguridad no han cambiado y LDS no ha indicado las acciones que tomaría para superar la problemática identificada por DSE en dicho tramo.

Asimismo, como consecuencia de que las líneas L-657/L-658 conformarían un solo enlace, es razonable el soterramiento de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011, como plantea LDS.

g) Propuesta de Línea en 60 kV San Juan – Villa María, simple terna

La propuesta consiste en implementar un nuevo enlace en 60 kV San Juan – Villa María de 800 mm², simple terna, y conformar un único enlace entre las Líneas existentes L-643/L-644, con el propósito de proporcionar confiabilidad por el criterio N-1 a la SET Villa María.

Al respecto, la NORMA TARIFAS en su numeral 11.5 se establece que, para el dimensionamiento de las líneas de transmisión, el análisis se realiza considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico. Si bien, la máxima demanda que transporta por una Línea no necesariamente es la máxima demanda coincidente con el sistema eléctrico, es una demanda trazable y con predominación en hora punta. Caso contrario se tendría una incertidumbre al tratar de obtener una demanda de cada línea en cada instante de tiempo, por lo que se opta por lo aplicable a la mayoría de los casos, lo que hace trabajar con la demanda coincidente del sistema eléctrico.

Dicho lo anterior, Osinergmin, así como LDS, considerando la proyección de la demanda coincidente de la SET con la máxima demanda del Sistema Eléctrico, obtienen el mismo resultado, que no se presentan sobrecargas mayores al 20% en las Líneas existentes L-643/L-644 dentro del periodo tarifario.

Por otro lado, LDS manifiesta que no es factible realizar traslados de carga de la SET Villa María hacia la SET Pachacútec, indicando solamente que, no existen redes de la SET Villa María dentro del radio de influencia de la SET Pachacútec que cuenten con enlaces de interconexión con las redes de esta última. Al respecto, las soluciones que puedan existir en distribución corresponden ser implementadas por la empresa distribuidora y solicitar su reconocimiento en el proceso regulatorio correspondiente y bajo las reglas normativas vigentes. Se considera que existe suficiente capacidad de transmisión en la SET Pachacútec para la atención del crecimiento de la demanda de la zona de Villa María.

En consecuencia, esta propuesta queda desestimada.

h) Propuesta de Ampliación de SET Bujama

LDS indica que, la SET Bujama presenta sobrecarga a partir del año 2032, la propuesta de ampliación de dicha subestación tiene como causal la sobrecarga de la SET Chilca para el año 2026.

La SET Chilca consta de un Transformador de 50 MVA, 60/22.9 kV, y un Transformador de 25 MVA, 60/22,9/10 kV, que atiende la demanda en el nivel de 10 kV. De acuerdo a lo señalado por LDS, la sobrecarga en la SET Chilca se presentaría en el devanado de 22,9 kV. Para evitar la sobrecarga, habría que trasladar progresivamente 14 MW hacia el transformador de 25 MVA, el cual ya posee una carga de 14 MW en 10 kV, haciendo inviable el traslado de carga.

Ante la imposibilidad de realizar un traslado de carga en la misma SET Chilca, LDS propone adelantar la Ampliación de la SET Bujama, cambiando el

Transformador de 40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV, por uno de 50 MVA, 60/22,9/10 kV, y el transformador saliente reemplazará al transformador de 25 MVA 60/22,9/10 kV en la SET Chilca.

Al respecto, si bien la alternativa de LDS es razonable, después de la revisión de la proyección de demanda correspondiente, se observa que la SET Chilca no presentará una sobrecarga en el periodo tarifario 2025 – 2029.

Por lo tanto, la propuesta de Ampliación de la SET Bujama y, por consiguiente, la ampliación de la SET Chilca, quedan desestimadas.

i) Instalación de celdas de MT en varias SET's

En total, para el PI 2025-2029, en el Área de Demanda 7 se requieren dieciséis (16) Celdas de Alimentador (9 en 10 kV y 7 en 22,9 kV).

Así, para el caso de las dos (2) Celdas de Alimentador asociadas a la Ampliación de la SET Ñaña, una se implementará en el año 2025 conjuntamente con los demás Elementos asociados a dicha ampliación y la segunda en el año 2028 acorde con el crecimiento de la demanda. De similar forma, para el caso de las cinco (05) Celdas de Alimentador asociadas a la nueva SET Huaycán, éstas se implementarán en el año 2025 conjuntamente con los demás Elementos asociados a dicha proyecto.

Adicionalmente a las celdas de alimentador indicadas en el párrafo anterior, de acuerdo al formato "F-204", en el Área de Demanda 7 se requiere de nueve (9) Celdas de Alimentador para el periodo del PI 2025-2029 (4 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). En este caso, debido a que las demandas en media tensión tienen un margen de variación que puede alterar el año de puesta en servicio de dichas celdas, se considera el año 2028 como fecha para su implementación, conforme fue solicitado por LDS; no obstante, dependiendo de la necesidad, podrían ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del periodo de vigencia del PI 2025-2029.

Cabe señalar que, se ha racionalizado el uso de Celdas de Alimentadores en 10 kV considerando un nivel de carga de 5 MW/celda y para 22,9 kV un nivel de carga de 10 MW/celda.

Instalaciones requeridas por razones de seguridad

j) Soterramiento de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie entre las estructuras E45 y E49

LDS sostiene que entre las estructuras E45 y E49 de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie se están afectando las distancias de seguridad debido a la existencia de predios dentro de la franja de servidumbre correspondiente. Además, reporta dos (2) accidentes ocasionados por terceros, cuando manipulaban cables de comunicación.

Al respecto, la División de Supervisión Eléctrica (DSE), en su Informe Técnico DSE-STE-761-2023, indica que, efectivamente la línea L-641/642 cumple con lo estipulado en la Norma Tarifas:

“a) Líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad (DS) establecidas en el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.

b) Líneas del SST que no cumplan con los anchos mínimos de faja de servidumbre, establecidos en la Tabla 219 del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.”

Ahora bien, la línea L-641/642 pertenece al SST debido a que entró en operación en el año 1972. Asimismo, la DSE verificó la existencia de predios que irrumpen en la faja de servidumbre, específicamente entre las estructuras E46-E48. Concluyendo que la alternativa de LDS es la más adecuada para mejorar las condiciones de seguridad de la zona.

Por lo tanto, se acepta la propuesta de LDS, que corresponde al soterrado de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie, de 500 mm², entre las estructuras E45 y E49. No obstante, si bien LDS adjuntó un informe referido a la ruta de este soterramiento, en dicho informe no se puede distinguir a detalle la ruta propuesta. En se sentido, se ha considerado un trazo de ruta entre las estructuras E45 y E49, que corresponde a una longitud menor a la propuesta.

k) Soterramiento de la Línea L-657 Santa Rosa Antigua – Huachipa entre las estructuras E7 y E11

Esta propuesta es analizada en el proyecto de reconfiguración de la alimentación de SET Santa Anita en 60 kV.

Otras instalaciones requeridas por confiabilidad

l) Propuesta de renovación de celdas 60 kV en SET Limatambo y SET San Isidro

Sobre la motivación para renovación de Elementos en SET Limatambo y SET San Isidro

LDS propone la renovación de 8 celdas 60 kV en SET San Isidro y 10 celdas 60 kV en SET Limatambo por obsolescencia.

En SET San Isidro:

- Celda de línea L-633
- Celda de línea L-635
- Celda de línea L-6247
- Celda de transformador TR1
- Celda de transformador TR2
- Celda de transformador TR3
- Celda de acoplamiento ACP
- Celda de medición

En SET Limatambo:

- Celda de línea L-629
- Celda de línea L-630
- Celda de línea L-633
- Celda de transformador TR1
- Celda de transformador TR2
- Celda de transformador TR3
- Celda de acoplamiento ACP1
- Celda de acoplamiento ACP2
- Celda de acoplamiento ACP3

- Celda de medición

En base a la información proporcionada y a las visitas de campo efectuadas, se verificó la antigüedad de la mayoría de Elementos que se propone renovar, los defectos de los equipos que conforman estos Elementos (fugas de aire, defectos mecánicos y puntos calientes, así como problemas por tecnología desfasada), así como condiciones subóptimas de seguridad en la operación y mantenimiento.

En ese sentido, se considera que la renovación de dichos Elementos se encuentra debidamente sustentada.

Sobre la tecnología y tipo de las nuevas celdas en 60 kV aprobadas

Ahora, sobre la tecnología a considerar para las nuevas celdas en las SET Limatambo y SET San Isidro, es importante resaltar que, en el Informe N° 503-2018-GRT (numeral 3.1) que formó parte del sustento de la reestructuración de los Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 179-2018-OS/CD, se señala lo siguiente:

“Se eliminan los Módulos de Celdas Convencionales al Interior de 60 kV y 33 kV, debido a la baja confiabilidad y grave riesgo que representa para su operación por la exposición del personal en espacios restringidos con distancias muy cortas hacia los Elementos energizados, y que además no representan ningún beneficio económico.”

Por lo expuesto, resulta coherente que las nuevas celdas en 60 kV del tipo interior sean de tecnología encapsuladas GIS.

En total, se aprueban los siguientes Elementos en 60 kV de tecnología encapsulada GIS:

- 1) En la SET San Isidro se aprueban ocho (8) Elementos:

- 3 celdas de línea;
- 3 celda de transformador;
- 1 celda de acoplamiento; y,
- 1 celda de medición.

- 2) En la SET Limatambo se aprueban diez (10) Elementos:

- 3 celdas de línea;
- 3 celda de transformador;
- 3 celda de acoplamiento; y,
- 1 celda de medición.

Sobre la Baja de Elementos del SCT

Cabe señalar también que, sobre los Elementos que forman parte del SCT y que plantea renovar, LDS manifiesta, en respuesta a las observaciones formuladas por Osinermin, lo siguiente:

“(...) Respecto a las celdas que forman parte del SCT, no resulta eficiente mantenerlas dado que, se tendrían que equipar elementos de transición para unir dichas celdas con las nuevas celdas de tipo GIS, debido a que no sería técnicamente factible acoplarlas directamente.

Ante lo indicado, tanto los numerales 5.2 y 5.5 del artículo 5° de la “Norma de Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión de SST y/o STC”, evidencian que no existe restricción en el planeamiento eléctrico para

que se pueda dar de baja un elemento de transmisión que se encuentra dentro de su vida útil.

En este marco, en tanto la alternativa que propone Luz del Sur garantiza que se cumplan con las condiciones de eficiencia (calidad y confiabilidad), que se contemplan en los numerales 12.2 y 12.3 del artículo 12° de la Norma Tarifas, esta propuesta debe primar sobre la que propone Osinerghmin, la cual, debido a la convergencia de elementos obsoletos con elementos nuevos, degrada la calidad del servicio.

Por lo expuesto, la propuesta planteada por Luz del Sur de dar elementos de baja que aún se encuentran dentro de su vida útil, resulta ser la mejor solución técnica para garantizar las condiciones de calidad de las subestaciones y garantizar la finalidad del plan de inversiones, la cual de acuerdo con el artículo 10.1 del artículo 10° de la Norma de Tarifas, es que el Plan de Inversiones cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). (...)"

En consecuencia, en tanto LDS ha propuesto y sustentado la Baja de Elementos del SCT, se procede a aprobar dichas Bajas donde corresponda. Se precisa que LDS no tendrá derecho a solicitar ninguna compensación por la falta de recuperación de la inversión realizada para la implementación de los Elementos del SCT a dar de Baja.

Sobre los Elementos y Bajas aprobados en la modificación del PI 2021-2025

En la modificación del PI 2021-2025, se aprobó la Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro, incluyéndose las dos (2) Celdas de Línea en 60 kV, una en la SET Limatambo y otra en la SET San Isidro. Cabe resaltar que, para las nuevas Celdas de Línea se aprobó el módulo de celda convencional “exterior”, debido a que no existe en la vigente BDME el tipo “interior”. Además, el módulo de tipo “exterior” fue propuesto por el mismo LDS. Asimismo, se aprobó la Baja de las Líneas 60 kV L-633 y L-634, así como de las cuatro (4) Celdas de Línea en 60 kV correspondientes a las líneas mencionadas.

No obstante, debido a que es necesario renovar todas las celdas del tipo convencional interior (existentes), no tiene sentido mantener las celdas de línea en 60 kV de tipo interior (con módulo de tipo exterior), asociadas a la nueva Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro, aprobadas en la modificación del PI 2021-2025. Por lo tanto, se retiran dichas celdas de línea en 60 kV. Ahora, para que esta nueva Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro ingrese en operación es necesario retirar las Bajas de las Celdas de Línea en 60 kV de la Línea L-633, incluidas en la modificación del PI 2021-2025.

Se precisa que, las Bajas de las Líneas L-633 y L-634 y de las Celdas de Línea en 60 kV de la L-634 se mantienen en el PI 2021-2025.

Sobre los Elementos remunerados en la regulación SST y SCT y a dar de Baja

Sin perjuicio de lo expuesto, se advierte que se reconoce en la regulación del SST y SCT, los siguientes Elementos:

- 1) En la SET San Isidro se reconocen:
 - Cinco (5) celdas en 60 kV del SST (3 celdas de línea y 2 celdas de transformador); y,
 - Dos (2) celdas en 60 kV del SCT (1 celda de línea y 1 celda de transformador).

2) En la SET Limatambo se reconocen:

- Ocho (8) celdas en 60 kV del SST (5 celdas de línea y 3 celdas de transformador); y,
- Dos (2) celdas en 60 kV del SCT (1 celda de línea y 1 celda de acoplamiento).

En consecuencia, corresponde dar de Baja a los siguientes Elementos:

1) En la SET San Isidro se dan de Baja ocho (8) Elementos:

- 2 celdas de línea y 2 celdas de transformador del SST;
- 1 celda de línea y 1 celda de transformador del SCT; y,
- 1 celda de medición y 1 celda de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

2) En la SET Limatambo se dan de Baja diez (10) Elementos:

- 3 celdas de línea y 3 celdas de transformador del SST;
- 1 celda de acoplamiento del SCT; y,
- 1 celda de medición y 2 celdas de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

m) Propuesta de renovación de celdas 10 kV en SET Gálvez

LDS propone la renovación de 27 celdas en 10 kV en SET Gálvez por obsolescencia:

- 3 celdas de transformador.
- 2 celdas de acoplamiento.
- 22 celdas de alimentador.

En base a la información proporcionada y a las visitas de campo efectuadas, se verificó la antigüedad de la mayoría de Elementos que se propone renovar, los defectos de los equipos que conforman estos Elementos (puntos calientes en interruptores, fugas de aire en seccionadores, así como problemas por tecnología desfasada), así como condiciones subóptimas de seguridad en la operación y mantenimiento.

Ahora, sobre la tecnología a considerar para las nuevas celdas en las SET, se incluyen las celdas tipo encapsuladas GIS, puesto que son las de menor costo según la vigente BDME.

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

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

Por otro lado, en línea con lo indicado en el caso anterior (renovación de Elementos en las SET Limatambo y SET San Isidro), en tanto el mismo titular de transmisión ha propuesto y sustentado la Baja de Elementos del SCT, se procede a aprobar dichas Bajas donde corresponda. Se precisa que LDS no tendrá derecho a solicitar ninguna compensación por la falta de recuperación de

la inversión realizada para la implementación de los Elementos del SCT a dar de Baja.

Ahora bien, se advierte que, en la SET Gálvez, 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 Convencional
 - 2 celdas de transformador del tipo Metal Clad
 - 2 celdas de medición del tipo Metal Clad
- 2) Una (1) celda en 10 kV del SCT
 - 1 celda de alimentador del tipo convencional. Si bien el módulo que se reconoce corresponde a una celda de alimentador, lo que se encuentra instalado es una celda de transformador.

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

- 21 celdas de alimentador del SST
- 2 celdas de transformador del SST
- 2 celdas de medición del SST
- 1 celda de alimentador del SCT (correspondiente a una celda de transformador instalada)
- 2 celdas de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

n) Propuesta de confiabilidad del Sistema Eléctrico Surco – San Mateo 60 kV por razones de sistema eléctrico crítico

Al respecto, LDS ha presentado una alternativa de solución para el Área de Demanda 5 y Área de Demanda 7 que recomienda se evalúe en el Plan de Transmisión elaborado por el COES, cuya aprobación será posterior a la aprobación del PI 2025-2029, por lo que se entiende que no hay una alternativa por parte de LDS propuesta para el presente proceso.

Sin embargo, de acuerdo a los Informes N° DSE-STE-52-2024, la DSE considera como sistema eléctrico crítico el sistema en 60 kV Surco – San Mateo.

En ese sentido, resulta necesario plantear una alternativa de solución para el sistema Surco-San Mateo por razones de criticidad, conforme al numeral 12.3.4 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, es importante señalar que el proyecto que ha propuesto LDS en el Plan de Transmisión; si bien tiene las características de un ITC, no necesariamente corresponde a una alternativa que elija el COES para implementar como parte del Plan de Transmisión, considerando que en su diagnóstico solo advierte una problemática en la zona de Pachachaca-Casapalca-San Mateo (STATKRAFT), por lo que existe una incertidumbre en que se proponga una solución para el sistema eléctrico Surco – San Mateo (LDS), además de la incertidumbre en la fecha que entre en operación el proyecto que elija el COES, el cual se estima estará fuera del periodo tarifario 2025-2029.

En ese sentido, se ha procedido a considerar una alternativa de inversión para dar solución a la problemática indicada por la DSE. Esta inversión consiste en

efectuar un enlace entre la SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS):

- Línea en 50 kV SET San Mateo (STATKRAFT) – SET San Mateo (LDS) y celdas asociadas.
- Transformador 50/60 kV - 5 MVA en SET San Mateo (LDS) y celda asociada.

Esta alternativa soluciona la problemática en el sistema Surco – San Mateo.

o) Propuesta de Transformadores de Reserva

LDS señala que, de acuerdo a 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”), ha procedido a aplicar el modelo de reserva de transformación y demás criterios establecidos, obteniendo la necesidad de seis (6) transformadores de reserva en AT/MT (adicionales a los que tiene):

Necesidad de transformadores de reserva, según norma (11 Transformadores)	Transformadores de reserva o disponibles, según LDS (5 Transformadores)	Transformadores de reserva requeridos por LDS (6 Transformadores)
1 de 50 MVA - 220/10 kV	1 de 50 MVA - 220/10 kV	-
1 de 50 MVA - 220/22,9 kV	1 de 50 MVA - 220/22,9 kV	-
2 de 50 MVA - 60/10 kV	1 de 50 MVA - 60/10 kV	1 de 50 MVA - 60/10 kV
2 de 50 MVA - 60/22,9 kV	1 de 50 MVA - 60/22,9 kV	1 de 50 MVA - 60/22,9 kV
3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV	-	3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV	1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV	-
1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV	-	1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV

Adicionalmente, en el documento de Absolución de Observaciones que es parte de su PROPUESTA FINAL, LDS señala que cuenta con diversos tipos de transformadores disponibles y de reserva:

TIPO	Transformadores Disponibles			Ubicación
	SST	SCT (Reserva)	Total	
220/22,9 kV - 50 MVA		1	1	SET San Miguel
220/10 kV - 50 MVA		1	1	Los Sauces
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1		1	SET Ingenieros
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs San Isidro y Central
60/22,9 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)
60/10 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)
60/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs Santa Anita (sale de CE-TRF2) y en taller Ex G-TRF2 (revitalización)
60/10 kV - 17,2 MVA	2		2	SETs Pachacamac y San Bartolo
60/10 kV - 12,5 MVA	1		1	SET Santa Clara
TOTAL	8	4	12	

Fuente: Absolución de Observaciones de LDS

Asimismo, según la PROPUESTA FINAL de LDS, se plantea el uso de algunos transformadores disponibles del SST, según lo siguiente:

TIPO	Transformadores Disponibles SST	Propuesta PIT 2025-2029
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1	Uso en SET Vitarte
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2	01 como Reserva y 01 en futura SET Las Palmas (2032)
60/10 kV - 25 MVA	2	En SET Huaycán, uno el 2025 y otro en el 2032.
60/10 kV - 17,2 MVA	2	Baja
60/10 kV - 12,5 MVA	1	Reemplazará al TR de 5 MVA de la SET Surco

Fuente: Absolución de Observaciones de LDS

Por otro lado, LDS considera la factibilidad de utilizar transformadores de tres devanados como reserva de unidades de dos devanados, y se ha verificado que efectivamente ello es técnicamente factible, pero con restricciones (en algunas subestaciones no podría utilizar transformadores de reserva 50 MVA de 3 devanados para reemplazar transformadores de 2 devanados).

Al respecto, de acuerdo a lo informado por LDS, para el nivel de AT/MT o AT/MT/MT cuenta con Transformadores de tres tipos de devanados: 60/10 kV, 60/22,9 kV y 60/22,9/10 kV.

Asimismo, la tendencia es que las potencias de los transformadores se estandaricen en 50 MVA para transformadores de 2 devanados y 40 MVA para transformadores de 3 devanados. Si bien LDS posee transformadores de 25 MVA, también cuenta con transformadores disponibles de 25 MVA para usarse como reserva. Además, la tendencia nos lleva a considerar que dichos transformadores de 25 MVA serán reemplazados, cuando se requiera y sea factible, por transformadores de mayor potencia (40 o 50 MVA).

Del mismo, debido a que LDS cuenta con una gran cantidad de transformadores de los tres tipos de devanados, se considera razonable establecer 3 grupos de transformadores, como primer criterio, para efectuar la evaluación de los transformadores de reserva:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación (según potencia del lado primario)
60/10 kV	1 transformador de 5 MVA 2 transformadores de 17,2 MVA 19 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 20 transformadores de 50 MVA
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA ⁽¹⁾
60/22,9/10 kV	1 transformador de 10 MVA 7 transformadores de 25 MVA 12 transformadores de 40 MVA

(1) Se considera el transformador de la SET Central que LDS no ha registrado correctamente en su formato F-003.

Ahora bien, se procedió a determinar el modelo de confiabilidad del modelo de reserva de transformación, obteniéndose que los siguientes transformadores necesitan reserva de tipo bodega:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega (según potencia del lado primario)	Transformadores de reserva o disponibles existentes
60/10 kV	11 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 15 transformadores de 50 MVA	1 transformadores de 12,5 MVA 2 2 transformadores de 17,2 MVA 1 transformadores de 25 MVA ⁽¹⁾ 1 transformador de 50 MVA
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	6 transformadores de 25 MVA 11 transformadores de 40 MVA	2 transformador de 25 MVA 1 transformador de 40 MVA ⁽²⁾

(1) Se considera solo 1 transformador puesto que el otro disponible se utilizará en la nueva SET Huaycán.

(2) se considera la reserva existente de 40 MVA, debido a que no se ha aprobado el proyecto nueva SET Vitarte, donde LDS planteaba utilizar dicho transformador.

De acuerdo al cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (11 en total), se cuenta con una (1) reserva existente, por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/10 kV, de 40 y 50 MVA (17 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9 kV – 50 MVA (8 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV, 25 MVA (6 en total), se cuenta con reservas existentes (2), por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV – 40 MVA (11 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.

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	2 transformadores de 40 MVA 15 transformadores de 50 MVA	2 transformador de 50 MVA	SET Santa Anita y SET San Juan
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA	SET Los Ingenieros
60/22,9/10 kV	11 transformadores de 40 MVA	2 transformador de 40 MVA	SET Los Ingenieros y SET Lurín

Por lo indicado, considerando los transformadores disponibles y reservas existentes, se considera razonable aprobar 2 transformadores de reserva en el Área de Demanda 7:

- 1 transformador 60/10 kV – 50 MVA a ubicarse en la SET Santa Anita.
- 1 transformador 60/22,9/10 kV – 40 MVA a ubicarse en la SET Los Ingenieros.

Por otro lado, con respecto a la solicitud de Baja de los 2 Transformadores de 60/10 kV – 17,2 MVA que se encuentran disponibles, LDS no ha presentado mayor sustento, no ha indicado las características de dichos transformadores ni las razones por las que solicita su Baja. De similar manera, respecto a la propuesta de reemplazar el Transformador de 5 MVA de la SET Surco por el Transformador disponible de 60/10 kV – 12,5 MVA, no hay mayor sustento por parte de LDS, considerando también que la SET Surco no presenta sobrecargas en el periodo tarifario.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Cañete – Lunahuaná

a) Propuesta de nueva de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera - San Vicente (segundo circuito 100% subterráneo)

LDS propone el segundo circuito por criterio de confiabilidad N-1 completamente subterráneo simple terna de 500 mm² y dar de Baja a la Línea existente L-6610 Cantera – San Vicente.

De acuerdo al modelamiento efectuado, se observa que ante la desconexión de la Línea 60 kV L-6599 (que alimenta a la SET San Vicente), se presenta sobrecarga superior al 20% en la Línea 60 kV L-6610. Entonces, es necesaria una alternativa de inversión para cumplir con la redundancia bajo el criterio N-1 para la alimentación a la SET San Vicente (que sobrepasa la demanda de 30 MW), de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

En consecuencia, se aprueba la propuesta de la nueva Línea de Transmisión Cantera – San Vicente y dar de Baja la Línea 60 kV L-6610. No obstante, se propone la línea de transmisión de 9,3 km de longitud, que incluye un tramo aéreo de 2,5 km y 240 mm² AAAC; que se implementará donde se encuentra actualmente el trazo de ruta de la L-6610, la cual se da de Baja.

Al respecto, a continuación, se indica el resultado del análisis de alternativas:

- Alternativa 1: Línea de transmisión Cantera – San Vicente, con 9,44 km de longitud, que incluye un tramo aéreo de 2,7 km y 240 mm² AAAC Cu y un tramo subterráneo de 6,74 km de 500 mm² XLPE Cu.
- Alternativa 2: Línea de transmisión Cantera – San Vicente, con 9,44 km de longitud, que incluye un tramo completamente subterráneo de 500 mm² XLPE Cu.

Nombre	Descripción Alternativa ⁽³⁾	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 Cantera-San Vicente ruta Subt + Aérea	-	-	9,607,398	-	9,607,398	1,720,584	890,383	12,218,365	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Cantera-San Vicente ruta Subt	-	-	12,898,943	-	12,898,943	2,310,065	848,548	16,057,556	1.314

La Alternativa N° 1 resulta ser la ganadora.

En relación a reutilizar tramos de la ruta de la línea L-6610 (planteado como Baja), LDS sostiene que las estructuras comparten la sujeción tanto de la línea L-6610, así como del circuito troncal del alimentador de media tensión (MT) CÑ-04 que proviene de la SET San Vicente, el cual permanecerá en dicha posición, al margen que LDS plantee la Baja de la Línea L-6610. En consecuencia, dichos tramos se mantendrán ocupados por instalaciones aéreas de MT.

Agrega que, las redes de MT de la zona han sido construidas en su momento en base a la señal económica de eficiencia proveniente de la regulación del Valor Agregado de Distribución (VAD); que en el caso de la zona del proyecto indican que las redes de MT deben ser aéreas. En se sentido, sostiene que, el

planteamiento de Osinerghmin consistente en soterrar las redes aéreas de MT para permitir la construcción de una línea aérea de 60 kV, implicaría un perjuicio económico, pues no se reconocería la inversión realizada (el VAD reconoce redes aéreas y no subterráneas), perdería parte de su inversión efectuada (perdería lo que invirtió en construir redes aéreas), tendría que efectuar inversiones adicionales (para retirar la red existente y soterrar la nueva red).

Al respecto, es importante señalar que las estructuras que comparten redes de AT y MT corresponden a estructuras de transmisión, que LDS ha utilizado para instalar su red de MT, a su propio riesgo. Asimismo, el reconocimiento tarifario corresponde a una línea en 60 kV aérea. En ese sentido, LDS únicamente tiene que utilizar la ruta de la línea de transmisión, por la cual se le remunera actualmente, para implementar la nueva línea en 60 kV con tramo aéreo. Cabe señalar también que, LDS, de así considerarlo, puede utilizar la nueva estructura de la nueva línea de transmisión para implementar su red MT, para lo cual puede reubicar dicha red MT provisionalmente a un lado de la avenida hasta que se implementen las estructuras de transmisión. Es decir, es su potestad plantear soluciones en la red de distribución, considerando que ha sido a su propio riesgo utilizar las estructuras de transmisión para implementar dicha red MT.

b) Propuesta de Transformadores de Reserva

LDS en su PROPUESTA FINAL, solicitó la aprobación de un (1) transformador de reserva 220/60 kV – 25 MVA para la SET Cantera, sustentando su pedido en un estudio económico.

Al respecto, de la revisión de dicho estudio se advierte que, el parámetro “tiempo de reposición” del transformador sin reserva, no presenta un sustento técnico ni es consistente, toda vez que, para su cálculo LDS consideró como tiempo de reparación del transformador 7 200 horas (300*24), cuando según valores típicos de tiempos de reparación para transformadores de 220 kV es de 2 190 horas, según valores utilizados por el modelo de transformadores de reserva.

Nivel de tensión del transformador de potencia	Tiempo Mínimo para hacer mantenimiento (años)	Tiempo Máximo para hacer mantenimiento	Tiempo Mínimo durante mantenimiento (horas)	Tiempo Máximo durante mantenimiento (horas)	Tiempo Mínimo de reparación de Falla leve (Horas)	Tiempo Máximo de reparación de Falla leve (Horas)	Tiempo Mínimo de reparación de Falla grave (Horas)	Tiempo Máximo de reparación de Falla grave (Horas)
Tension	MinTRMant	MaxTRMant	MinTDMant	MaxTDMant	MinTRFallaLeve	MaxTRFallaLeve	MinTRFallaGrave	MaxTRFallaGrave
500	12	24	1	3	1	19	876	5256
220	6	12	1	3	4	10	876	2190
138	6	12	1	3	1	6	1752	13140
60	1	4	1	3	4	8	1314	2628
33	1	4	1	3	4	8	1314	2628

Fuente: Modelo Transformadores de Reserva.

Además, en el estudio inicial de LDS, el parámetro “tiempo de reposición” sin reserva era de 168 horas, totalmente diferente al valor de 8618 horas, utilizado en su PROPUESTA FINAL. Por lo cual se evidenciándose una inconsistencia en dicho parámetro.

De otro lado, si bien no se encuentra dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, se ha efectuado el modelo de confiabilidad de dicha norma para verificar si amerita algún tipo de reserva. Del resultado obtenido, se verifica que en la SET Cantera (que tiene 2 Transformadores 220/60 kV de 25 MVA), no se necesita una reserva de transformación:

Empresa de Distribución	Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Es viable una Reserva?	Cual tipo de reserva se recomienda?
LUZ DEL SUR	Cantera	TP-220060-025CO1E	-\$ 126,306	-\$ 244,377	-\$ 1,159,899	NO	No viable
LUZ DEL SUR	Cantera	TP-220060-025CO1E	-\$ 54,414	-\$ 172,754	-\$ 1,086,667	NO	No viable

En tal sentido, no corresponde aprobar el transformador de reserva en 220/60 kV – 25 MVA para la SET Cantera.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión: La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.

Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio: Se debe precisar que en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinergrmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 7, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, las cuales se muestran en el Cuadro 6-8:

Cuadro 6-8
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 7

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Transformador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Medición 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Acoplamiento 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Tramo de Líneas Huachipa – Planicie L-641/L-642 (E45-E49)	Línea
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2025	Línea 60 kV Cantera – San Vicente L-6610	Línea

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 7, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6-9.

Cuadro 6-9
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 7
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 7	46 007 306	29,51	135	98
LDS				
AT				
Celda	10 145 659			25
Línea	28 242 241	29,51		10
Transformador	3 394 925		135	4
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
MT				
Celda	4 224 481			59

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

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la DSE, son materia de evaluación en el presente proceso.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, la revisión tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el PI 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la

⁸ "Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinerghmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del PI 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado para el Área de Demanda 7, se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025, por lo que los Elementos retirados son los consignados en el Cuadro 6-10.

Cuadro 6-10
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PIT 2021-2025 AD07					
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación	Módulo Estándar
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT San Isidro	CE-060COC1ESBLI
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT Limatambo	CE-060COC1ESBLI

Al respecto, cabe señalar que los dos (02) Elementos mostrados en el cuadro anterior, corresponden al proyecto N° 14, aprobado en el PI 2021-2025 (modificatoria).

Adicionalmente, se retiran las Bajas consignadas en el Cuadro 6-11.

Cuadro 6-11
Bajas retiradas de la programación del Plan de Inversiones 2021-2025

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2025	Celda de Línea (L-633)	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2025	Celda de Línea (L-633)	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2023	Línea 60 kV Santa Rosa Antigua – Huachipa (L-657) (con excepción del tramo E07-E11)	Línea
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Santa Rosa Antigua
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Huachipa

⁹ "Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinergmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por LDS, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 7 es de 1,3%, menor que el presentado por Luz del Sur S.A.A. en su PROPUESTA FINAL (2,9%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 7, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 46 007 306,17, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada a Luz del Sur S.A.A.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 7, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 7, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que en las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/mfc

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. LDS no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-100 y F-200 (completos). No presenta, entre otros, el Mapas de densidad de carga (F-123), importante para determinar el alcance de las subestaciones existentes.

Al respecto, LDS deberá presentar los formatos en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o justificar debidamente las razones por las que no incluye dicha información.

Respuesta

En la carpeta "01 Plan SETs" de la Propuesta Definitiva, se presentan los formatos F-100 y F-200 completos conforme con lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica que ha presentado los formatos F-100 y F-200 junto con los archivos de sustento correspondientes. Por otro lado, en relación a los Mapas de densidad de carga se han presentado sin la leyenda ni coordenadas de ubicación que permitan identificar los grados de concentración de carga para los diferentes años de análisis.

Conclusión

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

2. En los formatos F-100, no se ha consignado correctamente el código Barra (devanado) según la estructura de código utilizada por Osinergmin en las simulaciones de flujo de potencia.

Respuesta

Como se menciona en la respuesta a la observación anterior, el formato F-100 contenido en la Propuesta Definitiva ha sido completado conforme con lo indicado en la NORMA TARIFAS. Las simulaciones de flujo de potencia en el software Power Factory DIgSILENT utilizan la demanda simultánea y la coincidente con la máxima del SEIN, las mismas que, han sido calculadas en el archivo "01 Plan_SETs.xlsx" y pueden ser visualizadas modificando el valor de la celda "A1" de la hoja "Pry_SETs_i" según corresponda (ver imagen siguiente).



Adicionalmente, el código Barra utilizado en la modelación del DlgSILENT en nuestra propuesta ha sido agregado en la columna “BH” de las hojas “ReporteFU_D” y “ReporteFU_P”.

Análisis de Osinerghmin

LDS ha precisado cómo relaciona la demanda calculada con los códigos de barra utilizados en el modelamiento.

Conclusión

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

- Los valores históricos y proyectados de las variables explicativas de la proyección de las ventas de energía para usuarios regulados no están debidamente sustentados.

Al respecto, LDS debe corregir la información histórica del periodo 1996-2021 y presentar las fuentes de información correspondientes a los valores históricos del año 2022, así como aquellas empleadas en las proyecciones de las variables.

Respuesta

Las respuestas concernientes al sustento de las variables explicativas y a los valores históricos del año 2022 se encuentran contenidas en las respuestas a las observaciones de la 18 a la 22.

Respecto a la información histórica correspondiente al periodo 1996-2021, en la Propuesta Definitiva, se están considerando los datos utilizados en el proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por LDS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que dos (2) de las cuatro (4) variables explicativas Clientes y Tarifa Real del año 2022 no corresponden con los obtenidos con la Base SICOM 2022.

Conclusión

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

- En el Volumen I “Resumen Ejecutivo” y Volumen VI “Propuesta del Plan de Inversiones” se propone diez (10) Transformadores para el año 2026, sin

indicar la SET en las cuales serán instalados. Por tanto, LDS debe indicar la ubicación de los Elementos propuestos.

Respuesta

En atención a las observaciones 52 y 53, se ha reformulado la solicitud de transformadores de reserva a incluir en el Plan de Inversiones 2025-2029. Los resultados y las ubicaciones respectivas se desarrollan en el capítulo 6.2 del volumen 4 de la Propuesta Definitiva.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, si bien LDS analiza las posibles ubicaciones de los transformadores, para todos los transformadores de reserva que solicita no precisa su ubicación.

Conclusión

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

5. LDS debe presentar un formato F-121 auxiliar con el fin de realizar la trazabilidad con la demanda considerada en el flujo de potencia de su diagnóstico, que permita identificar las transferencias de carga entre las barras, según se plantee y sustente.

Respuesta

Como se indicó en la respuesta a la observación 2, las demandas simultánea y coincidente obtenidas se encuentran en el archivo "01 Plan_SETs.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que LDS ha explicado cómo determina la demanda que considera en el modelamiento de su sistema eléctrico.

Conclusión

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

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

Respuesta

En la carpeta "Factibilidades" del "Anexo 03.01" de la Propuesta Definitiva, se encuentran los documentos de sustento correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

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

Conclusión

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

7. Sobre la organización y presentación del ESTUDIO, este debe contener lo establecido en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, el ESTUDIO debe contener una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS.

En consecuencia, LDS debe presentar el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS, de modo que su solicitud esté organizada adecuadamente e incluya el contenido respectivo.

Respuesta

La Propuesta Definitiva que presentamos se encuentra acorde con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que LDS ha presentado su ESTUDIO precisando la relación de los anexos y documentos complementarios.

Conclusión

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

8. LDS debe precisar su solicitud de reprogramación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025, considerando la relación que existe entre su propuesta del PI 2025-2029 (renovación celdas en SET Limatambo y SET San Isidro) y el proyecto aprobado en el PI 2021-2025 (LT Limatambo – San Isidro y celdas); adicionalmente, no presentó toda la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029, por ejemplo, respecto a los “Elementos a dar de Baja”, LDS no ha especificado cuáles son los tramos de las líneas que se darán de Baja.

Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a LDS completar la información faltante.

Respuesta

La concordancia entre los PIT 2021-2025 y 2025-2029, respecto a los Elementos vinculados a LT de 60 kV Limatambo - San Isidro y la renovación de las celdas asociadas a esta línea en ambas SET's, se desarrolla en detalle en la respuesta a la observación N° 49.

La relación de todas las Bajas resultantes se detalla en los volúmenes 1 y 6 de la Propuesta Definitiva.

Análisis de Osinerghmin

LDS ha precisado la relación de Bajas que solicita, producto de los proyectos de renovación de Elementos planteados en las SET San Isidro y SET Limatambo; no obstante, no ha hecho las precisiones de por qué algunos de los Elementos que se retiran no se encuentran en la relación de Elementos

del SST y/o SCT. Además, en el informe precisa que existen algunas Bajas producto de la reconfiguración de las Líneas que alimenta a Santa Anita; sin embargo, no se advierte ninguna Baja propuesta.

Conclusión

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

9. El resumen ejecutivo e informe del ESTUDIO debe contener los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones. Al respecto, se solicita actualizar el resumen ejecutivo con las modificaciones producto de acuerdo a las observaciones efectuadas.

Respuesta

Tanto la Propuesta Inicial como la Actualizada contienen los puntos indicados en esta observación. En la Propuesta Definitiva, donde corresponde, se han introducido las modificaciones producto de las observaciones formuladas por Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

Se considera que LDS ha presentado el resumen ejecutivo del ESTUDIO de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

10. De acuerdo al numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS, la propuesta LDS 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.

Por tanto, LDS debe sustentar que ya no es posible aprovechar las instalaciones existentes, presentando la información correspondiente, y no solo descartar alternativas de traslado de carga y/o ampliaciones de instalaciones existentes sin mayor detalle, antes de solicitar la aprobación de nuevas subestaciones.

Respuesta

Ver respuestas a las observaciones desde la 38 hasta la 47.

Análisis de Osinerghmin

Se considera que, si bien LDS ha evaluado la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, las razones por las que descarta dichas medidas alternativas carecen del debido sustento.

Conclusión

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

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

Respuesta

Tanto en la Propuesta Inicial como en la Propuesta Definitiva, todos los proyectos que implican nuevas inversiones se han determinado mediante 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.

Análisis de Osinerghmin

Para las nuevas inversiones, LDS no ha evaluado correctamente alternativas de menor costo, como en el caso de la evaluación de tramos aéreos para la nueva Línea 60 kV Cantera – San Vicente o en el caso de las características de la nueva SET Huaycán (con alimentación en simple terna).

Conclusión

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

12. En el caso de la propuesta de Líneas de transmisión, corresponde evaluar todas las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme lo indica la NORMA TARIFAS. Para las nuevas líneas de transmisión propuestas LDS deberá presentar el sustento que permita verificar la viabilidad técnica de dichas líneas, ya sea aérea o subterránea, por su relevancia para la evaluación correspondiente.

Respuesta

Tanto en la Propuesta Inicial como en la Propuesta Definitiva, se evaluaron todas las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme lo indica la NORMA TARIFAS. Ver respuesta a las Observaciones desde la 38 hasta la 40 y de la 45 a la 47.

Análisis de Osinerghmin

Se considera que, si bien LDS ha evaluado rutas aéreas y subterráneas, las razones por las que descarta algunos tramos aéreos carecen del debido sustento.

Conclusión

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

13. Respecto a la solicitud de reemplazo de Elementos por antigüedad, es necesario que LDS desarrolle y sustente sus propuestas, puesto que, la

antigüedad de un Elemento por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su renovación. En ese sentido, se solicita desarrollar la motivación para la renovación de Elementos, adicional a su antigüedad.

[Respuesta](#)

[Ver respuesta a las observaciones 49 y 50.](#)

Análisis de Osinerghmin

LDS ha sustentado su propuesta de renovación de Elementos, considerando temas adicionales a la antigüedad de los equipos.

Conclusión

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

14. LDS debe completar la información actualizada del parque de transformadores del AD7, incluyendo los transformadores de reserva y disponibles, remunerados por la demanda, así como especificar las rotaciones efectuadas que no se tienen identificadas en los Planes de Inversión.

[Respuesta](#)

[Ver respuesta a la observación 52.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que LDS ha presentado la información solicitada sobre el parque de transformadores existente; no obstante, la información no ha estado completa, por ejemplo, no informó del transformador de reserva que se encontraba en la SET Central.

Conclusión

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

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

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

[Respuesta](#)

[Ver respuesta a la observación 52 y 53.](#)

Análisis de Osinerghmin

Si bien LDS ha presentado sus criterios de agrupamiento, no ha presentado el sustento necesario para descartar agrupamientos que podrían ser más eficientes.

Conclusión

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

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

Respuesta

[Ver respuesta a la observación 54.](#)

Análisis de Osinerghmin

La propuesta presentada por LDS por razones de seguridad fue evaluada por la DSE y es analizada en el numeral 6.2 del presente informe.

Conclusión

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

17. En caso se califique el sistema Chosica-Surco-San Mateo como sistema crítico, se solicita que se presenten las alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en el referido sistema, de acuerdo al numeral 12.3.4 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

[Mediante OFICIO N° 801-2023-OS-DSE Osinerghmin comunicó la calificación como sistema crítico o en Alerta, a la configuración radial en 60 kV "Moyopampa-Chosica- Surco-San Mateo", que forma parte del Área de Demanda 7 a cargo de LDS S.A.A., y conforme con lo indicado en el numeral 12.3.4 de la Norma Tarifas, LDS evaluó alternativas de solución para mejorar la confiabilidad de las cuales resultó viable una solución integral que incluye a las áreas de demanda AD5 y AD7.](#)

[Ver además respuesta a la observación 51.](#)

Análisis de Osinerghmin

LDS ha presentado una alternativa de solución para el Área de Demanda 5 y Área de Demanda 7 que recomienda se evalúe en el Plan de Transmisión del COES, cuya aprobación será posterior a la aprobación del PI 2025-2029, por lo que se entiende que no hay una alternativa por parte de LDS propuesta para el presente proceso.

Conclusión

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

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

18. Fuente de la información base

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

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

Respuesta

Se ha atendido la observación formulada por Osinerghmin. En tal sentido, se ha actualizado las ventas de energía y número de clientes del año base correspondiente al Área de Demanda 7 considerando la información actualizada del SICOM al año 2022.

Cabe mencionar que cuando se elaboró la propuesta inicial del PIT, LDS consideró la información del SICOM actualizada hasta ese momento.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por LDS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha considerado la última información disponible del SICOM 2022. Por otro lado, respecto de las ventas de energía y número de clientes obtenidos por LDS, se observa que estos no corresponden a los valores totales con el SICOM 2022.

Conclusión

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

19. Variable PBI

En el workfile presentado por LDS se observa una ecuación de proyección para la variable PBI que no cumple con una de las pruebas de validación estadísticas, el de autocorrelación, según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

LDS debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD7 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

En esa línea, la proyección del PBI nacional del periodo 2023-2025 debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas

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

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

Respuesta

El registro del PBI nacional y departamental correspondiente al año 2022, se ha obtenido en base a los reportes del INEI. Para el caso del Área de Demanda 7 se ha considerado lo correspondiente al departamento de Lima.

El PBI nacional se ha proyectado considerando la última encuesta realizada en el mes de agosto a analistas económicos y publicada por el BCRP (Notas de Estudios del BCRP, 7/9/2023), cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI (%)			
	Encuesta realizada al:		
	30 de Jun.	31 de Jul.	31 de Ago.
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/			
2023	1,8	1,2	1,0
2024	2,6	2,5	2,6
2025	3,0	2,9	3,0
SISTEMA FINANCIERO 2/			
2023	1,8	1,4	1,1
2024	2,5	2,3	=
2025	2,7	2,6	=
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/			
2023	2,0	2,0	1,9
2024	2,9	2,9	2,6
2025	3,0	3,0	=

1/ 18 analistas en Junio, 19 en Julio, y 18 en Agosto de 2023
2/ 13 empresas financieras en Junio, 14 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
3/ 275 empresas no financieras en Junio, 277 en Julio, y 285 en Agosto de 2023

Fuente: <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2023/nota-de-estudios-55-2023.pdf>

En consecuencia, se ha considerado los siguientes valores:

- Año 2023: 1,0%
- Año 2024: 2,6%
- Año 2025: 3,0 %
- Período 2026-2054: 3,0 %

Como se puede observar, para la proyección 2026-2054 se está tomando en cuenta lo indicado por Osinergmin en su observación, es decir, mantener constante la tasa de crecimiento del año 2025.

En cuanto al cálculo del valor histórico del PBI, lo indicado por Osinergmin es aplicable sólo para Áreas de Demanda que cubren dos o más departamentos, que no es el caso del AD7.

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 7 se ha estimado una regresión entre el PBI Lima versus PBI nacional, cuyas pruebas de validación y resultados están en el Volumen 3 de la Propuesta Definitiva y el archivo "ModelOS_AD07.wf1" (Eviews).

Como se puede apreciar en dicho archivo, la variable PBI sí cumple con las pruebas de validación estadísticas, entre ellas la de “autocorrelación”, tal como se muestra en el siguiente extracto:

Date: 10/13/23 Time: 10:47 Sample: 1996 2022 Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*	
		1	0.174	0.174	0.9147	
		2	-0.332	-0.374	4.3658	0.037
		3	0.069	0.257	4.5233	0.104
		4	0.303	0.117	7.6574	0.054
		5	-0.113	-0.165	8.1109	0.088
		6	-0.282	-0.088	11.071	0.050
		7	-0.086	-0.171	11.360	0.078
		8	-0.196	-0.372	12.936	0.074
		9	-0.158	0.012	14.025	0.081
		10	-0.012	-0.092	14.031	0.121
		11	-0.145	-0.245	15.057	0.130
		12	-0.219	-0.112	17.553	0.093

*Probabilities may not be valid for this equation specification.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por LDS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que el valor de la variable PBI del Área de Demanda 7 del año 2022 corresponde al obtenido en base a los criterios indicados por Osinerghmin.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

20. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del AD7 para el año 2022 debe coincidir con el de la base de datos del SICOM 2022. Así también, los valores históricos de la variable Clientes deben ser los que se aprobaron en la Modificatoria del PI 2021-2025. La proyección de esta variable debe realizarse través del ajuste de una función tendencial lineal.

Respuesta

Considerando la base actualizada del SICOM 2022 (ver repuesta a observación 1), se ha proyectado el número total de clientes en el Área de Demanda 7 bajo una regresión tendencial lineal. Los datos y resultados están en el Volumen 3 de la Propuesta Definitiva y el archivo “ModelOS_AD07.wf1”.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por LDS en su PROPUESTA FINAL, el valor de la variable Clientes del Área de Demanda 7 del año 2022 no coincide con lo que se obtiene a partir de la base de datos del SICOM 2022. Asimismo, se observa que para los años del periodo 2019-2021 los valores consignados por LDS en la variable Clientes no corresponden con los valores de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

21. Variable Población

LDS debe corregir los valores históricos (1996-2021) de la variable Población de manera que sean los que se aprobaron en la Modificatoria del PI 2021-2025. Para el valor del año 2022, se debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI.

Dicho ello, LDS debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD7 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD7.

Por tanto, LDS debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado los mencionado en el presente numeral.

Respuesta

Los modelos para estimar la venta agregada de energía en el Área de Demanda 7 no consideran relevante la variable Población por los motivos que se explican más adelante, y por eso LDS ha considerado a cambio la variable número de suministros. Por otro lado, no es cierto lo que afirma Osinermin en el sentido de que se ha considerado la variable población en el modelo utilizado que se aprobó en la Modificatoria del PIT 2021-2025.

Por el lado conceptual, lo que determina la demanda de energía es la cantidad de clientes conectados al servicio y no el tamaño de la población. La primera impacta directamente sobre la demanda efectiva de energía mientras la segunda eventualmente podría influir sobre la demanda potencial mas no sobre la demanda efectiva (observada). Por otro lado, el concepto de población es muy limitado frente al concepto de clientes, ya que no toma en cuenta diversos factores sociales, económicos, demográficos que a la larga se refleja, y es cuantificable, en la variable clientes. Es así que mientras la población creció en 63% en el periodo 1996-2022, la cantidad de clientes aumentó en 105% en el mismo periodo de tiempo.

Por el lado estadístico, la población no es una medición efectiva año a año sino una simple interpolación entre censos, lo que, en términos prácticos, lo convierte en una línea recta, y, por ende, utilizar la variable población o una tendencia lineal es lo mismo para el análisis estadístico. Asimismo, esta extrapolación intercensal genera una serie estadística con saltos abruptos en la tasa de crecimiento poblacional que al no ser corregida es poco apropiada para el análisis econométrico. Así, por ejemplo, la población crece 5,8% en el 2007 y 8,7% en el 2019, cuando lo normal está entre 1.1% y 1.8%.

De esta manera, si se tiene la información del número de clientes, que es una variable medida año a año y conceptualmente sustentable, no es apropiado utilizar la estadística de población, menos aún si se usan de manera conjunta ya que genera un problema estadístico (multicolinealidad). El análisis estadístico/econométrico confirman el descarte de esta variable.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en la PROPUESTA FINAL de LDS se plantea el uso de la variable “Número de suministros” en lugar de la variable “Población”; no obstante, se verifica que se ha mantenido la variable “Población” como variable explicativa en la proyección de demanda regulada.

Conclusión

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

22. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD7 del año 2022 no coincide con lo que se obtiene a partir de la base de datos del SICOM 2022 (facturación de la energía en miles soles y ventas de energía en MWh) y del Índice de Precios al Consumidor (IPC) del departamento que conforma el AD7 según el INEI. Por lo tanto, LDS debe sustentar el cálculo de la variable Tarifa Real.

Respuesta

Para seguir la serie de tarifa real en cts. S/. de 2009 que utiliza Osinergmin, se ha calculado en primer lugar el crecimiento de la tarifa nominal promedio y luego se ha deflactado por el crecimiento promedio anual del IPC de Lima Metropolitana, bajo la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{TARIFAReal}(2022)}{\text{TARIFAReal}(2021) \cdot (1 + \Delta\% \text{TARIFA}(2022)) / (1 + \Delta\% \text{IPC}(2022))} =$$

Donde:

$$\Delta\% \text{IPC}(2022) = 100 \cdot (\text{IPC}(2022) / \text{IPC}(2021) - 1)$$

IPC: Índice de precios al consumidor de Lima Metropolitana (promedio anual)

$$\Delta\% \text{TARIFA}(2022) = 100 \cdot (\text{TARIFANominal}(2022) / \text{TARIFANominal}(2021) - 1)$$

$$\text{TARIFANominal}(2022) = \text{Facturación}(2022) / \text{Energía}(2022)$$

$$\text{TARIFANominal}(2021) = \text{Facturación}(2021) / \text{Energía}(2021)$$

Cabe precisar que tanto la información de la facturación como de la energía, correspondientes a los años 2021 y 2022, han sido tomados del SICOM.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por LDS en su PROPUESTA FINAL, se observa que el valor de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 7 del año 2022 no coincide con lo que se obtiene con la base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

23. Ventas de Energía

En el formato F-105, el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del AD7 para el año 2022 no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, LDS debe corregir dicho valor de manera que sea coherente con el valor reportado en el SICOM 2022.

Respuesta

[Ver respuesta a la observación N° 18.](#)

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en la PROPUESTA FINAL de LDS se observa que el valor de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 7 del año 2022 no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

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

De la revisión de la información presentada por LDS sobre los modelos tendenciales en el formato F-106 se observan las siguientes inconsistencias:

- La información consignada en el formato F-106 se encuentra incompleta en tanto no se ha presentado la información correspondiente a todo el periodo de proyección del presente proceso, sino únicamente hasta el año 2052.
- La información consignada en el formato F-106 no se encuentra debidamente sustentada, en tanto se presentan “resultados” de las proyecciones para seis modelos tendenciales (lineal, exponencial, logarítmico, polinómico 2, polinómico 3 y potencial), sin presentar en el workfile las ecuaciones correspondientes a dichos modelos que permitan

validarla estadísticamente. Asimismo, en el workfile no se evidencian los valores históricos de la variable “Ventas de Energía” del AD7, la cual se requiere para realizar dichas proyecciones. Al respecto, el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS establece que se deben presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios.

Por lo tanto, LDS debe consignar los valores proyectados de cada uno de los modelos incluyendo el valor del Año Representativo (año cero) y los valores proyectados en el periodo 2023-2054. Asimismo, debe presentar en el workfile, las ecuaciones tendenciales y los valores históricos de la variable “Ventas de Energía” con la finalidad de sustentar los valores consignados en el formato F-106.

De la revisión de la información presentada por LDS sobre los modelos econométricos en el formato F-107 se observan las siguientes inconsistencias:

- El formato F-107 se encuentra sin información de la proyección de ventas de energía para usuarios regulados por modelos econométricos. Al respecto, de acuerdo con el numeral 5.7.3 del ítem 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones”, del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe contener la Proyección de la Demanda de energía y potencia correspondiente, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título IV de la NORMA TARIFAS.
- LDS basa su propuesta en una proyección de demanda según tipo de usuario, lo cual no corresponde a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Al respecto, de acuerdo a la norma referida: “Para el caso de los Usuarios Regulados, las demandas de energía y potencia eléctrica deben ser proyectadas para el total de cada Área de Demanda mediante diversos modelos alternativos. Luego se efectúa la desagregación por cada subestación y nivel de tensión con base a las proporciones del Año Representativo, según los formatos F-101, F-102 y F-103.” (numeral 6.2.4, del ítem 6.2, del Artículo 6° “Criterios Generales para elaborar la Proyección de la Demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los usuarios”).

Al respecto, LDS debe presentar la Proyección de la Demanda del AD7 de acuerdo a los contenidos y criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

De otro lado, con relación a los comentarios de LDS sobre las proyecciones de Osinerghmin en el PI 2021-2025, presentados en el Anexo 7 del Archivo “Informe Abril 2023.pdf” titulado “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica de LDS, periodo 2023-2054”, cabe señalar que no corresponde al presente proceso (PI 2025-2029) pronunciarse sobre la Propuesta de Osinerghmin en el proceso PI 2021-2025, el cual tuvo su correspondiente etapa de Opiniones y Sugerencias sobre la Pre Publicación, Recursos de Reconsideración y Opiniones y Sugerencias a los recursos de Reconsideración.

De acuerdo al ajuste final, LDS no ha presentado mayor información respecto a los criterios y metodología empleada en el ajuste final presentado en el formato F-108. EL formato F-109 debe tener en cuenta los siguientes criterios:

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

Considerando lo anterior, LDS debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD7. Cabe indicar que los dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta

Modelos tendenciales

Con los datos históricos actualizados al 2022 (formato F-105), en el F-106 se están incluyendo los modelos de tendencias lineal, exponencial, logarítmico, polinómico 2, polinómico 3 y potencial; asimismo, los estadísticos y proyecciones respectivas al 2054.

AÑO	Modelos Comparados						
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómico 2	Polinómico 3	
Tasa promedio anual (2023-2054):	1.8%	0.6%	3.9%	0.9%	-199.8%	-211.0%	
COEFICIENTE DE DETERMINACION (R ²)	0.77	0.77	0.80	0.85	0.88	0.98	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	9.12	9.09	9.98	11.83	-4.72	-9.77
	Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000
Variable 2	Valor	9.60	2.45	252.74	179.69	7.76	7.83
	Prob.	0.0000	0.0219	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Variable 3	Valor				5.72	-1.6712	
	Prob.				0.0000	0.1082	
Variable 4	Valor					16.0438	
	Prob.					0.0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	83.19	82.69	99.69	140.01	88.06	321.80	
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	

A partir de los resultados obtenidos, se observa que los modelos polinómicos de orden 2 y 3 no son representativos debido a que obtienen proyecciones negativas en el largo plazo, lo cual es inconsistente. El resto de modelos presenta un coeficiente de determinación (R²) menor a 0,85 - no significativo³; asimismo, errores significativos en la estimación para el año 2023, con crecimientos de 30,0% para el modelo lineal, 14,5% para el modelo logarítmico, 42,8% para el moldeo exponencial y 7,6% para el modelo potencial (ver formato F-106 de la Propuesta Definitiva). Por lo tanto, para la proyección final no se consideran los modelos lineales.

En el archivo “ModelOS_AD07.wf1” se ha modelado las ecuaciones tendenciales considerando los valores históricos de la variable “Ventas de Energía”.

Modelos econométricos

Sobre la base de los datos históricos actualizado al 2022 (formato F-104 y F-105), en el F-107 se están incluyendo los modelos econométricos evaluados⁴; asimismo, los estadísticos y proyecciones respectivas al 2054.

AÑO	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
Tasa promedio anual (2023-2054):	3.0%	0.2%	3.1%	3.1%	2.6%	2.8%
ECUACIÓN:	ENERGIA C PBILIMA TARIFA D2015	LOG(ENERGIA) C LOG(PBILIMA(-1)) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(ENERGIA) C LOG(PBILIMA) LOG(TARIFA) LOG(CLIENTES) D2015 AR(1)	LOG(ENERGIA) C LOG(PBILIMA) LOG(TARIFA) AR(1)	LOG(ENERGIA) C LOG(PBILIMA(-1)) LOG(TARIFA/CLIENTES(-1)) AR(1)	ENERGIA C PBILIMA(-1) TARIFA(-1) POBLACIÓN
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r ²)	0.97	0.90	0.99	0.99	0.99	0.96
ESTADÍSTICO F:						
Valor	275.22	67.59	376.15	446.63	395.71	189.24
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
ESTADÍSTICO t:						
Variable 1	Valor: 12.93 Prob.: 0.0000	Valor: 4.60 Prob.: 0.0001	Valor: 1.02 Prob.: 0.3189	Valor: 1.00 Prob.: 0.3299	Valor: 2.69 Prob.: 0.0137	Valor: 5.08 Prob.: 0.0000
Variable 2	Valor: 25.27 Prob.: 0.0000	Valor: 5.45 Prob.: 0.0000	Valor: 2.73 Prob.: 0.0129	Valor: 2.67 Prob.: 0.0144	Valor: 2.04 Prob.: 0.0546	Valor: 4.04 Prob.: 0.0006
Variable 3	Valor: -10.88 Prob.: 0.0000	Valor: -3.14 Prob.: 0.0048	Valor: -2.62 Prob.: 0.0163	Valor: -2.49 Prob.: 0.0213	Valor: -3.01 Prob.: 0.0067	Valor: -9.02 Prob.: 0.0000
Variable 4	Valor: 2.39 Prob.: 0.0252	Valor: 0.56 Prob.: 0.5841	Valor: 1.83 Prob.: 0.0827	Valor: 1.72 Prob.: 0.1902	Valor: 9.79 Prob.: 0.0000	Valor: 0.51 Prob.: 0.6188
Variable 5	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.6458 Prob.: 0.5257	Valor: 12.3786 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000
Variable 6	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 12.3534 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000
Variable 7	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000
Variable 8	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.0000 Prob.: 0.0000	Valor: 0.00 Prob.: 0.0000

A partir de dichos resultados, se observa que el “Modelo 1” tiene un R2 de 97,3% y los respectivos test “t” indican significancia estadística individual, así también el test “F” señala significancia estadística grupal. Asimismo, el modelo econométrico seleccionado cumple con las pruebas de validación establecidas en la NORMA TARIFAS, tal como se muestra en el Volumen 3 de la Propuesta Definitiva y el archivo “ModelOS_AD07.wf1”. Por lo tanto, para la proyección de ventas del mercado regulado en el período 2023-2054 se utiliza el “Modelo 1” econométrico.

Proyección a nivel de usuarios:

Se proyecta la demanda de energía por tipos de usuarios porque se considera que cada uno de ellos tiene un comportamiento disímil. Esto significa, por ejemplo, que la elasticidad ingreso o elasticidad precio/tarifa difiere entre los usuarios residenciales y los usuarios comerciales, industriales y otros. Los resultados de las regresiones confirman estas premisas.

La proyección desagregada por tipo de usuario, tal como lo propuso LDS, no es obstáculo para calcular la demanda total de la zona de concesión de LDS, ya que basta sumar el consumo de todos los usuarios para estimar el consumo agregado o total. En el capítulo 7 del informe “Proyección de demanda de energía eléctrica de LDS, periodo 2023-2054” del “Anexo 03.01” se calcula la demanda total del mercado regulado, cuyos resultados globales resultan similares al “Modelo 1” descrito líneas arriba.

No obstante que la proyección desagregada tiene mayores beneficios y sus resultados son similares al “Modelo 1”, con la finalidad de atender lo solicitado por Osinermin, para para proyección final se va a utilizar el “Modelo 1”

Criterios de proyección:

Las proyecciones de energía del mercado regulado en el Área de Demanda 7 no consideran el criterio propuesto por Osinermin debido a que los modelos tendenciales no son representativos. Las proyecciones se realizaron utilizando el modelo econométrico (Modelo 1) con mayor robustez estadística (y conceptual) y con ello se proyecta, directamente, la demanda de energía hasta el 2054, sin ningún mecanismo de ajuste externo ad-hoc. Los resultados obtenidos se muestran en el formato F-107.

Análisis de Osinermin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica lo siguiente:

- En los formatos F-106 y F-107 se consigna la información hasta el año 2054. Sin embargo, no se presentan los valores correspondientes del 2022. Asimismo, se presenta el archivo workfile de sustento.
- Respecto a los criterios empleados en el ajuste final, se observa que no se ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinermin.

Conclusión

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

25. Sistema eléctrico de transmisión

En el archivo “SICOM22.xlsx” se agrupan los sistemas eléctricos de distribución en sus correspondientes sistemas eléctricos de transmisión. Al respecto, se han observado dos asignaciones, las mismas que se muestran en el Cuadro 1. Por lo cual, se solicita a LDS verificar, sustentar y/o corregir dichas asignaciones presentadas en su ESTUDIO.

Cuadro 1

Propuesta LDS			Comentario Osinermin
Código SE	SE	Sistema eléctrico de transmisión asignado por LDS	
SE0202	Hongos	-	De acuerdo al pliego tarifario, el SE0202 se encuentra conectado al SEIN en el AD7.
SE0213	Yauyos	Lima Sur	Verificar si corresponde considerar en sistema Cañete - Lunahuaná

Respuesta

La demanda de las subestaciones SE0213 (Yauyos) y SE202 (Hongos) no forman parte del Área de Demanda 7. Debido a ello, se ha actualizado la data histórica a partir del año 2019, fecha en la que inicia su registro en la base del SICOM.

En el siguiente cuadro se muestran los datos actualizados de ventas de energía y número de clientes correspondientes al Área de Demanda 7:

Ventas de Energía (MWh)

Año	Lima Sur	Cañete	AD7
2019	5 949 239	104 483	6 053 722
2020	5 371 439	104 644	5 476 083
2021	5 354 130	106 998	5 461 128
2022	5 383 832	107 348	5 491 180

Número de Clientes

Año	N° Clientes (AD7)
2019	1 175 185
2020	1 195 119
2021	1 240 405
2022	1 276 072

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS no se presenta sustento del motivo por el cual no se consideran los sistemas eléctricos de distribución Yauyos y Hongos como parte del Área de Demanda 7. Al respecto, es preciso indicar que hasta el año 2021 el sistema eléctrico de distribución Hongos era un sistema aislado, y que desde el 2022 ya se encuentra conectado al SEIN al Área de Demanda 7. En ese sentido, ambos sistemas eléctricos deben ser considerados en las ventas de energía del sistema eléctrico “Cañete - Lunahuaná”.

Conclusión

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

26. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja “SETS” del archivo “TR22.xlsx”, LDS presentó registros de mediciones de cada 15 minutos, asimismo, en la hoja “MD” se ha evidenciado la depuración de datos atípicos. Sin embargo, en el ESTUDIO no se ha precisado mayor información sobre la metodología o criterio utilizado en la eliminación de datos atípicos. Por lo tanto, LDS debe incluir y precisar la metodología o criterio utilizado para dicha depuración, con la finalidad de sustentar la información consignada en los formatos F-101, F-102 y F-103.

Respuesta

La depuración se realizó de forma individual, inicialmente, considerando percentiles y un margen de 5% respecto a la máxima demanda para detectar los casos con atípicos.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se presenta la justificación del criterio utilizado para la eliminación de datos atípicos en los registros de mediciones presentados.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

27. Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, de acuerdo a la NORMA TARIFAS, se debe consignar los valores de los factores de caracterización de la carga, FC, FCP y FS de cada sistema eléctrico, subestación, devanado y nivel de tensión. Al respecto, LDS deberá presentar dichos valores por sistema eléctrico.

Respuesta

El cálculo de los referidos factores se ha realizado conforme lo establecido en la Norma Tarifas. Los resultados se muestran en el formato F-101.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS no se ha presentado los factores de caracterización de la carga por sistema eléctrico.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

28. Factores de participación de la carga y energía

En el Formato F-103, se observa que los valores referidos a "Potencia a la Hora de Max Dem. del Sistema Eléctrico" corresponden a la Demanda Máxima Anual de la SET, no cumpliendo lo que indica el artículo 33 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, LDS deberá corregir los valores según correspondan.

Respuesta

Se ha modificado el formato F-103 en base a lo indicado en el artículo 33 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica la corrección efectuada respecto a la "Potencia a la Hora de Max Dem. del Sistema Eléctrico" en el formato F-103.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

29. Máxima Demanda Anual del SEIN

En los formatos F-100, LDS considera que la fecha de máxima demanda anual del SEIN correspondiente al año 2022 fue 06/12/2022 a 19:45 horas. Sin embargo, se la máxima demanda anual del SEIN para ese año fue el 06/12/2022 19:30 horas, de acuerdo con el reporte del COES.

Asimismo, en el formato F-102 se ha identificado algunas fechas de máxima demanda para los años 2021, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028 que difieren de lo real, lo cual resulta incoherente.

Por lo tanto, LDS deberá revisar y corregir los formatos F-101 y F-102.

Respuesta

Las demandas coincidentes con la máxima demanda del SEIN registrados en los transformadores (archivo TR22.xlsx) y clientes libres (CL22.xlsx) corresponden a las 19:30 horas del día 06/12/2022, no a las 19:45 como indica Osinerghmin.

Respecto al formato F-102, se han efectuado las correcciones correspondientes, según lo anotado por Osinerghmin en la observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica las correcciones efectuadas a la fecha de máxima demanda anual del SEIN en los formatos F-102.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

30. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no se ha consignado a los clientes libres “CL0432 - KIMBERLY-CLARK PERÚ SANTA CLARA” y “CL2448 – CORPORACIÓN MG 20”, esto es, sin tener en cuenta que la base de datos del Sistema de Clientes Libres (SICLI) registran consumos en el año 2022. Por lo tanto, LDS debe considerar a dicho cliente en la proyección de demanda; caso contrario, corresponderá justificar el motivo por el cual no están siendo considerado.

De otro lado, LDS ha considerado en la proyección de demanda al cliente libre “CL0436 - KIMBERLY-CLARK PERU PUENTE PIEDRA 2”. Sin embargo, de la información disponible del SICLI 2022, este cliente tiene su Punto de Suministro en la barra Puente Piedra 10 kV, por lo que no pertenece al AD7. Por lo cual, LDS debe verificar la inclusión de dicho cliente y/o corregir la información donde corresponda.

Respuesta

Por un error de digitación, al cliente libre “CL0432 - KIMBERLY-CLARK PERÚ SANTA CLARA” se le consignó el código “CL0436”, lo cual se ha corregido en la Propuesta Definitiva. Cabe precisar que los respectivos registros “prn”, no cambian ya que corresponden al “CL0432”.

Respecto al cliente libre “CL2448 – CORPORACIÓN MG 20”, aclaramos que este cliente pertenece al Área de Demanda 6.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica la corrección efectuada al cliente libre “CL0432 - KIMBERLY-CLARK PERÚ SANTA CLARA”. Por otro lado, con respecto al cliente libre “CL2448 – CORPORACIÓN MG 20”, de acuerdo al SICLI 2022, dicho cliente tiene como punto de suministro la barra “Balnearios-60” por lo que debe ser incluido en el Área de Demanda 7.

LDS debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos debe provenir del SICLI 2022. En caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 7, entonces se debe alertar e informar de ello a Osinerghmin.

Conclusión

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

31. Información general de las nuevas demandas

En el formato F-113, se han consignado valores de FPHMS, FCP y FS de 0,62; 0,58 y 0,50 para las nuevas demandas, respectivamente. Estos provienen de un promedio de los factores correspondientes de las nuevas demandas consideradas en el último proceso de Modificación del PI 2021-2025. Sin embargo, LDS debe considerar los valores de FPHMS, FCP y FS de clientes libres con actividades económicas similares. Por lo que, LDS deberá revisar y actualizar los factores empleados para cada carga según corresponda.

Respuesta

Para las nuevas cargas, se ha efectuado una nueva reasignación de los valores de FPHMS, FCP y FS considerando para cada uno de ellos los factores correspondientes a clientes libres con actividades económicas similares.

Análisis de Osinerghmin

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

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

32. Incorporación de nuevas demandas

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

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

En los formatos F-100, se ha incluido 9 cargas en el último proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, LDS no ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, LDS debe informar el estado de avance de estas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga. ...

Respuesta

En atención a lo solicitado por Osinerghmin, del formato F-100 se han retirado las cargas de los clientes que a la fecha del estudio ya se encuentran en servicio y tomando la carga solicitada. Dichos clientes son :

Parque industrial Macrópolis, Parque Industrial Bryson Hills, Compañía Minera Luren (Ampliación), Aris Industrial 2 (Ampliación).

De las 5 cargas restantes, cuatro de ellas recién se han puesto en servicio el año 2022, motivo por el cual están en proceso de tomar la carga final solicitada, la cual efectivizará en el periodo 2023-2029, tal como se indica en el cuadro adjunto.

Finalmente, la última carga solicitada corresponde a la segunda etapa de la Línea 2 del Metro de Lima. En este caso se ha considerado que su carga se incrementará progresivamente durante el período 2024-2029, comenzando con el 20% y llegando al 100% al final de dicho periodo.

Carga	Máxima Demanda Final	Máxima Demanda 2022	Diferencia
PROVISUR	8.2	2.1	6.1
Metro de Lima Línea 2	22.0	3.4	18.6
Metro de Lima Línea 2 Etapa 1B	20.9	0.0	20.9
ACEROS CHILCA (AMPLIACION)	4.3	0.7	3.6
OWENS ILLINOIS PERÚ S.A.	19.4	7.6	11.7

Asimismo, en el formato F-113, se ha consignado información proveniente de encuestas para nueve clientes libres. Se requiere a LDS que presente esos clientes libres con el nombre de usuario o suministro utilizado en el SICLI 2022.

Respuesta

Se está atendiendo lo requerido por Osinerghmin, es decir, para dicho grupo de clientes libres se está incluyendo el número de suministro, la demanda

máxima registrada el 2022 y las ampliaciones de demanda obtenidas de las encuestas.

LDS, en los formatos F-100 ha incluido un total de 71 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado la totalidad del sustento. En ese sentido, LDS debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, el cronograma de ingreso para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada.

Respuesta

Como resultado de la actualización de la información correspondiente a este grupo de clientes, se han retirado 10 nuevas cargas (algunas duplicadas). Para el resto (61) se está incluyendo la información que se precisa en la Norma Tarifas.

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

Respuesta

Para todas las nuevas cargas, incluyendo aquellas mayores a 1 MW, se ha recopilado e incluido toda la información disponible, tomando como base lo indicado en la Norma Tarifas.

Adicionalmente, en el ESTUDIO se ha identificado que el ingreso de las nuevas demandas está proyectado para el año 2023 sin incluir el debido sustento. Por lo tanto, LDS debe presentar el sustento del año de ingreso de las nuevas demandas.

Respuesta

Para todas las nuevas cargas, como criterio general, se ha considerado el cronograma de carga remitido por los clientes y para aquellos casos donde no se cuenta con dicha información se ha considerado que la toma de carga es progresiva a partir del año 2023, alcanzando en cinco años su plena carga de acuerdo al comportamiento de cargas similares.

Finalmente, se ha observado que la proyección de demanda es cero para las nuevas cargas "Visons" (demanda 1,54 MW), "Visons" (demanda 1 MW), "Agro floral" (demanda 0,48 MW), "ARTESCO SA" (demanda 0,16 MW). En ese sentido, LDS debe verificar la proyección de demanda de dichos clientes.

Respuesta

Se ha retirado dichas cargas debido a que son clientes existentes.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica lo siguiente:

- Se ha retirado las cargas del último proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 que para la fecha de estudio ya se encuentran en servicio. Sobre las 5 cargas restantes se verifica que están en proceso de toma de carga por lo que la diferencia de carga es considerada en el periodo 2023-2029.
- Sobre la información proveniente de encuestas para los clientes libres, se verifica que se incluyó el número de suministro que permite identificar cada carga como cliente libre existente.
- De la revisión de los documentos y archivos presentados por LDS en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha adjuntado mayor documentación que en su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Al respecto, la revisión y validación efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detalla en el archivo MS Excel de los formatos "F-100", ver hoja "Factibilidades LDS".

- LDS justifica los ingresos de carga considerados en las nuevas demandas, los cuales serán evaluados por Osinerghmin.
- Se verifica que se ha retirado las cargas "Visons" (demanda 1,54 MW), "Visons" (demanda 1 MW), "Agro floral" (demanda 0,48 MW), "ARTESCO SA" (demanda 0,16 MW), las cuales según lo indicado por LDS corresponden a clientes libres existentes.

Conclusión

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

33. Demandas requeridas por los proyectos Metro de Lima

LDS ha incorporado en los formatos F-100 cargas especiales, sobre las cuales se presentan las siguientes observaciones:

- Los proyectos "METRO 3 - SEAT 3" y "METRO 3 - SEAT 4", LDS considera su ingreso de carga para el 2028, sin incluir el debido sustento. Además, se presenta documentación de fecha marzo del 2017 que se señalaba la puesta en servicio de la primera etapa del proyecto en el 2023.

- Para los proyectos “METRO 4 - SEAT 1”, “METRO 4 - SEAT 2” y “METRO 4 - SEAT 3”, LDS ha considerado su ingreso de carga para el 2028 con sustento de mayo de 2017.

Considerando las magnitudes de demanda solicitadas, LDS debe sustentar el estado actual de los proyectos mencionados, así como presentar el cuadro de cargas que justifiquen esas demandas y el sustento del año de ingreso de carga.

Respuesta

No se cuenta con información actualizada respecto a la fecha de ingreso de dichos proyectos; sin embargo, dada su importancia se están manteniendo en el largo plazo (año 2030).

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica que no se ha presentado información actualizada respecto a los proyectos indicados como materia de observación. Cabe señalar que la última documentación formal de sustento presentada tiene como fecha el año 2017, por lo que, a fin de valorar adecuadamente las cargas de esos proyectos es necesario la presentación de documentación actualizada y el estado de avance de los proyectos a la fecha.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

34. Mapas de Densidad de Carga

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

Por lo tanto, LDS debe completar los Mapas de Densidad y el archivo fuente considerando la información anterior.

Respuesta

Se está incluyendo los mapas de densidades y el formato F-123, conforme lo establecido en la Norma Tarifas.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL, LDS presenta los mapas de densidad de carga en formatos AutoCAD, formatos shapes y el archivo MS Excel de sustento correspondiente; sin embargo, de la revisión de los archivos AutoCad se observa que estos se han presentado sin la leyenda ni coordenadas de ubicación correspondientes que permitan identificar los grados de concentración de carga de los diferentes años de análisis.

Conclusión

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

35. Trazabilidad de los archivos de sustento

El ESTUDIO ha presentado algunas inconsistencias en cuanto a los archivos de sustento: (i) En la sección 4.1.1 Mercado Regulado del informe "Volumen 3 Estudio Demanda.pdf", se ha señalado que los detalles del estudio de proyección de demanda por sectores de consumo se muestran en el Anexo 03.01 "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica de LDS, Periodo 2023-2054".

Al respecto, dicha referencia no se ha presentado en los documentos de sustento. Sin embargo, se ha identificado dentro de la carpeta "Anexo 03.01/Proyeccion Energia" el documento "INFORME ABRIL 2023.pdf" que corresponde al referido informe. (ii) En la sección 4.1.2 Mercado Libre del informe "Volumen 3 Estudio Demanda.pdf", se ha señalado que los sustentos correspondientes sobre la información de encuestas de los clientes libres se encuentran en la carpeta "ENCUESTAS".

Por lo tanto, LDS debe revisar y realizar las actualizaciones de acuerdo con lo mencionado ESTUDIO.

Respuesta

[Se ha atendido lo anotado en este punto.](#)

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, se verifica la corrección efectuada en el informe "Volumen 3 Estudio Demanda Nov23.pdf", según lo indicado por LDS.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

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

A partir de los datos consignados en el ESTUDIO, la configuración de barras en las nuevas Subestaciones Vitarte, La Molina y Huaycán es de doble barra. Se debe considerar que gran parte de las instalaciones de LDS en 60kV son de simple barra sin presentar mayores complicaciones y/o sustento de la contrario por la empresa, si bien la empresa presenta el

anexo A04.01 con un planteamiento teórico, esto no está contrastado a la situación real de operación y configuración de las instalaciones del AD07. Al respecto, LDS debe presentar los sustentos que permitan validar la propuesta de doble barra de dichas subestaciones de acuerdo con el numeral 12.1.8.g del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuestas a las observaciones 38, 39 y 40, en los puntos referentes al tipo de barra en AT de las tres SETs mencionadas.

Análisis de Osinerghmin

Cabe señalar que, si bien LDS ha presentado un sustento de la propuesta de su configuración de barra, es importante recalcar que esta tiene un carácter genérico y no ha sido evaluado para los casos específicos en los que propone una configuración diferente a la barra simple, específicamente en el caso de la nueva SET Huaycán que sería una cola del sistema eléctrico, considerando que la configuración de la barra diferente a la simple barra debe estar debidamente sustentada como lo indica el numeral 16.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

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

Respecto a los formatos F-200, se observa lo siguiente:

- LDS presenta los formatos F-200 con valores que no se encuentran debidamente vinculados para validar la trazabilidad y coherencia, por ejemplo, los formatos F-202, F-203 y F-204, si bien se tiene que hacer una vinculación adicional, se solicita que los archivos puedan ser visualizados directamente sin inclusión de vinculaciones, cabe indicar que la visualización del vínculo debe evidenciarse en cada documento. Al respecto, LDS debe presentar dichos formatos con los valores vinculados.

OSINERGHMIN																						
REDISTRIBUCIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET's -																						
ÁREA DE DEMANDA 7 Página 1																						
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año	Máxima Demanda y Potencia Instalada																
			LADO	kV		abricaci	-2	-1	0	1	2	3	4	5								
	#VALORI	Transformador "1"			2017	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		Transformador "2"				#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		P. INST. ¹⁰		AT		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		FACTOR DE USO		AT		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		P. INST. ¹⁰		22.9		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		FACTOR DE USO		10		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		Transformador "3"				#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		P. INST. ¹⁰		AT		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		FACTOR DE USO		AT		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		P. INST. ¹⁰		22.9		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		FACTOR DE USO		10		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		P. INST. ¹⁰		10		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
		FACTOR DE USO		10		#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI	#VALORI
Luz del Sur	SET AT/MT	MAX DEM ¹⁰				*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****

Respuesta

Los valores contenidos en los formatos aludidos se han vinculado hasta donde razonablemente corresponde.

- LDS señala que mantiene la Capacidad Óptima de las SET's del PI 2017-2021; sin embargo, no presente los cálculos que validen esta consideración dada.

Respuesta

Como parte del desarrollo de las respuestas a las observaciones 38 y 39, en las partes relativas a las capacidades o potencias óptimas de las SETs, se ha actualizado los cálculos respectivos y se está adjuntando los Anexos con los detalles del caso.

- En los formatos F-202 y F-203, LDS no presenta en dichos archivos los años de fabricación de los transformadores existentes de algunas SET's, por ejemplo, en Los Sauces, San Luis, etc. Al respecto, se solicita que LDS complete dicha información.

Respuesta

Se ha incluido la información solicitada, como parte de la respuesta a la observación N° 52.

- No se presentan los formatos F-205 "Selección de Alternativa Óptima", F-207 "Selección Óptima del conductor" y F-212 "Diagrama Unifilar de Alternativas". Si bien se presentan los anexos 04.03 y 04.04, estos son sustentos teóricos y sin contraste con la configuración y situación real de la empresa, asimismo no se presentan archivos fuentes ni se evalúan opciones por ejemplo como dos conductores por fase, potencias de 50MVA de 3 devanados, entre otras.

Respuesta

Respecto a la "Selección de Alternativa Óptima", "Selección Óptima del conductor" y "Diagrama Unifilar de Alternativas", se ha actualizado los formatos correspondientes, considerando las modificaciones introducidas, producto de las observaciones de Osinergmin.

En cuanto al reforzamiento de las líneas aérea de transmisión (dos conductores por fase) y a los transformadores de potencia de 3 devanados de 50 MVA, ver respuestas a los puntos correspondientes en las observaciones 47 y 52, respectivamente. Al respecto, se debe tener presente que, según la Norma Tarifas, los proyectos a incluir en un Plan de Inversiones deben corresponder a módulos estándares vigentes, y ninguno de los dos casos a que se hace referencia en el presente párrafo cumple con tal condición.

- Se observa que la cantidad de alimentadores existentes presentados en el F-204 no concuerda en cantidad de algunas SETs al 2025 del Plan de Inversiones 21-25 y su modificatoria, la empresa deberá detallar y sustentar la cantidad de alimentadores existentes al año 2025, la cual incluye todos los que viene siendo remunerados y los aprobados hasta el año 2025.

Respuesta

En la Propuesta Modificada se ha verificado la consistencia de la información indicada por Osinergmin.

- LDS no presenta los formatos solicitados en la NORMA TARIFAS tales como el formato F-205 “Selección de Alternativa Óptima”, F-207 “Selección Óptima del conductor” y F-212 “Diagrama Unifilar de Alternativas”. Al respecto, se solicita que LDS presente dichos archivos correspondientes al Plan de Inversión 2025 – 2029.

Respuesta

Ver respuesta al cuarto punto de la presente observación.

- Respecto al formato F-206 LDS no presenta la información debidamente completa (peso unitario y número de ternas) con respecto a la NORMA TARIFAS. Asimismo, los nombres de las Líneas de Transmisión propuestas en el Resumen Ejecutivo no concuerdan con los nombres indicados en el formato antes mencionado. Se solicita a LDS revisar y completar la información correspondiente.

Respuesta

Se ha atendido todo lo anotado por Osinergmin en este punto.

- Respecto a los formatos F-207 y F-208, LDS no presenta la información correspondiente al Plan de Inversiones del periodo 2025-2029, ya que en el formato F-207, considera las secciones estándar del Plan de Inversiones Aprobado y el formato F-208 presenta Estadísticas de Fallas correspondientes al año 2014. Se solicita a LDS revisar, completar y actualizar con la información correspondiente.

Respuesta

Se ha atendido todo lo anotado por Osinergmin en este punto.

- LDS presenta el formato F-209 con información no correspondiente con respecto al equipamiento de subestaciones, puesto que en el formato mencionado solo se debe evidenciar los equipos propuestos del Plan de Inversiones 25-29. Al respecto, LDS debe corregir conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha atendido lo observado por Osinergmin en este punto.

- Respecto al Equipamiento de Subestaciones establecido en el formato F-209, se evidencia que las subestaciones consideradas no presentan relación respecto al formato F-302 de valorización de inversión en subestaciones, por ejemplo, la SET Santa Rosa del formato F-209 no está considerada en la propuesta del PIT 25-29. Se solicita a LDS revisar y corregir con la información correspondiente.

Respuesta

Se ha atendido lo observado por Osinerghmin en este punto.

- LDS presenta el formato F-210 con elementos que no corresponden al formato. Por ejemplo, el elemento FO-COXX-S2 en el año 2 (2026), cabe indicar que los elementos de fibra óptica no corresponden al presente proceso regulatorio.

Respuesta

Ver respuesta correspondiente al punto 5 de la observación 56.

- En el formato F-209 no se indica el tipo de tecnología, tipo de barra, entre otros datos.

Respuesta

Se ha atendido lo observado por Osinerghmin en este punto.

- Respecto al Plan de Equipamiento de Líneas de Transmisión establecido en el formato F-210, se evidencia que las líneas de transmisión consideradas no presentan coherencia respecto al formato F-301 de Valorización de Inversión de Líneas de Transmisión, por ejemplo, en el formato F-301 se considera la línea Huachipa - La Planicie tramo soterrado con una longitud de 2.0km, pero en el formato F-210 no se encuentra considerado ese tramo de línea. Se solicita a LDS revisar y completar la información correspondiente.

Al respecto, LDS debe revisar, corregir, sustentar y completar la información de los formatos F-200 considerando lo mencionado y según lo establecido en el artículo 37 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta Final de LDS, el formulario F-210 está debidamente vinculado al formulario F-301 para asegurar su trazabilidad y coherencia.

Con respecto a la línea Huachipa - La Planicie, la longitud de soterramiento es de 1,75 km, y no "2,0 km" como menciona Osinerghmin. Esta última cifra realmente corresponde al número de estructuras (2) de transición doble terna para el inicio y final del soterramiento, tal como se puede verificar en la respectiva fila de la hoja F- 210, donde se indica claramente el código "ET-060COU0ACD0C1500A".

Análisis de Osinerghmin

Se considera que LDS ha presentado los formatos observados razonablemente corregidos.

Con respecto, a no considerar instalaciones o Elementos que no se encuentran en la BDME; si bien, es correcta hasta cierto punto dicha interpretación, se debe tener en cuenta que la BDME no necesariamente tiene los equipos e instalaciones idénticas a las que realmente se ejecutan, sien especialmente una señal de mercado. Asimismo, el mismo LDS ha

propuesto Elementos que no se encuentran en la BDME; además, LDS puede solicitar incluir en la BDME algún Elemento que no se encuentre incluido con el debido sustento, considerando que se busca implementar una alternativa bajo el criterio de eficiencia económica.

Conclusión

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

Proyectos por razones de Demanda

38. Sobre la propuesta de nueva SET Huaycán 60/22,9/10 kV y Línea 60 kV Portillo – Huaycán para el año 2026

- LDS debe sustentar que no existe solución en la red de distribución y así proceder con las alternativas de solución en transmisión.

Respuesta

La red de distribución alimentada desde las subestaciones AT/MT se encuentra operando dentro de su área de influencia teórica, lo cual asegura una operación en condiciones de eficiencia. Sólo en casos de contingencias (emergencias) o por requerimiento de mantenimiento programado, y por cortos periodos de tiempo, se atienden cargas que se ubican en el área de influencia de subestaciones colindantes, situación que tiene carácter temporal y no permanente. Este criterio nos permite cumplir con el objetivo de cumplir con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

En el siguiente análisis se demuestra, que con la propuesta de Osinergmin, de operar redes fuera de su área de influencia de una SET, se afecta la calidad de servicio, ya que se incumplen niveles de cargabilidad, caídas de tensión permisibles, además del incremento de las pérdidas en las redes MT.

El área de influencia de la SET Ñaña, cuyo nivel de carga (100% actualmente) sustenta la nueva SET Huaycán, colinda con las áreas de influencia de las SETs Santa Clara y Chosica. A continuación, a manera de ejemplo se muestra los resultados de la evaluación de los traslados de carga a través las redes de MT para descargar la SET Ñaña, como posible alternativa a la puesta en servicio de la SET Huaycán, o a la postergación de ésta.

Descarga de la SET Ñaña hacia a la SET Santa Clara

1. Situación Actual

Las SET's Ñaña y Santa Clara están interconectadas en 10kV mediante los alimentadores NA05 y SC13. A continuación se muestra el resumen de las condiciones de operación de ambos alimentadores:

Alim	Tramo	Cap (A)	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)	FU	DV máx (kV)	Pérdidas (kW)
NA05	1ra troncal	600	420	7,4	0,70	9,423	186
SC13	1ra troncal	405	301	5,3	0,74	9,746	101
	1767S1427T	284	191		0,67		
				12,7			287

2. Con traslado de carga

Traslado	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)
SED 1824	175	3,0

Alim	Tramo	Cap (A)	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)	FU	DV máx (kV)	Pérdidas (kW)	MVA	Transferencia
									Comentario
NA05	1ra troncal	600	243	4,3	0,40	10,076	20	- 3,0	Solo con trasladar la SED 1824 se genera sobrecargas y caída de tensión.
SC13	1ra troncal	405	500	8,8	1,23	9,127	526	+ 3,0	No puede recibir carga
	1767S1427T	284	388		1,37				
				13,1			545	0	

Como se puede apreciar en el último cuadro, el mínimo traslado de carga del alimentador NA-05 (SET Ñaña) al SC-13 (SET Santa Clara), originaría sobrecarga en este último, además de una caída de tensión por encima de la tolerancia máxima establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y en el Código Nacional de Electricidad (CNE). Obsérvese también que dicho traslado originaría un incremento de las pérdidas de potencia a casi el doble, respecto de la situación actual, lo cual evidencia un escenario de operación ineficiente y bastante alejado de las pérdidas reconocidas en la regulación para la red de media tensión.

En consecuencia, no es técnicamente factible descargar la SET Ñaña hacia la SET Santa Clara.

Descarga de la SET Ñaña hacia a la SET Chosica

1. Situación Actual

Las SET's Ñaña y Chosica están interconectadas en 10kV mediante los alimentadores NA02 y SR01. A continuación se muestra el resumen de las condiciones de operación de ambos alimentadores:

Alim	Tramo	Cap (A)	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)	FU	DV máx (kV)	Pérdidas (kW)
NA02	1ra troncal	284	146	2,6	0,51	9,825	63
SR01	1ra troncal	405	303	5,4	0,75	9,622	162
	1632S-10113T	189	126		0,67		
				7,9			226

2. Con traslado de carga

Traslado	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)
SED 1388	77	1,4

Alim	Tramo	Cap (A)	MD-Ago23 (A)	MD-Ago23 (MVA)	FU	DV máx (kV)	Pérdidas (kW)	MVA	Transferencia
									Comentario
NA02	1ra troncal	284	65	1,2	0,23	9,972	14	- 1,4	Solo con trasladar la SED 1388 se genera sobrecargas y caída de tensión
SR01	1ra troncal	405	397	7,0	0,98	9,095	378	+ 1,4	No puede recibir carga
	1632S-10113T	189	218		1,15				
				8,2			392	0	

Como se puede apreciar en el último cuadro, el mínimo traslado de carga del alimentador NA-02 (SET Ñaña) al SR-01 (SET Chosica), originaría

sobrecarga en este último, además de una caída de tensión por encima de la tolerancia máxima establecida en la NTCSE y en el CNE. Obsérvese también que dicho traslado originaría un incremento de las pérdidas de potencia en más del 70%, respecto de la situación actual, lo cual evidencia un escenario de operación ineficiente y bastante alejado de las pérdidas reconocidas en la regulación para la red de media tensión.

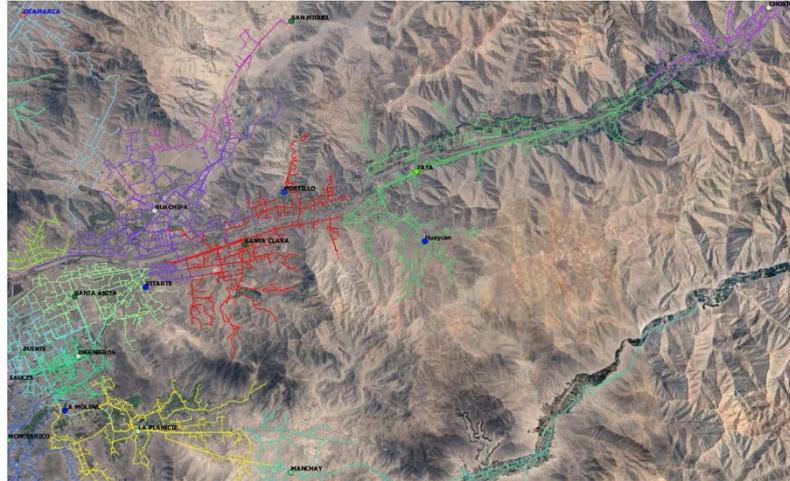
En consecuencia, no es técnicamente factible descargar la SET Ñaña hacia la SET Chosica ni a hacia SET Santa Clara.

Sobre lo particular, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a considerar en la fijación de los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse, para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones, que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

En ese sentido, ambas alternativas planteadas (descargar la SET Ñaña hacia la SET Santa Clara y hacia la SET Chosica) no cumplen con los criterios de calidad, de acuerdo a lo establecido en la Norma Tarifas. En ese sentido, no resulta factible ninguna de las dos alternativas.

- En línea al párrafo anterior, se observa que en la evaluación del proyecto no se considera la totalidad de subestaciones involucradas y colindantes, que bien pueden ampliarse en capacidad y/o ser involucradas en los trasposos de carga a nivel de distribución. Para resolver la problemática identificada (sobrecarga en SET Ñaña), no se considera o descarta soluciones en las SET's Huachipa, San Anita, Puente e Ingenieros (únicamente se hace referencia a la SET Ñaña). Por ejemplo, la SET Santa Anita se puede descargar desde las SET's Puente e Ingenieros y tomar carga desde las SET's Huachipa y Santa Clara, y estas últimas tomar carga desde la SET Ñaña.



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

Respuesta

La red de MT que conforma el área de influencia de la SET Huachipa no colinda con la red de MT de la SET Ñaña, por lo que no puede haber transferencias de carga

desde esta última hacia la primera, por más que Huachipa se descargue. La no factibilidad técnica de descargar la SET Ñaña hacia la SET Santa Clara (así ésta se descargue) ya fue demostrada en el punto anterior.

- LDS debe presentar el análisis eléctrico de redes en media tensión (MT) que sustente la imposibilidad de traspasos de carga entre SET's; evidenciando sobrecargas, caídas de niveles de tensión, pérdidas, entre otros, que no permitan alimentar las demandas existentes y futuras desde las SET's existentes; asimismo, se presente la evaluación (redes MT, SET's, LTs), incluyendo formatos gráficos y archivos fuente (evaluación de las redes MT) de ser el caso.

Respuesta

Ver respuestas a los dos puntos anteriores.

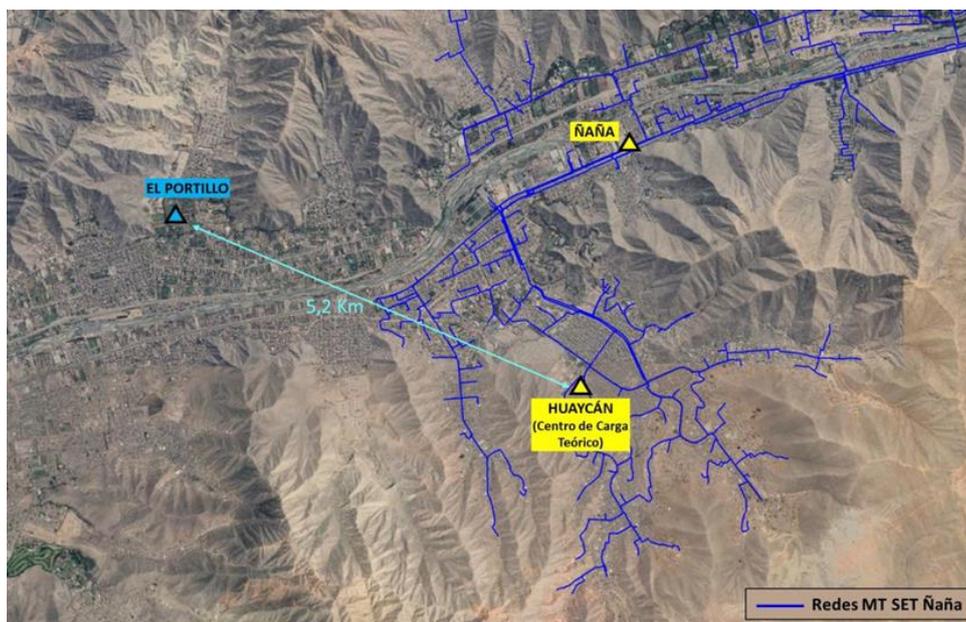
- En relación a utilizar la SET Portillo como centro de distribución, se solicita presentar el sustento que descarta utilizar esta subestación como centro de carga, incluido el análisis eléctrico de las redes MT que sustente la imposibilidad esta alternativa.

Respuesta

En el Anexo N° 1 se incluye un informe donde se sustenta la inconveniencia técnica de utilizar la SET Portillo como transformación AT/MT, que a criterio de Osinergmin podría ser una alternativa a la SET Huaycán. Como se explica en el informe contenido en dicho anexo, la razón principal de la inconveniencia técnica de utilizar la SET Portillo como transformación AT/MT radica en su ubicación, alejado en 5,2 km del centro de carga requerido para descargar la SET Ñaña.

Además, recuérdese que el objetivo de la SET Portillo, aprobada por Osinerghmin en el proceso anterior, fue optimizar la operación de la red de 60 kV de la zona este de Lima, no así que se alimenten de esta SET redes de MT.

En el plano siguiente se muestra las ubicaciones de las SETs Ñaña y Portillo, y del centro de carga requerido para descargar la SET Ñaña. Nótese que la SET Portillo está ubicada prácticamente en un extremo y alejado de las redes de MT de la zona, lo que la descarta como opción para alimentar redes de distribución (lo óptimo es que una SET se ubique aproximadamente en el centro geográfico de la red de MT y cercano al centro de carga que va a alimentar).



Es importante precisar que una nueva subestación debe garantizar el desarrollo eficiente de la distribución, resolviendo los problemas de capacidad y calidad existentes y futuros; sin embargo, considerando el alto potencial de crecimiento de la demanda en la zona de Huaycán, dichos problemas no serían resueltos desde la SET Portillo, ubicado a más de 5 km de distancia.

- En relación a la imposibilidad de ampliación de la SET Ñaña, no se ha descartado la adquisición de terrenos colindantes para atender el crecimiento de la demanda, específicamente en Ñaña; además de considerar su cambio de tecnología (de convencional a GIS) debido a la antigüedad de sus elementos, para contar con espacios para ampliaciones.

Respuesta

Respecto a la adquisición de terrenos colindantes, se ha efectuado una consulta al cliente Grafipapel, propietaria del predio colindante con dos de los lados (frente izquierdo y fondo) del predio que ocupan las instalaciones de la SET Ñaña (el frente principal es vía pública y el frente derecho está ocupada por una urbanización de viviendas unifamiliares). En respuesta a la consulta de Luz del Sur, el cliente Grafipapel nos ha brindado facilidades

para inspeccionar la zona hacia donde podría ampliarse la SET Ñaña, habiéndonos también proporcionado un plano de sus instalaciones, donde además está demarcada el área que actualmente ocupa la SET Ñaña. Como resultado de la inspección y de la información que hemos recibido del citado cliente, se descarta la opción de ampliar la SET Ñaña hacia las instalaciones del cliente Grafipapel, principalmente por las siguientes razones:

- En el límite entre los predios de la SET Ñaña y de Grafipapel, en el lado de este último, existe un canal de agua de regadío actualmente en operación.
- Existen construcciones en el predio del cliente, en el área colindante con la SET Ñaña.

En el **Anexo N° 2** se incluye un informe donde se dan todos los detalles respecto de lo antes expresado.

Con relación al cambio de tecnología de convencional a GIS en la SET Ñaña, se entiende que Osinerghmin está sugiriendo un cambio total de elementos de tecnología convencional por GIS, incluyendo la celda de conexión en 60 kV del cliente Grafipapel, que es de su propiedad. Como es obvio, dicho cliente no va a estar dispuesto a cubrir el importante costo que implica tal cambio, lo cual a su vez hace inviable el reemplazo del resto de los elementos de tecnología convencional, por tecnología GIS.

En ese sentido, ante una negativa del cliente, no existe un instrumento legal que pueda obligarlo a reconfigurar su sistema eléctrico para acceder a la tecnología GIS, como sí lo hay, por ejemplo, en los casos de servidumbre de terrenos, que ante una negativa, se puede acceder a éste a través de un imposición de servidumbre, siempre que el área cumpla con la condiciones técnicas para ello; o en el caso de que un tercero requiera acceder a la red del sistema eléctrico, puede, a través del procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica, obtener un mandato por parte del Osinerghmin que le permita este acceso.

Sugerir el cambio de tecnología a condición de la voluntad de un tercero, del cual no se tiene certeza si aceptará el cambio en su sistema eléctrico, no sólo rebasa las competencias del Osinerghmin sino que trasgrede lo dispuesto en el artículo 2 de la Ley de Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444 6; el mismo que dispone que la autoridad administrativa no puede establecer una condición o carga al administrado de manera discrecional o arbitrariamente; esto sólo puede plantearse cuándo la ley que regule el acto administrativo o el procedimiento especial autorice a la autoridad incluir alguna modalidad de condicionamiento, podrá hacerlo, lo que no ocurre en el presente caso.

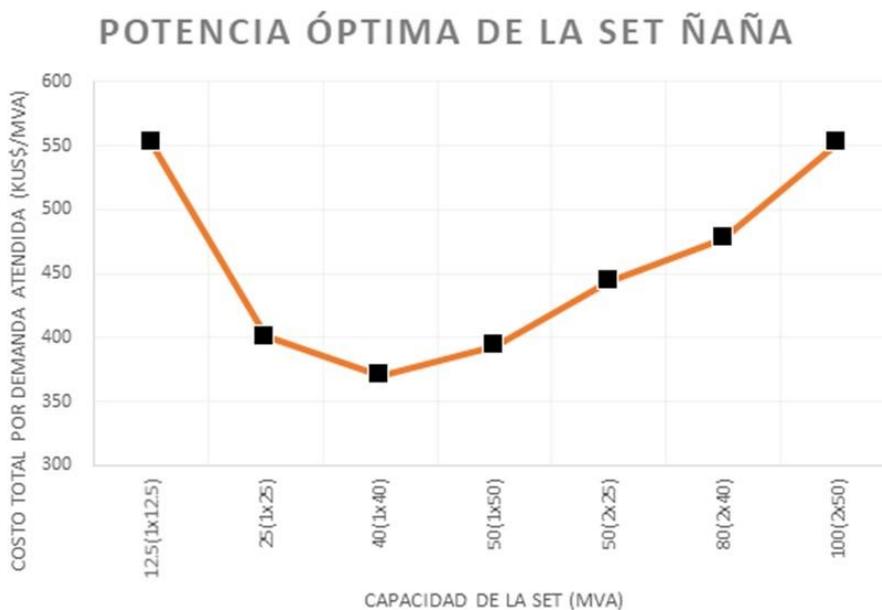
En ese sentido al no existir un procedimiento que obligue a terceros a reconfigurar su sistema eléctrico para acceder a la tecnología GIS y asumir los costos de dichos elementos, Osinerghmin no puede someter el acto administrativo a condición; exigir esta condición en el presente proceso no sólo atenta contra la norma expuesta sino que se ingresa a un ámbito de naturaleza civil, en tanto sólo a través de un acuerdo con el tercero éste podría acceder a efectuar dicho cambio, lo que evidentemente no se puede regular a través del presente procedimiento administrativo; siendo la propuesta de Luz del Sur la más viable técnicamente.

Potencia óptima de la SET Ñaña

Según el numeral V) del literal a) del Artículo 139 del RLCE, “*el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un periodo mínimo de diez (10) años ...*” **(subrayado nuestro).**

Como se sabe, una etapa fundamental dentro del proceso de planificación del sistema de transmisión es la determinación de la potencia óptima o capacidad óptima de las SETs AT/MT. El cálculo de la potencia óptima se realiza sobre la base de lo establecido en los numerales 5.9.3.a y 12.1.8.a de la Norma Tarifas. En ese sentido, en el numeral 12.1.8.e y en el Formato F-201 de la citada Norma se indican los lineamientos para calcular dicha capacidad óptima y la forma de presentar sus resultados, para el caso de zonas urbanas, como lo es el área atendida por la SET Ñaña.

En cumplimiento de lo antes indicado, en el Anexo N° 3 se presenta el cálculo actualizado de la determinación de la potencia óptima de las SETs AT/MT aplicable al caso de la SET Ñaña. Como se detalla en el citado Anexo, la potencia o capacidad óptima resulta 40 MVA. En la siguiente figura se muestra el gráfico resultante de la obtención de la potencia óptima, el cual se ha extraído del antedicho Anexo:



Cabe remarcar que el cálculo anterior fue realizado considerando dos parámetros importantes: (1) la densidad de carga de la SET Ñaña; y, (2) la forma alargada de su área de influencia, dada su ubicación geográfica. El resto de datos, parámetros y premisas se detallan en el Anexo respectivo.

Teniendo en consideración que en la actualidad la SET Ñaña ya tiene una potencia instalada de 40 MVA (un transformador de 40 MVA); es decir, que su capacidad es la óptima, no procede ningún incremento de dicha

capacidad instalada, como sugiere Osinergmin, mediante aplicación de medidas como adquisición de terrenos colindantes; o, considerar su cambio de tecnología (de convencional a GIS).

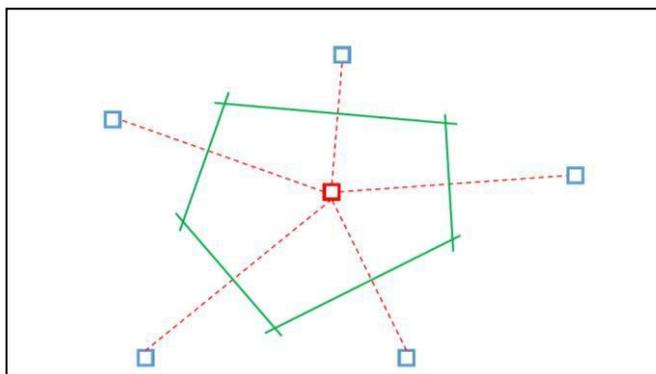
- LDS manifiesta que las áreas de influencia reales de las SET's prácticamente coinciden con las áreas teóricas, por lo que se está operando en condiciones de eficiencia. Al respecto, no se ha presentado sustento que demuestre que las redes MT están operando en condiciones de eficiencia o que tomar carga de otras subestaciones afecte realmente esta eficiencia. A manera de ejemplo, se observa que las subestaciones que opera LDS tienen un alcance de alimentadores entre 3 y 10 km. En ese sentido, LDS debe evidenciar las condiciones de eficiencia antes mencionadas que le impiden traspasos de carga entre las subestaciones involucradas en el presente caso, con un análisis de las redes MT.

Entre otros, LDS debe sustentar y demostrar que la zona de Huaycán contiene aproximadamente el 50% de la carga de la SET Ñaña, tal como lo afirma en su ESTUDIO.

Respuesta

Respecto a la operación de las redes de MT en condiciones de eficiencia, existe bastante literatura técnica sobre el particular. El principio en que se basa dicha literatura, parte de la premisa de que "cualquier carga debe ser alimentada desde el punto de suministro más cercano". En esta oportunidad hemos revisado y extraído dos informes:

- (1) *"Optimal weighted voronoi diagram method of distribution network planning considering city planning coordination factors," 2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI), Hangzhou, China, 2017, pp. 335-340, doi: 10.1109/ICSAI.2017.8248314.* (Y. Chen, S. Wang, J. Yu, W. Li, X. Shi and W. Yang), en la cual la teoría empleada para determinar la ubicación de las nuevas Subestaciones de Transmisión y su área de atención o influencia respectiva, se basa en la aplicación de los diagramas de Voronoi (regla de la bisectriz perpendicular). Según este informe, la aplicación de esta metodología está orientada a optimizar las inversiones y las pérdidas de las redes de distribución asociadas a una determinada SET.



Fuente: Y. Chen, et al., "Optimal weighted voronoi diagram method of distribution network planning considering city planning coordination factors," 2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI).

(2) "Optimized Electric Power Substation Location Using P-Medians and Voronoi Diagrams"

Heitor S. Lopes, Geraldo Cezar Corrêa, Lauro César Galvão, Luiz Fernando Nunes (2005).

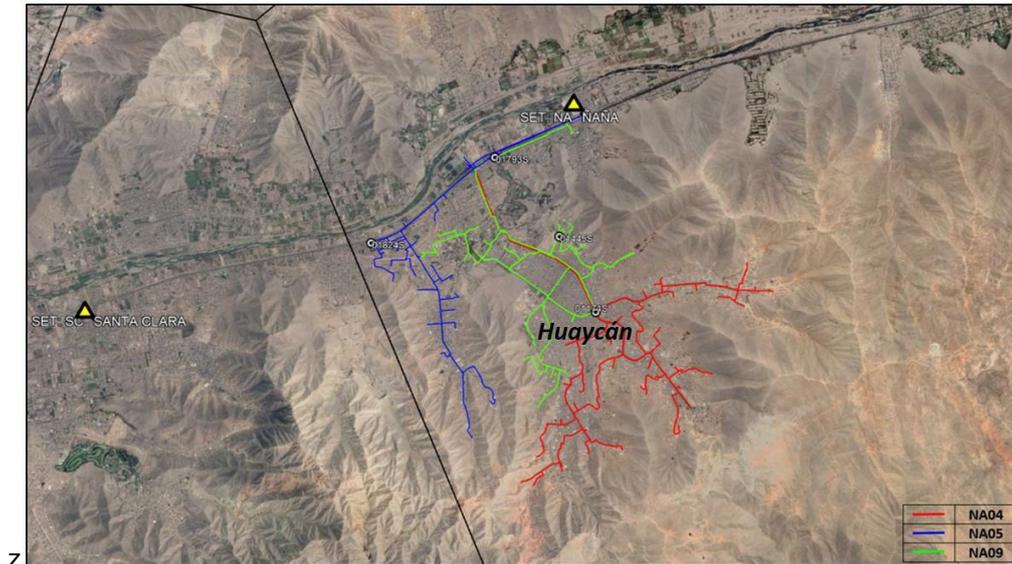
El objetivo principal de este trabajo es satisfacer la demanda con el mínimo costo de transporte, definido por la suma del producto de las cargas por su distancia a la subestación de servicio. Este costo está optimizado para todas las subestaciones en el área, básicamente mediante la asignación de cargas a las subestaciones. Antes de esta asignación, es necesario ubicar las subestaciones de tal manera que las asignaciones futuras de carga produzcan el costo mínimo.

Por tanto, planificar la ampliación de la red de distribución eléctrica es una tarea bastante compleja. Problema de optimización del mundo real. Este trabajo tiene como objetivo desarrollar un método utilizando p-medias y diagramas de Voronoi para ayudar a los ingenieros a encontrar soluciones optimizadas. Un plan optimizado para reducir las inversiones, satisfacer la demanda y mantener una calidad satisfactoria de los servicios.

Para el caso de las SETs de Luz del Sur, tanto sus ubicaciones como sus áreas de atención teóricas se determinan precisamente aplicando los diagramas de Voronoi. Por otro lado, teniendo en cuenta que las áreas de influencia reales prácticamente coinciden con las áreas teóricas, se puede afirmar con certeza que las redes MT están operando en condiciones de eficiencia.

Cabe mencionar que, por razones de confiabilidad y para cumplir con las tolerancias referidas a la calidad del suministro establecidas en la NTCSE, se suelen instalar enlaces de interconexión entre las redes de MT de SETs colindantes, que operan normalmente abiertos en uno de sus extremos. Sin embargo, las transferencias de carga empleando dichos enlaces de interconexión deben ser temporales, y sólo cuando se producen fallas o requerimientos de mantenimientos programados; pero luego de terminar el o los eventos que han originado tales transferencias, se debe regresar al estado original. De lo contrario, no serán uniformes los niveles de carga y caídas de tensión en las redes de MT; además, se incrementarán las pérdidas en dichas redes, tal como se mostró en la respuesta al primer punto de la presente observación; dando todo ello como resultado una operación ineficiente de la red de distribución.

Respecto a que la carga de la futura SET Huaycán representaría el 50% de la carga de la SET Ñaña, se tiene que actualmente la zona de Huaycán es atendida por los alimentadores NA04, NA05 y NA09, tal como se ilustra en el siguiente plano:



Las demandas de los referidos alimentadores se muestran en el siguiente cuadro, sumando un total de 20,2 MVA (máxima demanda no coincidente):

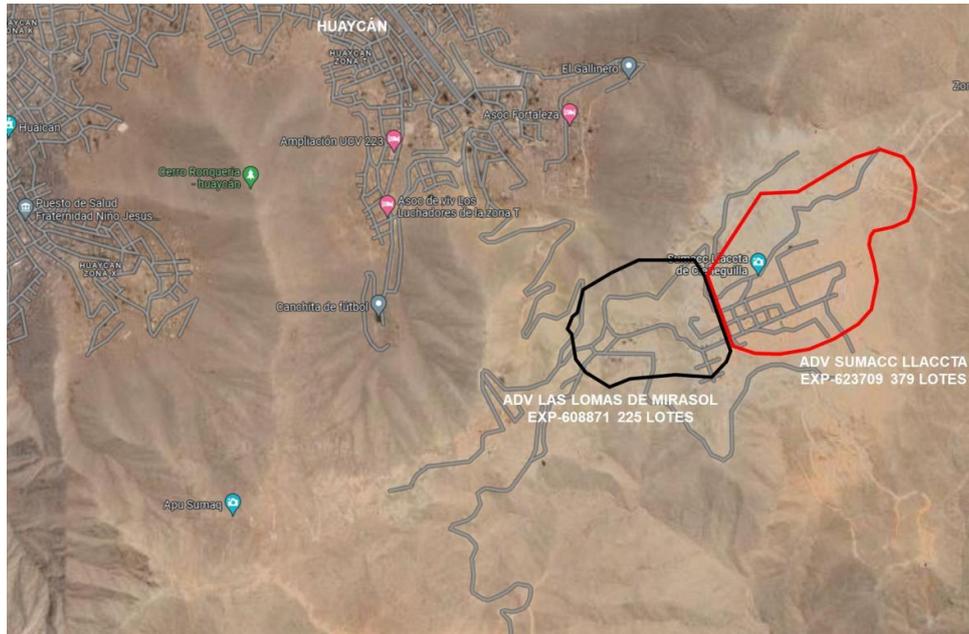
Alimentador	Cantidad Clientes	Máx. Demanda (MVA)
NA04	16.371	6,2
NA05	6.763	6,9
NA09	11.392	7,1

Teniendo en cuenta que la demanda total de la SET Ñaña es de 40 MVA, resulta claro que la demanda de la zona de Huaycán (que Luz del Sur plantea sea asumida por la nueva SET propuesta con el mismo nombre) representa un 50% de la demanda total de la SET Ñaña.

- LDS muestra las localidades existentes y en crecimiento, esta información deberá estar acompañada de la información sustentatoria correspondiente, mapa de densidad de carga, factibilidades de suministro, entre otros.

Respuesta

Actualmente, , dos Asociaciones de Viviendas han solicitado electrificación a Luz del Sur: Las Lomas de Mirasol y Sumacc Llaccta. En el plano siguiente se muestra sus ubicaciones y datos principales (N° de expediente y cantidad de lotes):



En el **Anexo N° 4** se incluye información adicional sobre ambas asociaciones.

Asimismo, en la zona, existen otras Asociaciones o Asentamientos Humanos que aún no cuentan con un expediente de electrificación pero que se encuentran habitando en la zona, ya que es una zona en expansión.

Por lo expuesto, si bien las zonas habitadas aún no cuentan con documentación, es esperable que pronto se organicen y soliciten el correspondiente plano de lotización y constancias de posesión con la finalidad de solicitar la electrificación conforme al artículo 85° de la Ley de Concesiones eléctricas, lo cual se traducirá en el corto plazo en un aumento de la demanda en la zona al tratarse de un servicio esencial.

Si bien, no se cuenta con los documentos que acrediten la expansión se debe considerar que en la práctica la zona se encuentra en crecimiento, lo cual es completamente comprobable por lo que en aplicación del principio de veracidad, se debe considerar todos los medios probatorios presentados por Luz del Sur a fin de acreditar la potencial existencia de nuevas cargas reguladas en el corto plazo.

- En cuanto a la propuesta de la nueva SET Huaycán y LT en 60 kV, se observa que: (1) No se ha evaluado rutas de línea, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea. Se identifican vías colindantes (24 de Setiembre, Principal, Andrés Avelino Cáceres, entre otras) donde no se ha descartado una línea área en 60 kV y otras donde hay redes MT que pueden ser soterradas o pasarse a autoportante y/o redes de alumbrado público que puede ser reubicadas, para prevalecer el criterio técnico económico; (2) Para la demanda prevista no se sustenta el planteamiento de doble terna en la propuesta de línea y doble barra en la propuesta de SET; (3) Se observa que el planteamiento de la ubicación de la nueva SET está en el centro de Huaycán, por lo que se solicita evaluar la ubicación orientada a las ampliaciones de la demanda, a fin de evitar futuras subestaciones adicionales dentro de la zona solo por problemas del

área de influencia teórico. Con ello, se solicita evaluar la posibilidad de conexión en 60 kV desde la SET Manchay con tramos aéreos (debido a un trayecto menos urbanizado). Cabe precisar que, las áreas de influencia de SET Manchay y SET Huaycán están separadas aproximadamente entre 5 a 6 km, por lo cual resulta una alternativa viable a evaluar la conexión desde Manchay.

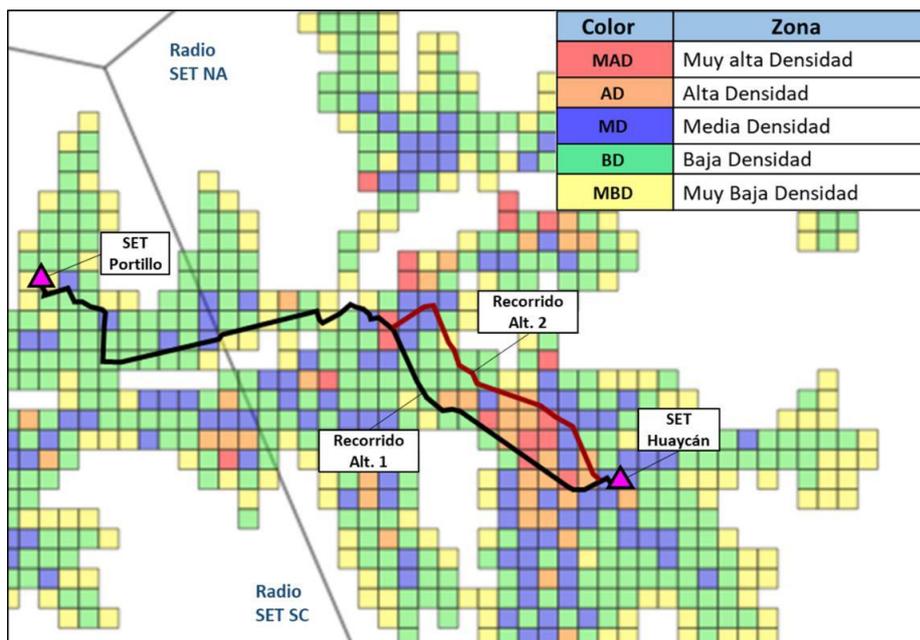
Por lo tanto, LDS debe sustentar el proyecto SET Huaycan considerando lo mencionado anteriormente.

Respuesta

(1) Evaluación de rutas de la LT de 60 kV y restricciones

Se han evaluado dos alternativas de ruta para la línea de 60 kV Portillo – Huaycán: (i) la que consideró Luz del Sur en su propuesta inicial; y, (ii) la ruta sugerida por Osinerghmin como parte de sus observaciones. En el Anexo N° 5 se presenta un informe detallado conteniendo el respectivo estudio de rutas y mostrando el recorrido de ambas alternativas con tomas fotográficas, señalando las restricciones que existen en los dos casos para la construcción de líneas aéreas de 60 kV: existencia de redes aéreas de MT, unidades de alumbrado público, árboles, carteles, etc.

Respecto al planteamiento de Osinerghmin de que las redes de MT pueden ser soterradas o pasarse a autoportante con el fin de permitir la construcción de la línea aérea de 60 kV, cabe precisar que las redes de MT de la zona han sido construidas en su momento en base a la señal económica de eficiencia provenientes de la regulación de distribución del Valor Agregado de Distribución (VAD), en cuyos Términos de Referencia (TdR) se precisa que únicamente en las zonas de Muy Alta Densidad (MAD) las redes de MT deben ser subterráneas; en el resto de zonas (Alta Densidad (AD), Media Densidad (MD), Baja Densidad (BD) y Muy Baja Densidad (MBD)) las redes de MT deben ser aéreas. En el siguiente plano se muestra la zona que abarca el recorrido de las líneas proyectadas de 60 kV Portillo – Huaycán y las cuadrículas de densidad consideradas en el último estudio del VAD:



Como se puede apreciar en el plano anterior, prácticamente en ninguna de las dos alternativas el recorrido pasa por zonas de MAD. Esto obviamente será más notorio si se consideran los mapas de densidad de fijaciones tarifarias anteriores (precisamente cuando se construyeron las redes de MT materia de discusión), dado que las cargas (y consecuentemente las densidades) eran menores.

Respecto de lo señalado, Osinerghmin no considera que de acuerdo al inciso V) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y al numeral 1.1 del artículo 1 de la Norma Tarifas, el Plan de Inversiones comprende el conjunto de proyectos de instalaciones de transmisión, por lo tanto, no resulta viable que dentro del presente proceso de evaluación de instalaciones de transmisión se considere como una alternativa proyectos asociados a la red de distribución eléctrica.

Cabe señalarse que de acuerdo al numeral 12.1.1 de la Norma Tarifas, 12.1.1. los únicos proyectos que Osinerghmin puede aprobar en el Plan de Inversiones consideran tensiones de muy alta tensión, alta tensión y excepcionalmente media tensión únicamente para las celdas de los alimentadores. Considerando ello, es evidente que no puede considerarse como una alternativa el soterramiento de las redes de distribución por ser estas de media tensión.

Por otra parte, se debe tener presente que estamos ante la presencia de dos modelos regulatorios distintos:

1. Por un lado, en el esquema regulatorio de la actividad de transmisión eléctrica, Osinerghmin aprueba un Plan de Inversiones que determina qué instalaciones y/o proyectos se van a implementar, a diferencia de lo que ocurre en el caso de la distribución eléctrica donde, en principio, la programación de las obras para la implementación de sus instalaciones no requiere de la aprobación por parte de Osinerghmin y depende de las mismas Distribuidoras, salvo en el caso de las Distribuidoras bajo el ámbito del FONAFE, que resulta el único caso en donde se exige

- presentar un Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE) en virtud del Decreto Legislativo N° 120878.
2. Asimismo, en lo que respecta a los costos de inversión, operación y mantenimiento en transmisión estos determinados para cada proyecto que se apruebe en el Plan de Inversiones y los cuales son fijados por única vez en la puesta en servicio de la obra, mientras que para la distribución estos costos no dependen de un proyecto en particular, sino que corresponde a toda la red de distribución de la empresa modelo eficiente.
 3. En cuanto a la retribución de la inversión, en transmisión esta se efectúa por proyecto a través del Costo Medio Anual el cual se fija por única vez por un periodo de 30 años, a diferencia de lo que ocurre en distribución en donde se reconocen los costos asociados a la red de distribución de una empresa hipotética y es fijado cada 4 años con el Valor Agregado de Distribución (VAD).

En efecto, el Osinerghmin en el Informe N° 042-2022-GRT, que contiene el análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú contra la Resolución Osinerghmin N° 240-2021-OS/CD que aprobó los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), reconoció que "(...) los criterios de la regulación de la transmisión eléctrica no son aplicables a la actividad de distribución eléctrica debido a que corresponde a un modelo regulatorio distinto."

Sin perjuicio de lo anterior, cabe hacer hincapié en que las redes de MT de la zona han sido construidas en su momento en base a la señal económica de eficiencia provenientes de la regulación de distribución del Valor Agregado de Distribución (VAD), en cuyos Términos de Referencia (TdR) se precisa que únicamente en las zonas de Muy Alta Densidad (MAD) las redes de MT deben ser subterráneas; en el resto de zonas (Alta Densidad (AD), Media Densidad (MD), Baja Densidad (BD) y Muy Baja Densidad (MBD)) las redes de MT deben ser aéreas.

De este modo, el planteamiento de Osinerghmin consistente en soterrar las redes aéreas de MT, implicaría los siguientes perjuicios económicos para LDS:

1. LDS se vería obligada a construir redes subterráneas de MT en zonas donde tarifariamente se reconocen redes aéreas. Es decir, de la inversión que se realizaría sólo se reconocería una fracción (aprox. El 20%).
2. LDS perdería la inversión que efectuó en su momento al construir las redes aéreas, alterándose con ello los ingresos esperados por el VAD los cuales ya habían sido fijados para el periodo regulatorio del 2022- 2026.
3. Además, LDS tendría que efectuar una inversión adicional para retirar la red aérea de MT que sería reemplazada por la red subterránea.

En consecuencia, consideramos que no procede tal planteamiento de Osinerghmin, por tratarse claramente de un caso de expropiación regulatoria. En términos del Tribunal Constitucional en la sentencia recaída en el expediente N° 00239-2010-PA/TC, una expropiación regulatoria sucede cuando la *"Administración Pública a través de una*

sobrerregulación priva (total o parcialmente) al propietario de un bien de uno o todos los atributos del derecho de propiedad (ya sea del uso, del disfrute o de la disposición)". En el presente caso, se está privado a LDS a beneficiarse de las inversiones realizadas sobre las redes aéreas, obligándolo a retirarlas asumiendo a costos que no son reconocidos en la tarifa eléctrica.

La respuesta al planteamiento de Osinerghmin de reubicar las redes de alumbrado público (AP) con el fin de permitir la construcción de la línea aérea de 60 kV, es análogo al del soterramiento de las redes de MT. En este caso cabe precisar que las redes de AP de la zona han sido construidas en su momento también en base a la señal económica de eficiencia provenientes de la regulación de distribución del Valor Agregado de Distribución (VAD). A modo referencial les informamos que en la última fijación del VAD, para el AP sólo se simuló el reemplazo de todas las lámparas, por las de tecnología LED, manteniéndose el número (y consecuentemente sus ubicaciones) y tipos de postes y pastorales.

En base a todo lo antes expresado y al estudio de rutas de las dos alternativas contenido en el Anexo antes mencionado, se concluye que en las dos alternativas contempladas, las líneas de 60 kV deben ser íntegramente subterráneas.

En base a todo lo antes expresado y al estudio de rutas de las dos alternativas contenido en el Anexo antes mencionado, se concluye que, en las dos alternativas contempladas, las líneas de 60 kV deben ser íntegramente subterráneas.

(2) Evaluación de doble terna para la línea de 60 kV Portillo – Huaycán y doble barra de 60 kV en la SET Huaycán

Doble terna.

En relación a este punto, en el numeral 12.3.3 de la Norma Tarifas se indica que *“Para las demás instalaciones no se consideran redundancias, salvo en los casos que existan razones de calidad y confiabilidad debidamente sustentadas”.*

Según el cuadro mostrado en la respuesta al sexto punto de la presente observación, la SET Huaycán alimentaría inicialmente a un total de 34 526 clientes, que es una cantidad relativamente alta. Debido a esto, se ha calculado los índices SAIFI y SAIDI, y la energía no suministrada (ENS), considerando para la línea de 60 kV Portillo – Huaycán dos alternativas: una y dos ternas. En el cuadro siguiente se muestra comparativamente los respectivos resultados:

ALTERNATIVA	SAIDI	SAIFI	ENS (MWh/año)
Con Simple Terna (ST)	19,202	0,267	202,1
Con Doble Terna (DT)	0	0	0

El correspondiente archivo de cálculo, incluyendo los datos considerados, se incluye en el **Anexo N° 6**.

Como se puede ver en el cuadro anterior, existe una gran diferencia entre los índices obtenidos para ambas alternativas. Por tal razón, LDS recomienda optar por la alternativa con doble terna.

Doble barra.

En el **Anexo N° 7** se presenta el análisis de la configuración óptima de barras de SETs, donde se concluye que la configuración doble barra resulta ser de menor costo y más confiable que el sistema de simple barra.

A continuación, se describen las ventajas técnicas y de rápida atención que representa el sistema doble barra versus el sistema de simple barra, en el arreglo típico aplicado a subestaciones de 60 kV encapsuladas en gas (GIS), tal como está propuesto para la SET Huaycán,

En la configuración simple barra, como la mostrada en el plano "E-1-5095 SET GIS 60 kV simple barra" siguiente (ver también el anexo antes indicado), la celda GIS se compone de elementos o compartimentos, donde cada uno de éstos contiene gas SF₆ que está aislado uno de la otro por pasatapas de estanco de gas.

Como se aprecia en la siguiente figura, el compartimento del seccionador de barras incluye un tramo de la barra principal, tal como se aprecia en el referido plano, por lo que, cuando ocurre una falla en el compartimento del seccionador de barra de la bahía GIS, ésta también comprometerá a la barra principal, es decir, se afectará el sector de la barra principal que une a las celdas GIS, quedando fuera de servicio toda la subestación.

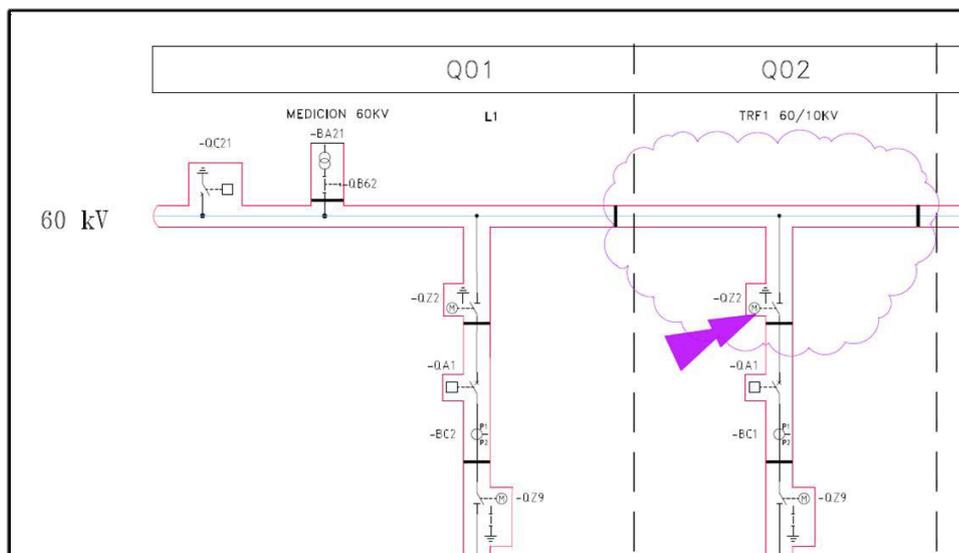


Figura: Configuración simple barra

Adicionalmente, para este caso se debe considerar que los trabajos para la reparación, cambio y reposición del servicio presentan las siguientes limitaciones:

- Los trabajos de reparación y/o cambio de compartimento del seccionador de barras se lleva a cabo con personal especializado y extranjero.
- Los equipos o compartimentos de las GIS no se cuentan en stock en almacenes, por lo que deben ser suministrados por el mismo proveedor de la GIS.
- Los tiempos para la intervención en el compartimento del seccionador de barras GIS, incluyen primero el retiro y luego el relleno del gas SF6, las pruebas al equipo y al sistema de barras principal.

En cambio, para el caso de un sistema encapsulado GIS de doble barra, el compartimento del seccionador de barras también incluye un tramo del sistema de barra principal, pero a diferencia de la celda GIS de simple barra, este sistema tiene dos seccionadores de barra y dos compartimentos independientes, tal como se aprecia en el siguiente plano E-1-5094 SET GIS 60 kV doble barra, lo que permite que en el caso de quedar una ellas indisputa, la otra podrá suplirla.

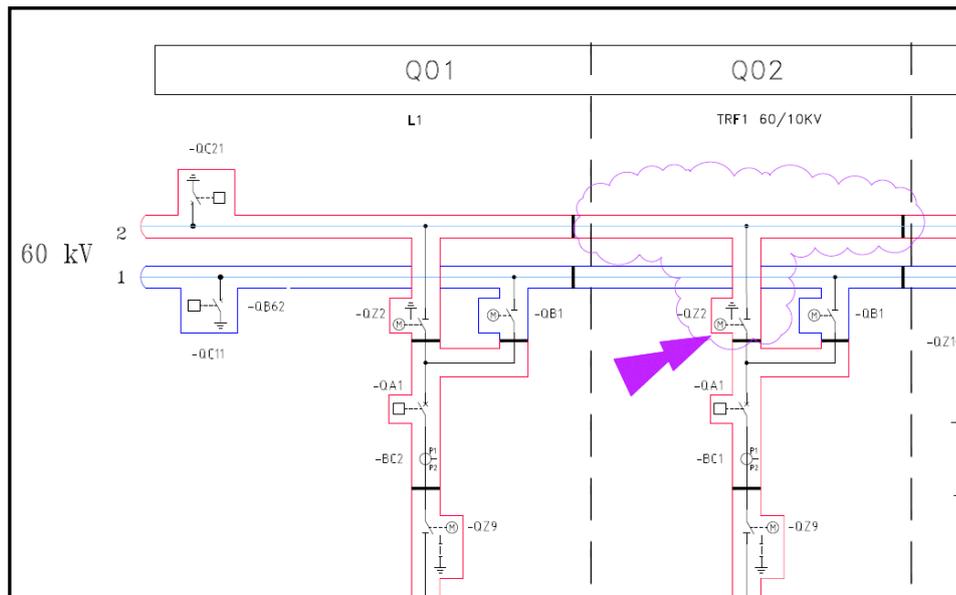


Figura: Configuración doble barra

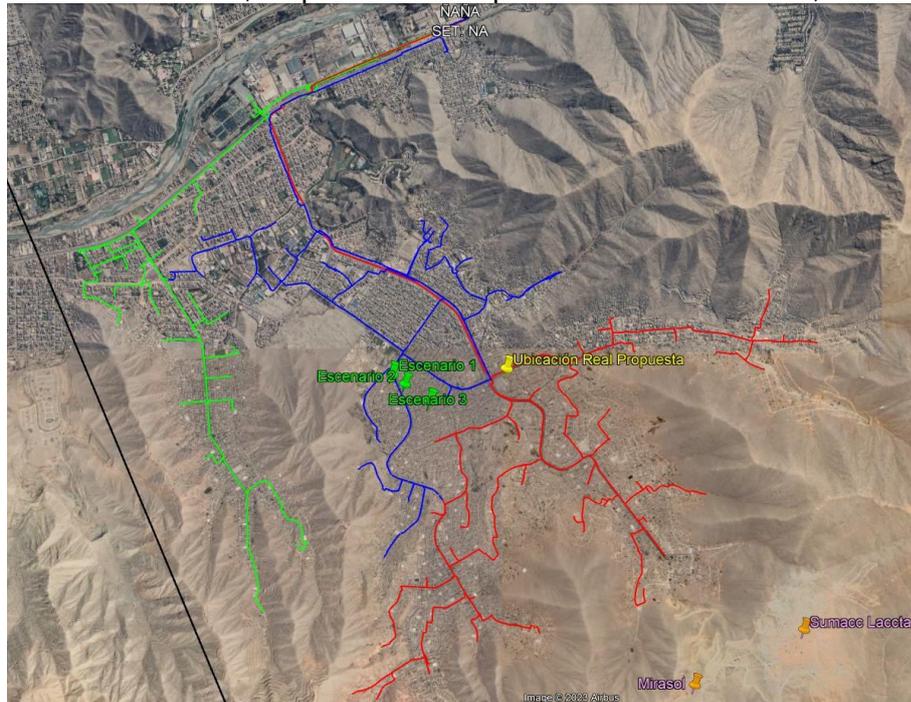
(3) Posible reubicación de la SET Huaycán y evaluación de conexión en 60 kV desde la SET Manchay

Posible reubicación de la SET Huaycán.

En atención a lo requerido por Osinerghmin, en el plano siguiente se muestra la ubicación teórica del centro de carga para la SET Huaycán, considerando los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Ubicación teórica considerada en la propuesta inicial.
- Escenario 2: Ubicación teórica considerando los dos Asentamientos Humanos indicados en la respuesta al punto 7 de la presente observación. Para este escenario se ha asumido que cada lote tendrá una demanda de 1 kW (0,6 MW en total, teniendo en cuenta que entre los dos Asentamientos suman 600 lotes).

- Escenario 3: Ubicación considerando 1 400 lotes adicionales respecto al escenario 2, lo que equivaldría a considerar casi cinco Asentamientos Humanos adicionales, cada uno equivalente al promedio entre los dos que al presente han solicitado electrificación, lo que a su vez representaría un total de 2,0 MW.



En dicho plano también se indica la ubicación del terreno que se adquiriría para la SET Huaycán (ubicación real propuesta).

Como se puede apreciar en el plano, la ubicación teórica del centro de carga se va a acercando más a la ubicación real propuesta, a medida que se incrementa la carga proyectada considerada en cada escenario, siendo que, la ubicación teórica del escenario 3 está más cerca que la del escenario 2 y aún más cerca que la del escenario 1.

En este sentido, consideramos que el escenario 3 cubre con bastante margen la observación formulada por Osinerghmin, para el corto y mediano plazo; y que, desde el punto de vista de la ubicación del centro de carga teórico, cualquier incremento posterior de la carga en la zona de ampliación será compensada por el crecimiento de la carga de la zona actualmente electrificada.

En base a todo lo antes expresado, se concluye en que no es necesario re- evaluar la ubicación de la SET Manchay orientada a las ampliaciones geográficas de la demanda.

Evaluación de conexión en 60 kV de la SET Huaycán desde la SET Manchay

En el siguiente plano se muestra el recorrido de la línea propuesta por Osinerghmin; es decir, considerando la alimentación en 60 kV a la SET Huaycán desde la SET Manchay.



En el Anexo N° 5, que contiene el estudio de rutas de la línea propuesta Portillo– Huaycán, se ha incluido también la información y sustento del recorrido de la línea Manchay – Huaycán.

Finalmente, en base a todo lo antes expuesto y sustentado, y considerando las propuestas de LDS y Osinergmin, para determinar la alternativa más conveniente de alimentación en 60 kV para la SET Huaycán, se han evaluado las siguientes tres alternativas:

- Alternativa N° 1: Desde la SET Portillo, mediante una línea subterránea de doble circuito, considerando la ruta planteada por LDS en su propuesta inicial.
- Alternativa N° 2: Desde la SET Portillo, mediante una línea subterránea de doble circuito, considerando la ruta sugerida por Osinergmin.
- Alternativa N° 3: Desde la SET Manchay, mediante una línea mixta (aérea y subterránea, donde sea aplicable uno u otro) de doble circuito, en atención a lo propuesto por Osinergmin.

En el cuadro siguiente se muestra los resultados finales de la comparación de alternativas:

Nombre	Descripción Alternativa	Costos de Inversión					Costos de Explotación		Costo Total MM US\$
		Transmisión		Transformación		Total Inversión	OYM	PÉRD	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alt01	SET Huaycan, Portillo - Huaycán Subterráneo 7.62km	0.0	21.3	0.0	3.5	24.8	4.3	3.4	32.6
Alt02	SET Huaycan, Portillo - Huaycán Subterráneo 7.87km	0.0	21.9	0.0	3.5	25.4	4.4	3.4	33.3
Alt03	SET Huaycan, Manchay - Huaycán Subterráneo 7.97km Aéreo 10.96km	0.0	24.7	0.0	3.5	28.2	4.9	4.1	37.1
Alternativa Seleccionada : Alt01									32.6

Conclusión: La mejor alternativa técnico-económica para alimentar en 60 kV la SET Huaycán, es la N° 1; es decir, desde la SET Portillo, con una línea subterránea de doble circuito.

Adicionalmente, se tiene que tener en consideración la incertidumbre existente al proponer el recorrido de la línea por zonas de cerros donde

existen propietarios que tienen que tener la disponibilidad de vender sus propiedades para hacer factible el paso de la línea, asimismo incertidumbre sobre el precio al que estarán dispuestos a negociar.

- Dentro de los sustentos, se solicita enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, sustentado las soluciones descartadas en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Ñaña, Huachipa, San Anita, Puente e Ingenieros), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En adición a lo expresado y mostrado en las respuestas a cada punto contenido en la presente observación, en el Anexo N° 8 se está incluyendo la información complementaria y sustentatoria que consideramos necesaria para que Osinerghmin pueda efectuar los análisis que considere conveniente.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, es importante resaltar que LDS no ha demostrado que se incumpla alguna norma en algunos escenarios de traslados de carga; por ejemplo, en el escenario de (i) traslados de carga de SET Santa Clara a SET Huachipa y traslados de carga de SET Ñaña a SET Santa Clara; y (ii) traslados de carga de la SET Ñaña a la SET Portillo (habiendo implementado MT en esta SET). Considerando también la alimentación en 22,9 kV en la SET Ñaña.

En relación a la factibilidad de utilizar la SET Portillo como centro de carga, primero es importante precisar que en ningún proceso anterior o cualquier antecedente se descartó de parte del Osinerghmin utilizar la SET Portillo como centro de distribución, por el contrario, cuando se aprobó dicha subestación, se recomendó a Conelsur que debía prever un espacio independiente para el uso futuro de transformadores de potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, si se puede evidenciar con la información alcanzada por LDS, que la SET Portillo no sería una alternativa de solución integral a mediano-largo plazo para la solución de la sobrecarga de la SET Ñaña y toma de carga de Huaycán. Sin embargo, utilizar la SET Portillo no queda descartada y será evaluado en su debido momento.

Sin embargo, es coherente que estos traslados serían una solución de corto plazo, debido a que el crecimiento de la demanda se encuentra en la zona de Huaycán, crecimiento que se aleja de la SET Ñaña y más distante aún de las SET Santa Clara y SET Portillo.

Respecto a la posibilidad de ampliación de la SET Ñaña, los argumentos de descarte de la empresa se basan únicamente en el espacio y la no factibilidad de renovación de la celda de 60 kV de un cliente privado, si bien la negativa no ha sido confirmada (se entendería que el tercero daría facilidades), aún con la oposición del tercero involucrado no puede descartarse tajantemente una mejora al sistema eléctrico de la zona

pudiéndose, en el peor de los casos, dejar la celda del cliente sin modificar y reconocer las adecuaciones e instalaciones requeridas solo utilizando el espacio colindante inferior a la futura zona de 23 kV, planteada por LDS. En ese sentido, se considera que no se ha descartado una reconfiguración de la SET Ñaña.

Finalmente, en función a lo antes descrito, y de acuerdo a la capacidad de transmisión de las líneas que alimentan la SET Ñaña y su ubicación geográfica, debe buscarse la factibilidad técnica para poder hacer uso de una potencia mayor a los 40 MVA que tiene instalados.

En relación a las alternativas de conexión en 60 kV se describe lo siguiente: En primer lugar, sobre las alternativas de ruta de línea en 60 kV, es importante precisar que la recomendación y evaluación solicitada esta formulada en función al criterio de eficiencia económica, si bien involucra dos regulaciones independientes (subtransmisión y distribución) como bien señala LDS, no se puede perder de vista la evaluación integral de cada instalación aprobada en el plan de inversiones.

Sobre el particular, según la descripción y sustento planteada por LDS, no sería posible desde el punto de vista de retribución económica, soterrar redes de distribución (MT, BT y/o AP) para que prevalezca la instalación de transmisión que naturalmente es más costosa. Al respecto, en la distribución, si bien se tiene un reconocimiento de un tipo red (aérea o subterránea) por zona de densidad, este tipo de red puede o no estar realmente instalada; existen varios casos donde teóricamente se debe tener redes subterráneas pero se tienen de tipo área; asimismo, con la antigüedad de instalaciones, para la regulación de la distribución, en cada proceso tarifario las redes reconocidas son evaluada bajo el Valor Nuevo de Reemplazo, es decir como si se renovarían cada 30 años, acción que no necesariamente es la que refleja la realidad, en ese sentido, no es del todo exacto los prejuicios económicos a los cuales estaría sometido LDS.

No se considera una doble terna debido a que, en el horizonte de 10 años, la demanda en la nueva SET Huaycán no sobrepasa los 30 MW, por lo que no amerita considerar redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS. Ahora, respecto al sustento de la comparación de alternativas utilizando los índices SAIDI y SAIFI, estos no son criterios que la NORMA TARIFAS establece para considerar una redundancia por criterio N-1.

Por otro lado, si bien LDS presentó sustento para la implementación de doble barra, se observa que dicho sustento no es específico sobre el caso de la SET Huaycán, correspondiendo solo a unos criterios y análisis de carácter general, por lo que, se considera que no se ha presentado el sustento para considerar una configuración de doble barra en la SET Huaycán, la cual sería una de las colas del sistema incluso más allá del horizonte de 10 años. Considerando además que, las celdas GIS tienen una menor probabilidad de falla y menor acciones de mantenimiento que otra tecnología, por lo que considerar una simple barra debería ser suficiente.

Respecto al módulo de Tunel Liner, esto fue incluido en la BDME para no afectar vías que tienen características de ser de alto tránsito y no para cruce de ríos, como lo propone LDS.

Con respecto al Tunel Liner para el cruce de la carretera Central (Av. Nicolás Ayllón), deberá sustentarse durante el proceso de “Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” (Liquidación Anual SCT-SST).

Respecto al módulo de fibra óptica, si bien la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), ha desarrollado los módulos de fibra óptica, esto no significa que su incorporación en la valorización de líneas de transmisión sea automática, sino en función al proceso de reconocimiento y valorización tarifaria.

En el presente informe se analiza el caso de la nueva STE Huaycán y su conexión (ver numeral 6.2.3).

Conclusión

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

39. Sobre la “SET Vitarte 60/22.9/10 kV y Derivación LT 60 kV” para el año 2026

- LDS debe sustentar que no existe solución en la red de distribución y así proceder con las alternativas de solución en transmisión considerando el sistema de forma integral.

Respuesta

La red de distribución alimentada desde las subestaciones AT/MT se encuentra operando dentro de su área de influencia teórica, lo cual asegura una operación en condiciones de eficiencia. Sólo en casos de contingencias (emergencias) o por requerimiento de mantenimiento programado, y por cortos periodos de tiempo, se atienden cargas que se ubican en el área de influencia de subestaciones colindantes, situación que tiene carácter temporal y no permanente. Este criterio nos permite cumplir con el objetivo de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

En el siguiente análisis se demuestra que, con la propuesta de Osinergmin, de operar redes fuera de su área de influencia de una SET, se afecta la calidad de servicio, ya que las pérdidas en las redes MT se incrementarían, y en algunos casos se incumplirían niveles máximos de cargabilidad de los alimentadores de MT.

Al respecto, se revisó la posibilidad de descargar las SETs Huachipa y Santa Clara hacia las SETs colindantes, obteniendo los siguientes resultados:

Descarga de la SET Huachipa:

El área de influencia de la SET Huachipa, colinda con las áreas de influencia de las SETs Santa Clara, San Miguel y Santa Anita. A continuación, se muestra los resultados de la evaluación de los traslados de carga a través las redes de MT para descargar la SET Huachipa, como posible alternativa a la puesta en servicio de la SET Vitarte, o a la postergación de ésta.

En el siguiente cuadro se muestra los resultados de la evaluación:

De	A	Alimentadores	Traslado MVA	FU receptor	Caída V	Incremento de pérdidas (kW)	Observaciones
SET HP	SET SC	HP22 a SC20	5,5	0,65	No	71	Fuera de área de influencia
SET HP	SET MI	HP21 a MI42	1,2	0,61	No	7	Fuera de área de influencia
SET HP	SET ST	HP23 a ST21	5,5	1,26	No	199	Fuera de área de influencia

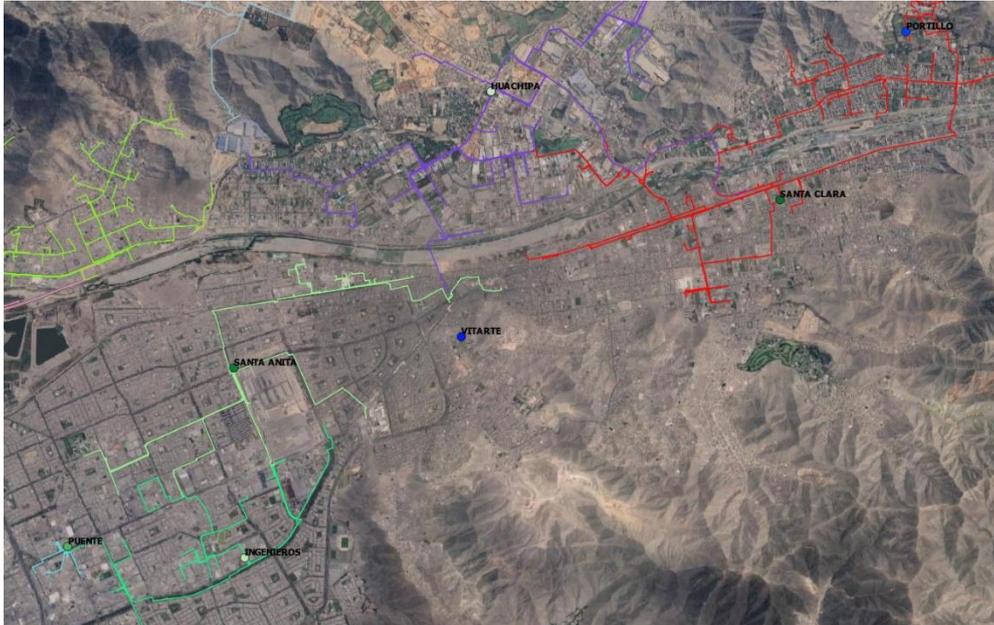
Como se muestra en el cuadro precedente, el traslado del HP-23 (SET Huachipa) al ST-21 (SET Santa Anita) no es técnicamente factible dado que originaría sobrecarga en éste último. Respecto a los otros traslados, como el del alimentador HP-22 (SET Huachipa) al SC-20 (SET Santa Clara) y del HP-21 (SET Huachipa) al MI-42 (SET San Miguel), las redes operarían fuera de su área de influencia, originando un incremento de las pérdidas de potencia respecto de la situación actual, lo cual evidencia un escenario de operación ineficiente y bastante alejado de las pérdidas reconocidas en la regulación para la media tensión.

Descarga de la SET Santa Clara:

La SET Santa Clara solo tiene enlaces de interconexión con la SET Huachipa y son las que se muestran en el cuadro precedente; en consecuencia, no hay posibilidad de traslado de carga desde la SET Santa Clara hacia esta la SET Huachipa debido a que ésta se encuentra operando al 100 % de su capacidad.

En consecuencia, no existe posibilidad adicional de realizar traslados de carga en distribución para descargar la SET Huachipa y la SET Santa Clara.

- En línea a lo anterior, se observa que en la evaluación no se considera a la totalidad de subestaciones involucradas y colindantes, que bien pueden ampliarse en capacidad y/o ser involucradas en los traspasos de carga a nivel de distribución. Para resolver la problemática identificada (sobrecargas en SET's Huachipa y Santa Clara); por ejemplo, SET Santa Anita se puede descargar desde las SET's Puente e Ingenieros y tomar carga desde las SET's Huachipa y Santa Clara.



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

[Respuesta](#)

En el ítem anterior se demostró la inconveniencia técnica de los posibles traslados de carga a través de las redes de distribución entre las SETs Huachipa, Santa Clara y las SETs colindantes.

- LDS debe presentar el análisis eléctrico de redes en media tensión (MT) que sustente la imposibilidad de traspasos de carga entre SET's; evidenciando sobrecargas, caídas de niveles de tensión, pérdidas, entre otros, que no permitan alimentar las demandas existentes y futuras desde las SET's existentes; asimismo, se presente la evaluación (redes MT, SET's, LTs), incluyendo formatos gráficos y archivos fuente (evaluación de las redes MT) de ser el caso.

[Respuesta](#)

Ver respuesta a los dos puntos anteriores.

- En relación a la imposibilidad de ampliación de la SET Huachipa, considerando que esta subestación es un centro de carga importante, donde se conectan varias líneas en 60 kV, y se encuentra conectada a la SET San Miguel, un punto robusto de conexión al SEIN, LDS debe evaluar la posibilidad de incluir un tercer transformador y no reducir la evaluación a señalar como limitación la capacidad normalizada de la SET, o evaluar el cambio de tecnología (de convencional a GIS) para contar con espacios.

[Respuesta](#)

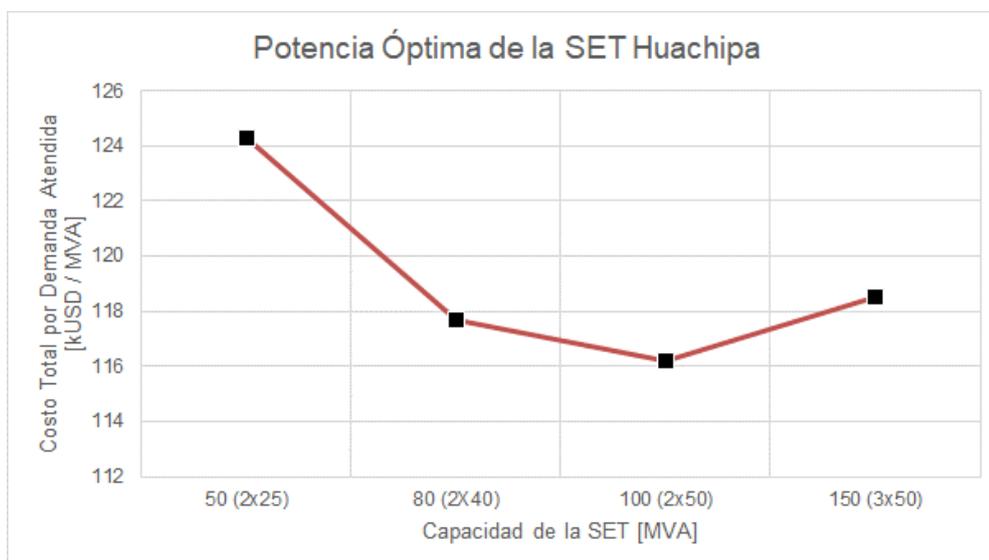
Potencia óptima de la SET Huachipa

Según el numeral V) del literal a) del Artículo 139 del RLCE, *“el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un periodo de*

fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un periodo mínimo de diez (10) años ...” (subrayado nuestro).

Como se sabe, una etapa fundamental dentro del proceso de planificación del sistema de transmisión es la determinación de la potencia óptima o capacidad óptima de las SETs AT/MT. El cálculo de la potencia óptima se realiza sobre la base de lo establecido en los numerales 5.9.3.a y 12.1.8.a de la Norma Tarifas. En ese sentido, en el numeral 12.1.8.e y en el Formato F-201 de la citada Norma se indican los lineamientos para calcular dicha capacidad óptima y la forma de presentar sus resultados, para el caso de zonas urbanas, como lo es el área atendida por la SET Huachipa.

En cumplimiento de lo antes indicado, en el Anexo N° 9 se presenta el cálculo actualizado de la determinación de la potencia óptima de las SETs AT/MT aplicable al caso de la SET Huachipa. Como se detalla en el citado Anexo, la potencia o capacidad óptima resulta 100 MVA. En la siguiente figura se muestra el gráfico resultante de la obtención de la potencia óptima, el cual se ha extraído del antedicho Anexo:



Cabe remarcar que el cálculo anterior fue realizado considerando dos parámetros importantes: (1) la densidad de carga de la SET Huachipa; y, (2) la forma poligonal de su área de influencia. El resto de datos, parámetros y premisas se detallan en el Anexo respectivo.

En ese sentido, teniendo en consideración que en la actualidad la SET Huachipa ya tiene una potencia instalada de 100 MVA (dos transformadores de 50 MVA); es decir, que su capacidad es la óptima, no procede ningún incremento de dicha capacidad instalada, como sugiere Osinergmin, mediante aplicación de medidas, como incluir un tercer transformador, o evaluar el cambio de tecnología (de convencional a GIS).

A este respecto, cabe también recordar que en los procesos de aprobación de los Planes de Inversiones en Transmisión 2013-2017 y 2017-2021 ya se había determinado que la potencia o capacidad óptima resulta ser 100 MVA

cuando la alimentación a las SET's AT/MT es 60 kV, como es el caso de la SET Huachipa.

- Con respecto a la SET Santa Clara, se debe precisar que los transformadores existentes son de 60/10 kV – 25 MVA y 60/23/10 kV – 40 MVA, por lo que se evidencia que todavía hay capacidad de ampliación en esta subestación, reemplazando los transformadores para llegar a una capacidad de 100 MVA. Ahora, LDS manifiesta no tener problemas de espacio en la SET, por lo que en una primera etapa puede reemplazarse el transformador de menor capacidad (25 MVA) por un transformador 60/23 kV – 50 MVA, a la vez que se habilita el devanado de 10 kV en el transformador de 40 MVA. Así, en una siguiente etapa, el transformador de 40 MVA, reemplazarse por uno de 50 MVA 60/10 kV. LDS deberá evaluar lo indicado y/o sustentar la imposibilidad de esta alternativa.

Respuesta

En base a los resultados actualizados de las proyecciones de demanda por niveles de tensión en las SETs Huachipa y Santa Clara (ver archivo Plan SET's), según el diagnóstico, en el periodo de 10 años se prevén las siguientes sobrecargas:

- SET Huachipa 22,9 kV: a partir del 2025
- SET Huachipa 10 kV: a partir del 2028
- SET Santa Clara 22,9 kV: a partir del 2029

El objetivo principal de la SET Vitarte en el Plan propuesto por Luz del Sur, es precisamente evitar esas sobrecargas, en particular la de Huachipa 22,9 kV a partir del año 2025, mediante transferencias de carga a través de la red de MT (22,9 y 10 kV) hacia la SET Vitarte.

Por lo tanto, no es necesario ampliar la SET Santa Clara dentro del periodo señalado.

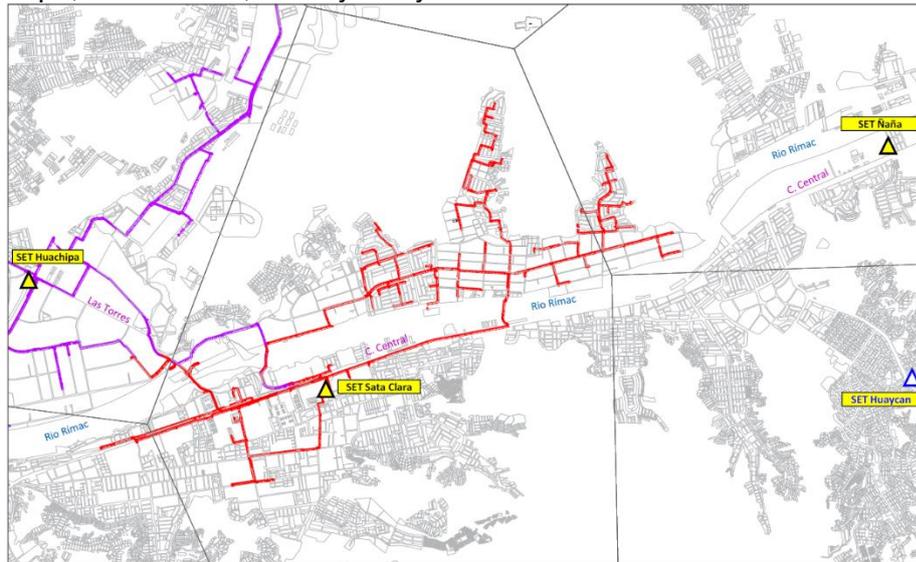
- LDS no ha evaluado el escenario en el que exista la SET Huaycán y la barra en 22,9 kV en la SET Ñaña, que técnicamente descarga la SET Santa Clara y la SET Huachipa, a fin de evitar o postergar la inversión de la SET Vitarte.

Respuesta

Como se mencionó en la respuesta al punto anterior, el objetivo principal de la SET Vitarte en el Plan propuesto por Luz del Sur, es evitar en primera instancia la sobrecarga de la SET Huachipa 22,9 kV a partir del 2025.

Teniendo en cuenta que el área de influencia de la SET Huachipa no colinda con las áreas de las SETs Ñaña ni Huaycán, no corresponde efectuar la evaluación del escenario sugerido por Osinerghmin. Al respecto, cabe también indicar que la descarga de la SET Huachipa hacia la SET Santa Clara ya fue evaluado y sus resultados explicados en la respuesta al primer punto de esta observación.

En el siguiente plano se muestran las áreas de influencia de las SETs Huachipa, Santa Clara, Ñaña y Huaycán.



- LDS manifiesta que las áreas de influencia reales de las SET's prácticamente coinciden con las áreas teóricas, por lo que se está operando en condiciones de eficiencia. Al respecto, LDS no ha presentado sustento que demuestre que las redes MT están operando en condiciones de eficiencia o que tomar carga de otras subestaciones afecte esta eficiencia. Cabe precisar que la sobrecarga se presenta en 22,9 kV, y no se plantea o evalúa alimentadores adicionales desde SET's colindantes o dentro de las mismas SET's para solucionar los problemas de sobrecarga; asimismo, como se mencionó anteriormente, no se ha evaluado a la SET Portillo como centro de distribución. Por lo tanto, LDS deberá evaluar las alternativas antes planteadas considerando el crecimiento puntal de las demanda regulada, clientes libres y demandas incorporadas involucradas en la zona de influencia para orientar correcta y eficientemente las alternativas a evaluar; por lo que se solicita que, dentro del sustento a presentar, se incluya los mapas de densidad y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

Respecto a la operación de las redes de MT en condiciones de eficiencia, cuando las áreas de influencia reales de las SETs coinciden con las teóricas (estas últimas obtenidas utilizando los diagramas de Voronoi), ver respuesta al punto 6 de la observación N° 38, correspondiente a la proyectada SET Huaycán.

Con relación a plantear o evaluar alimentadores adicionales (se entiende que Osinergmin se refiere a alimentadores de distribución) desde SETs colindantes o dentro de las mismas SETs para solucionar los problemas de sobrecarga, debemos referirnos nuevamente a la definición del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT) contenida en el Artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se precisa que “el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones ...” (subrayado nuestro). Como se observa, por definición,

el PIT sólo contiene instalaciones de transmisión, desde MAT hasta celdas de MT, mas no alimentadores de MT. Por lo tanto, no es posible incluir alimentadores adicionales (nuevos) de distribución desde SETs colindantes o dentro de las mismas SETs para solucionar los problemas de sobrecarga.

En cuanto a utilizar la SET Portillo como centro de distribución, la inconveniencia técnica de esta opción se ha sustentado detalladamente en la respuesta al punto 4 de la observación N° 38, correspondiente a la proyectada SET Huaycán.

En lo referente a que LDS deberá evaluar las alternativas antes planteadas considerando el crecimiento puntual de las demanda regulada, clientes libres y demandas incorporadas, cabe indicar que ello se ha considerado así en el estudio de demanda (y por lo tanto en las etapas siguientes de la propuesta), tanto de la propuesta inicial como la actualizada.

Finalmente, en el Anexo N° 10 se incluyen los mapas de densidad y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

- En cuanto a la propuesta de la nueva SET Vitarte y derivación de LT en 60 kV, se observa que: (1) No se ha evaluado rutas de línea ni conexiones de otros puntos en 60 kV, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, pues en la vía planteada no se ha descartado una línea área en 60 kV, pasando las redes MT a autoportante y/o ser soterradas (o redes AP que puede ser reubicadas) para prevalecer el criterio técnico económico; (2) Para la demanda prevista no se sustenta el planteamiento de doble terna en la propuesta de línea y doble barra en la propuesta de SET; (3) Se observa que el planteamiento de conexión en 60 kV no soluciona integralmente el sistema, ante una contingencia de la salida de la LT 60 kV Manchay – La Planicie se evidencian sobrecargas de más del 120% en las línea de Huachipa-Vitarte, en ese sentido se requiere evaluar alternativas de solución que no generen otras inversiones futuras en el corto plazo.

Respuesta

- (1) Evaluación de rutas de la LT de 60 kV, conexión a otros puntos en 60 kV y ruta 100% subterránea

En el Anexo N° 11 se presenta un informe detallado conteniendo el respectivo estudio de rutas y mostrando el recorrido de las dos alternativas contempladas, con tomas fotográficas, señalando las restricciones que existen en los dos casos para la construcción de líneas aéreas de 60 kV: existencia de redes aéreas de MT, unidades de alumbrado público, árboles, carteles, etc

En lo referente a los puntos de conexión, se ha considerado dos opciones: la SET Huachipa y un punto de derivación desde las líneas Huachipa – Planicie (L- 641/642).

Como puede verse en el plano de recorrido incluido en el Anexo antes referido, para las dos alternativas se ha considerado tramos aéreos en la salida de la SET Huachipa.

Para los tramos subterráneos, respecto al planteamiento de Osinerghmin de soterrar las redes de MT o pasar las mismas a autoportante, y/o reubicar las redes de alumbrado público (AP) con el fin de permitir la construcción de la línea aérea de 60 kV, ver respuesta al punto 4 de la observación N° 38, correspondiente a la proyectada SET Huaycán. En consecuencia, para estos tramos subterráneos consideramos que no procede tal planteamiento de Osinerghmin por tratarse claramente de un caso de expropiación regulatoria.

(2) Evaluación de doble terna para la línea de 60 kV de alimentación a la SET Vitarte y doble barra de 60 kV en la SET Vitarte

Doble terna.

La demanda inicial de la SET Vitarte se espera que sea 35 MW. Al ser ésta mayor a 30 MW, corresponde doble terna por el criterio N-1, de acuerdo con la Norma Tarifas.

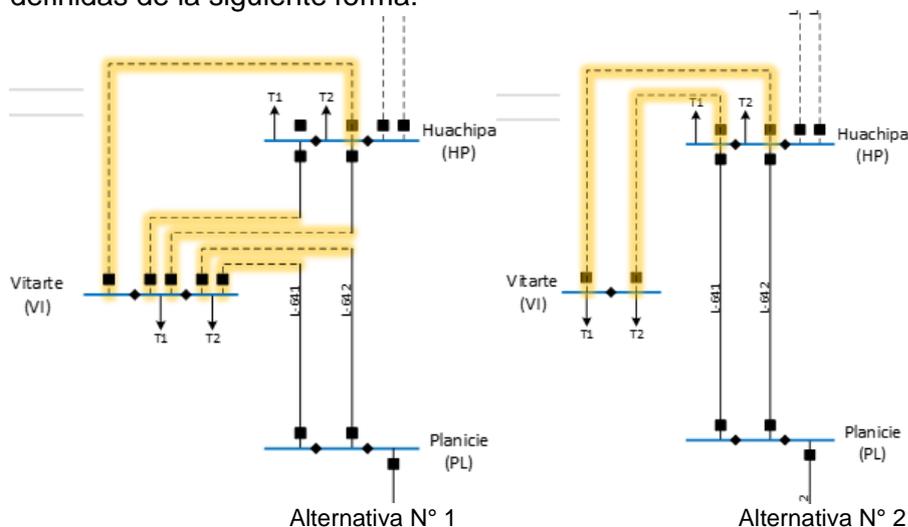
Doble barra.

Ver respuesta al punto 8 de la observación N° 38, correspondiente a la proyectada SET Huaycán.

(3) Conexión en 60 kV no soluciona integralmente el sistema, ante una contingencia por la salida de la LT 60 kV Manchay – La Planicie

En base a esta observación de Osinerghmin, se ha replanteado la alternativa 1 presentada en la propuesta inicial, mediante la adición de un enlace desde la SE Huachipa. Con dicho replanteo se absuelve esta observación.

De este modo, las alternativas para alimentar la SET Vitarte quedan definidas de la siguiente forma:



Finalmente, la comparación económica de las mismas resulta:

Nombre	Descripción Alternativa	Costos de Inversión				Costos de Explotación		Costo Total MM U\$S	
		Transmisión		Transformación		Total Inversión	OYM		PÉRD
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alt1	SET Vitarte, Denv Doble PI L-641/L-642 y LT Huachipa Vitarte Simple Tema	0.0	17.2	0.0	4.5	21.7	3.8	3.5	29.0
Alt2	SET Vitarte, Huachipa-Vitarte Doble Tema	0.0	17.7	0.0	5.6	23.4	4.1	3.4	30.9

- Así también, LDS debe enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Ñaña, Huachipa, San Anita, Puente, San Miguel e Ingenieros), así como los mapas de densidad y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En adición a lo expresado y mostrado en las respuestas a cada punto contenido en la presente observación, en el Anexo N° 12 se está incluyendo la información complementaria y sustentatoria que consideramos necesaria para que Osinerghmin pueda efectuar los análisis que considere conveniente.

Confiabilidad para la Línea 2 del Metro de Lima

Recientemente, el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) ha remitido a Luz del Sur los Oficios N° 3090-2023-MTC/19.02 y 3645-2023-MTC/19.02, solicitando brindar la factibilidad técnica para que el Concesionario Metro de Lima Línea 2 S.A., pueda implementar una segunda acometida y/o segunda línea de respaldo para la SEAT EVITAMIENTO, relacionada al sistema eléctrico particular del proyecto "Línea 2 y Ramal Av. Faucett – Av. Gambetta de la Red Básica del Metro de Lima y Callao".

En respuesta a ambos oficios, se ha informado al MTC que no existe espacio disponible para celdas adicionales de 60 kV en la SET Industriales. También se le ha informado que, en caso Osinerghmin apruebe para Luz del Sur la nueva SET Vitarte como parte de su Plan de Inversiones 2025-2029, se les podría proporcionar un punto de conexión en 60 kV en dicha SET. Al documento de respuesta, se adjuntó el siguiente plano con la probable ubicación de la proyectada SET Vitarte:



En el **Anexo N° 13**, se adjunta copia de las comunicaciones referidas en este punto.

Análisis de Osinergmin

Sobre la SET Santa Clara, LDS no indica la no factibilidad de la ampliación, manifestando únicamente que aún no es necesario; además, la nueva barra 22,9 kV de la SET Ñaña podría ayudar a descargarla, de ser necesario.

En relación a la factibilidad de ampliación de la SET Huachipa, es importante precisar que en ningún proceso anterior ha quedado definida la potencia óptima de alguna SET, considerando que la evaluación es requerida para cada proceso independiente, asimismo no se observa ningún comentario de la ubicación estratégica al punto fuerte de suministro de la SET Huachipa, tampoco se menciona las equivalencias del mercado atendido como otras SETs que si superan los 100 MVA de capacidad; en conclusión no se observa ningún elemento técnico valide que imposibilite la ampliación de la SET Huachipa.

Cabe señalar que, la SET Huachipa se encuentra a 3,9 km de la SET Santa Clara, por lo que no se pueda descartar trasladar carga a dicha SET, considerando además que el crecimiento de la demanda es principalmente en el nivel de 22,9 kV, nivel que tiene mayor alcance que el de 10 kV. Además, LDS afirmó que es posible un traspaso de 10 MW de la SET Huachipa hacia la SET San Miguel; sin embargo, no lo contempló en su evaluación.

Sobre la SET Portillo como centro de distribución, si bien no es viable técnicamente para atender la demanda de Huaycán, para este caso requeriría una evaluación diferente, pues el centro de carga no es el mismo.

Cabe señalar que, LDS debe implementar soluciones en distribución antes de pasar a soluciones en transmisión, por lo que no es correcto indicar que el Plan de Inversiones se debe evaluar sin descartar una solución a nivel de distribución. Además, no se ha descartado que estas soluciones en distribución (implementar alimentadores nuevos en SET Santa Clara o SET San Miguel) tengan alguna limitación para su reconocimiento en el marco

regulatorio actual. Es importante resaltar, como el mismo LDS lo manifiesta para otros casos, que siempre debe mantenerse el criterio de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Por otra parte, LDS señala que no existe ninguna disponibilidad de celdas en 60 kV para atender cargas importantes, como las del Metro de Lima. Al respecto, LDS no ha evaluado posibles reconfiguraciones que permitan obtener dicha disponibilidad y que no signifiquen mayores costos, limitándose a indicar que no existe disponibilidad actual. En ese sentido, se ha evaluado algunas soluciones en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Adicionalmente, se debe precisar en primer lugar que dicha confiabilidad (para el Metro de Lima) debe desligarse de la evaluación de la SET Vitarte, dado que la precisión de LDS en relación a que Industriales no tendría disponible celdas 60kV no es coherente con el planeamiento de la SET Industriales, esta subestación tiene previsto un segundo Banco de Transformadores con la cual tendrá capacidad de 480 MVA la cual se vería limitada por la ampliación de la bahía GIS en 60 kV, es decir que necesariamente se deberá ampliar las celdas en 60 kV, sea por un tercero, que es el caso, o por la misma concesionaria según requerimiento del sistema eléctrico.

Sin perjuicio de lo señalado, de acuerdo al análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, se observa que no hay sobrecargas en el periodo tarifario, ni en la SET Huachipa ni en la SET Santa Clara.

Conclusión

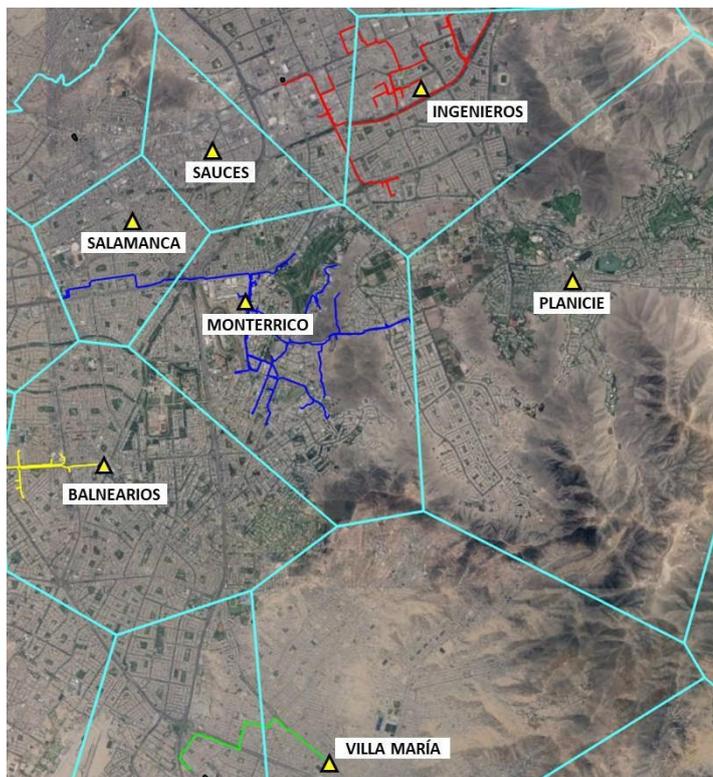
Por la razón expuesta, esta observación se considera como no absuelta.

40. Sobre la “SET La Molina 220/22,9/10 kV y Derivación LT 220 kV” para el año 2027

- LDS debe sustentar que no existe solución en la red de distribución y así proceder con las alternativas de solución en transmisión considerando el sistema de forma integral.

Respuesta

La SET Monterrico colinda con las siguientes SETs: Balnearios, Salamanca, Sauces, Ingenieros, Planicie y Villa María, tal como se muestra en el siguiente plano, donde además se han dibujado las redes de 22,9 kV:



Como se puede ver en el plano anterior, las únicas SETs que cuentan con redes de 22,9 kV para plantear traslados de carga en dicho nivel de tensión, son: Balnearios, Ingenieros y Villa Maria. Sin embargo, puede apreciarse que éstas se encuentran bastante distantes de las redes de 22,9 kV de la SET Monterrico y no existe interconexión entre ellas. En consecuencia, no es posible realizar transferencias de carga entre las mismas.

Cabe resaltar que las redes de distribución en 22,9 kV de la SET Monterrico se encuentran operando dentro de su radio de influencia, atendiendo principalmente cargas comerciales y residenciales importantes y de constante expansión (Centro Comercial Jockey Plaza, Universidad de Lima, complejos habitacionales del Golf, etc.), así como al Centro de Convenciones de Lima, importante centro de eventos internacionales, tales como los ya realizados: Junta Anual de Gobernadores del Banco Mundial (BM) y del Fondo Monetario Internacional (FMI), la cumbre del Foro de Cooperación Económica Asia-Pacífico – APEC, la VIII Cumbre de las Américas, entre otros.

Sin perjuicio de lo anterior, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a considerar en la fijación de los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de

transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

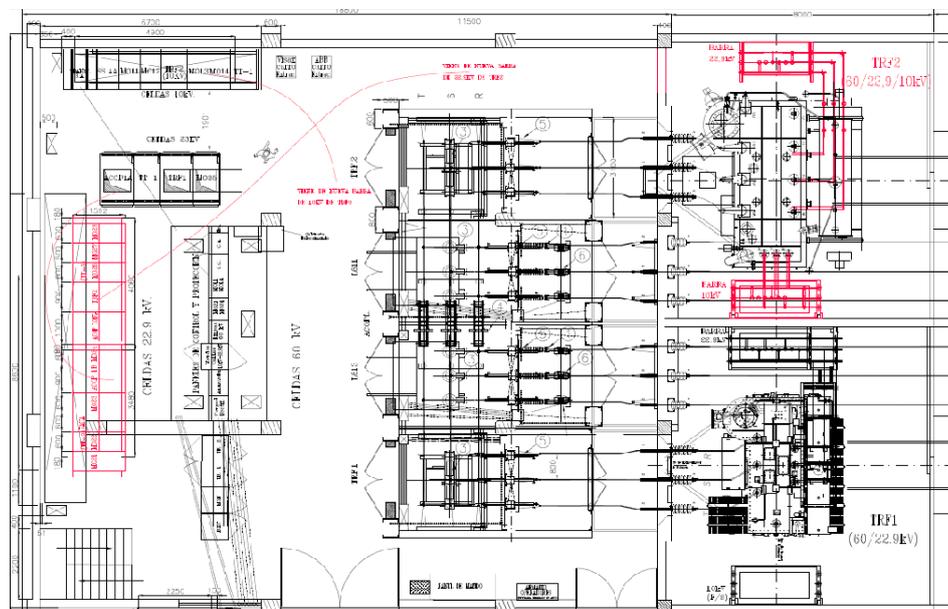
Al respecto, conforme se evidencia, la alternativa planteada por Osinerghmin para efectuar el traslado de carga entre las SET's no cumple con dichos parámetros al ser inviable técnicamente. Conforme se ha evaluado, las SET's para hacer traslados de carga en dicho nivel de tensión (Balnearios, Ingenieros y Villa Maria), se encuentran bastante distantes de las redes de 22,9 kV de la SET Monterrico y no existe interconexión entre ellas, motivo por el cual no cumple con el criterio de eficiencia.

En ese sentido, de acuerdo al Principio del Análisis de Decisiones Funcionales establecido en el Artículo 13° del Reglamento General de Osinerghmin, establece que la actuación de Osinerghmin tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de calidad y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios.

- Como premisa de evaluación del proyecto presentado, LDS no ha considerado la ampliación de capacidad de la SET Monterrico, técnicamente viable y aprobadas en el PI 2021-2025, cuyo retiro en la modificatoria se debió solo a variaciones en la demanda.

Respuesta

Como resultado de la actualización de la proyección de la demanda, se ha evaluado la ampliación de la SET Monterrico, y se ha verificado que técnicamente es posible ampliar dicha SET realizando las modificaciones y ampliaciones que corresponden, con lo cual es posible postergar la nueva SET La Molina para después del periodo 2025-2029. En la figura siguiente se muestra el plano de planta, donde se indica las ampliaciones requeridas (dibujo de color rojo):



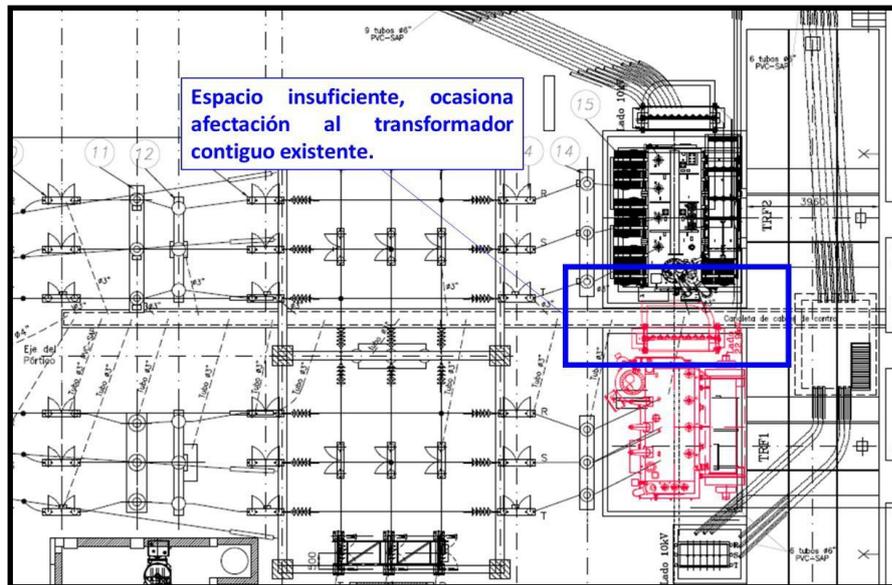
Para tal efecto, será necesario efectuar las siguientes ampliaciones en la SET Monterrico:

- Reemplazar el transformador de 25 MVA 60/10 kV por uno de 40/40/40 MVA 60/22,9/10 kV.
- Instalar un total de siete (7) celdas tipo GIS de 22,9 kV, seis (6) de ellas para sustituir a las actuales celdas tipo VISAX, para conseguir el espacio total requerido, optimizando el espacio dentro de la SET; así como resolver el problema que se tiene con las celdas actuales, por estar descontinuadas, no disponiendo - por tanto - de repuestos y de servicio técnico. La celda restante es para atender el crecimiento de la demanda en 22,9 kV.
- Instalar un total de siete (7) celdas tipo GIS de 10 kV, seis (6) de ellas para sustituir a las actuales celdas tipo VISAX, para conseguir el espacio total requerido, optimizando el espacio dentro de la SET; así como resolver el problema que se tiene con las celdas actuales, por estar descontinuadas, no disponiendo - por tanto - de repuestos y de servicio técnico. La celda restante es para atender el crecimiento de la demanda en 10 kV.
- LDS debe sustentar la imposibilidad de la ampliación de la SET La Planicie, considerando como antecedente a las SET's Chorrillos, Barranco, Santa Clara, Villa María, Monterrico, entre otras, que inicialmente operaban con transformadores de 25 MVA y fueron migrando a transformadores de 40 y/o 50 MVA y así atender el incremento de demanda. Asimismo, la capacidad de la línea en 60 kV que alimenta a la SET Planicie (1200 mm² XLPE Cu), proveniente de la SET Manchay, permite dar robustez a dicha SET para una capacidad mayor a 50 MVA.

Respuesta

Se ha evaluado la propuesta de Osinerghmin y se ha verificado que técnicamente no es factible ampliar a 22,9 kV la SET Planicie, debido a que no existe espacio suficiente para sustituir un transformador de dos devanados (60/10 kV) por otro de tres devanados (60/22,9/10 kV). Tener en cuenta que la carga actual de la SET Planicie es únicamente en 10 kV, pero con la sugerencia de Osinerghmin, tendría además que alimentar cargas en 22,9 kV.

En la figura siguiente se muestra el plano de planta de la SET Planicie, donde se aprecia que el espacio entre los transformadores de la SET es insuficiente para la instalación de elementos como la bajada de los cables de 22,9 kV y el muro cortafuegos, además de la existencia de canaletas de concreto para cables de control, todo lo cual ocasionaría afectación al transformador contiguo. Se ha dibujado de color rojo al transformador de que debería llevar el devanado de 22,9 kV adicional al de 10 kV:



- En cuanto a la propuesta de la nueva SET La Molina y conexión en 220 kV, se observa lo siguiente: (1) No se ha evaluado rutas de línea ni conexiones de otras estructuras más cercanas a la SET, como la conexión aérea desde la torre en 220 kV más cercana; tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, considerando que se observa una berma central, que, aun cuando haya redes o alguna interferencia se puede optar por pasar las redes MT a autoportante y/o soterrarlas soterradas (o redes AP que puede ser reubicadas) para prevalecer el criterio técnico económico; (2) No se sustenta el planteamiento de doble barra en la propuesta de la subestación; (3) No se ha evaluado un devanado en 60 kV para uso a corto o mediano plazo, considerando que esta zona está en un punto céntrico de las malla en 60 kV y no se tendrá problemas con la capacidad de la línea estando muy cerca de las barras en 220 kV, punto robusto del sistema principal del SEIN.

Respuesta

Teniendo en cuenta la respuesta dada al segundo punto de la presente observación, no amerita dar respuesta al presente punto.

- Así también, LDS debe enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Planicie y La Molina), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

Teniendo en cuenta la respuesta dada al segundo punto de la presente observación, no amerita dar respuesta al presente punto. Asimismo, en el Anexo N° 14 se está incluyendo la información complementaria que consideramos necesaria para que Osinerghmin pueda efectuar los análisis que considere conveniente.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, si bien LDS propone una Ampliación de la SET Monterrico que es la alternativa más eficiente, no ha evaluado la posibilidad de efectuar las adecuaciones y modificaciones necesarias para tener una sola tecnología de celdas en 22,9 kV y evitar los acoplamientos (para tener mayor disponibilidad de espacios), como si lo propuso para otros casos.

Por otro lado, si bien ya no resulta necesario evaluar la posibilidad de ampliar la SET Planicie e implementar la barra en 22,9 kV; LDS no ha descartado instalar transformadores de 2 devanados (por ejemplo, 50 MVA 60/10 y 50 MVA 60/22,9 kV) en dicha SET.

En relación a la información complementaria requerida, se observa que, si bien se presentaron los esquemas unifilares de las SET's asociadas, no se encuentran los planos de vista de planta.

Conclusión

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

41. Sobre la Ampliación de SET Alto Pradera AT/MT

- LDS debe sustentar que no existe solución en la red de distribución y así proceder con las alternativas de solución en transmisión considerando el sistema de forma integral.

[Respuesta](#)

Tal como se muestra en la siguiente imagen, las redes de media tensión de la SET Alto Pradera, se encuentran operando dentro de su área de influencia teórica, lo cual asegura una operación en condiciones de eficiencia. En el siguiente análisis se demuestra que, con la propuesta de Osinergmin, de operar redes fuera del área de influencia de una SET, se afecta la calidad de servicio, ya que se incumplen niveles de cargabilidad, además del incremento de las pérdidas en las redes MT.



Como se aprecia en el plano anterior, el área de influencia de la SET Alto Pradera colinda con el área de la SET Las Praderas. A continuación, se muestran los resultados de la evaluación de los traslados de carga a través las redes de MT para descargar la SET Alto Pradera, como posible alternativa a la propuesta de Ampliación de capacidad de esta última, o la postergación de ésta.

Descarga de la SET Alto Pradera hacia a la SET Las Praderas

1. Situación Actual AP43 y PR24

Alim	Tramo	Cap (A)	MD (A)	MD (MVA)	FU	ΔV máx (kV)	Pérdidas (kW)	
AP43	1ra troncal	368	237	9,6	0,64	23,306	14	
PR24	1ra troncal	368	130	5,3	0,35	23,329	3	
							14,9	17

2. Situación con Traslado AP43 y PR24

Alim	Tramo	Cap (A)	MD (A)	MD (MVA)	FU	ΔV máx (kV)	Pérdidas (kW)	Transferencia	
								MVA	Comentario
AP43	1ra troncal	368	0	0,0	0,00	23,360	0	- 9,6	
PR24	1ra troncal	368	389	15,7	1,06	23,160	64	+ 10,3	No es factible el traslado
							64	0	

Como se puede apreciar en el último cuadro, el traslado de carga propuesto, del alimentador AP43 (SET Alto Pradera) al PR24 (SET Las Praderas),

considerando las cargas actuales y las cargas proyectadas en la zona, origina sobrecargas en este último, además del incremento de las pérdidas técnicas a más del doble, respecto de la situación actual, lo cual evidencia un escenario de operación ineficiente. En consecuencia, no resulta técnicamente factible descargar la SET Alto Pradera hacia la SET Las Praderas, a través de redes de distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a traducir monetariamente en los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Respecto de lo indicado, la Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

Al respecto, conforme se evidencia, la alternativa planteada por Osinergmin para operar redes fuera del área de influencia de una SET no cumple con dichos parámetros ya que al incumplir con los niveles de cargabilidad, se ve afectada la calidad del servicio. Conforme se ha evaluado, el traslado de carga del alimentador AP43 (SET Alto Pradera) al PR24 (SET Las Praderas), origina sobrecargas en este último, además del incremento de las pérdidas técnicas a más del doble, respecto de la situación actual.

En ese sentido, de acuerdo al Principio del Análisis de Decisiones Funcionales establecido en el Artículo 13° del Reglamento General de Osinergmin, establece que la actuación de Osinergmin tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de calidad y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios. Por lo tanto, de acuerdo a ello, la alternativa planteada debe descartarse por afectar la calidad del servicio.

- LDS debe presentar el análisis eléctrico de redes en media tensión (MT) que sustente la imposibilidad de traspasos de carga entre SET's; evidenciando sobrecargas, caídas de niveles de tensión, pérdidas, entre otros, que no permitan alimentar las demandas existentes y futuras desde las SET Las Praderas; asimismo, se debe presentar la evaluación (redes MT, SET's, LTs), incluyendo formatos gráficos y archivos fuente (evaluación de las redes MT).

Respuesta

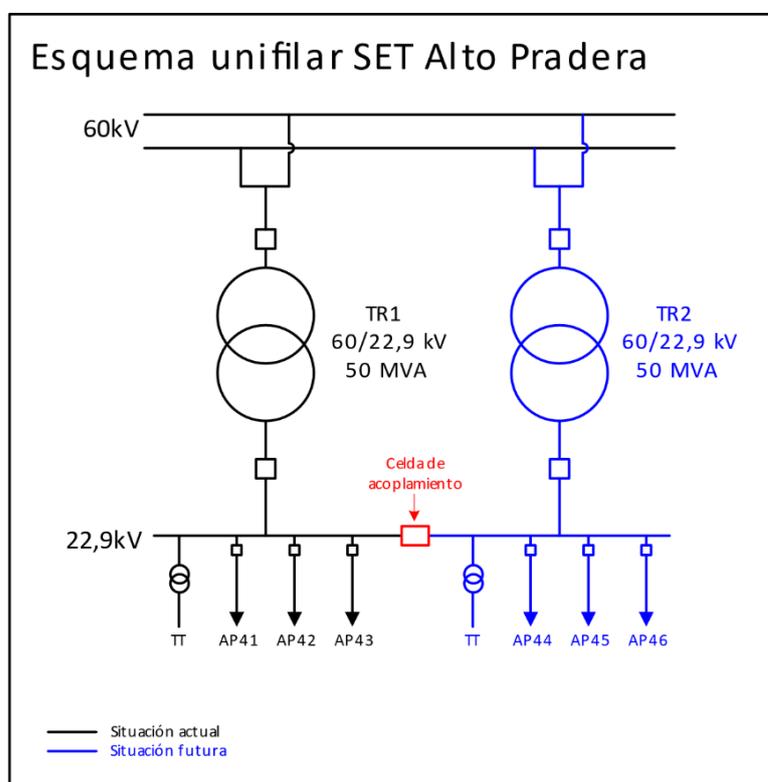
Ver respuesta al punto anterior.

- En relación a las celdas solicitadas para la ampliación propuesta, LDS no detalla el sustento de implementación de las celdas de acoplamiento planteada, ni la de alimentador a regularizar mostrada en su formato F-

300, al respecto se solicita presentar un esquema unifilar propuesto y de configuración de la MT existente y futura según la propuesta planteada.

Respuesta

A continuación, se muestra el diagrama unifilar simplificado de la SET Alto Pradera, en la parte correspondiente a los niveles de 60 y 22,9 kV, considerando tanto la situación actual como la futura:



En cuanto a la celda de acoplamiento entre las barras de 22,9 kV, en general, la necesidad de instalar una celda de acoplamiento se sustenta cuando hay dos o más transformadores que van a operar en paralelo; y tiene como objetivo cubrir eventos de indisponibilidad de uno de los transformadores, ya sea por mantenimiento programado o falla, ya que cerrando dicho acoplamiento el transformador que queda en servicio puede asumir toda o parte de la carga de la unidad indisponible. El proyecto de ampliar la SET Alto Pradera, consiste en instalar un segundo transformador de 50 MVA 60/22,9 kV, adicional al actual de las mismas características, por lo que es necesaria la celda de acoplamiento que interconecte la barra de 22,9 kV del transformador actualmente en servicio con la nueva barra en dicho nivel de tensión que se conectará al segundo transformador solicitado.

Respecto a las celdas de alimentador que se requieren en la SET Alto Pradera, ver respuesta al siguiente punto.

- Sobre el cliente "OWENS ILLINOIS PERÚ S.A." que presenta una proyección de demanda de 14,3 MW, lo cual requeriría celda(s) exclusiva(s). Al respecto, LDS debe incluir el sustento normativo,

considerando que la NORMA TARIFAS no ampara la aprobación de elementos para instalaciones exclusivas de clientes libres. Cabe señalar que este aspecto fue indicado en el Resolución N° 023-2023-OS-CD, dentro del proceso de modificatoria del PI 2021-2025.

Respuesta

Al respecto, señalamos que la cantidad de celdas de alimentador que se requieren en la SET Alto Pradera para el periodo 2025-2029, se determinan y muestran en el formato F-204. Cabe precisar que, para la determinación de dicha cantidad, no se ha considerado la instalación exclusiva indicada en la presente observación.

- Así también, LDS debe enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Las Praderas y Alto Praderas), así como los mapas de densidad de carga y la ubicación geográfica de los clientes incorporados.

Respuesta

En adición a lo expresado y mostrado en las respuestas a cada punto contenido en la presente observación, en el Anexo N° 15 se está incluyendo la información complementaria y sustentatoria que consideramos necesaria para que Osinergmin pueda efectuar los análisis que considere conveniente.

Análisis de Osinergmin

Si bien LDS presenta más elementos de juicio para evidenciar las imposibilidades de traspasos, esta información no puede ser contrastada al no encontrarse trazable, solo se evidencia cuadros con datos sin mayores archivos fuentes (se observan incremento de pérdidas mínimas). Se debe recalcar que, la afirmación "operación en condiciones de eficiencia" debe ser debidamente sustentada, evidenciando así la imposibilidad de solución en este nivel para pasar a la transmisión, entre otras acciones; es así que, si bien la empresa presenta información adicional, esta no se encuentra debidamente trazable y de forma completa.

Es necesario recordar que cuando se aprobó la SET Alto Pradera en la Modificatoria del Plan de Inversiones 2013-2017, esta tuvo como objetivo reconfigurar la zona sur adecuándose a la SET Praderas existente; por consiguiente, no se pudo limitar el área de influencia teórica de la SET Alto Praderas por la SET Praderas, siendo la distancia entre estas de 2 km.

Sin perjuicio de ello, en la presente etapa, la proyección de demanda determinada por Osinergmin es mucho menor a la propuesta por LDS.

Conclusión

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

42. Sobre la Ampliación de SET Bujama AT/MT

- LDS debe sustentar que no existe solución en la red de distribución y así proceder con las alternativas de solución en transmisión considerando el sistema de forma integral.

Respuesta

La red de distribución existente en la SET Bujama y las SETs colindantes se encuentra operando dentro de su área de influencia teórica; es decir, en condiciones de eficiencia. Sin embargo, debido a condiciones geográficas, solo una pequeña carga rural (0,4 MVA en 10 kV) que se ubica en el área de influencia teórica de la SET Chilca es atendida por la SET Bujama.

Asimismo, debido a las características de la zona y las distancias existentes, las redes de distribución de la SET Bujama no tienen enlaces de interconexión con las redes de distribución de las SETs colindantes Chilca y San Vicente (Cañete). Las distancias donde no existen redes de distribución entre dichas SETs son de aproximadamente 3,1 y 9,2 km, respectivamente.

Lo indicado anteriormente se puede apreciar en la siguiente imagen:



Respecto a la carga en 22,9 kV atendida por el transformador 2 de la SET Bujama, la posibilidad de transferirla a través de las redes de 22,9 kV hacia las SETs colindantes Chilca y Cañete no es factible, debido a las distancias que existen entre las redes en dicho nivel de tensión, que son de aproximadamente 28,0 y 38,8 km respectivamente.

Lo indicado anteriormente se puede apreciar en la siguiente imagen:

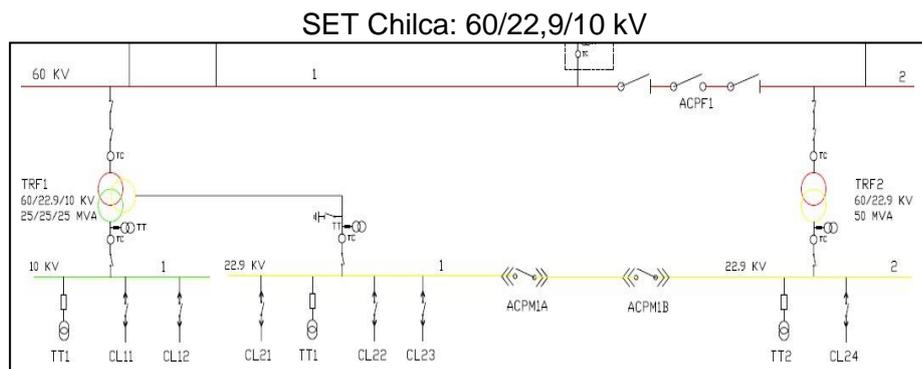


Por todo lo antes expresado, se concluye que no es factible trasladar la carga de 22,9 kV de la SET Bujama hacia las SET's colindantes.

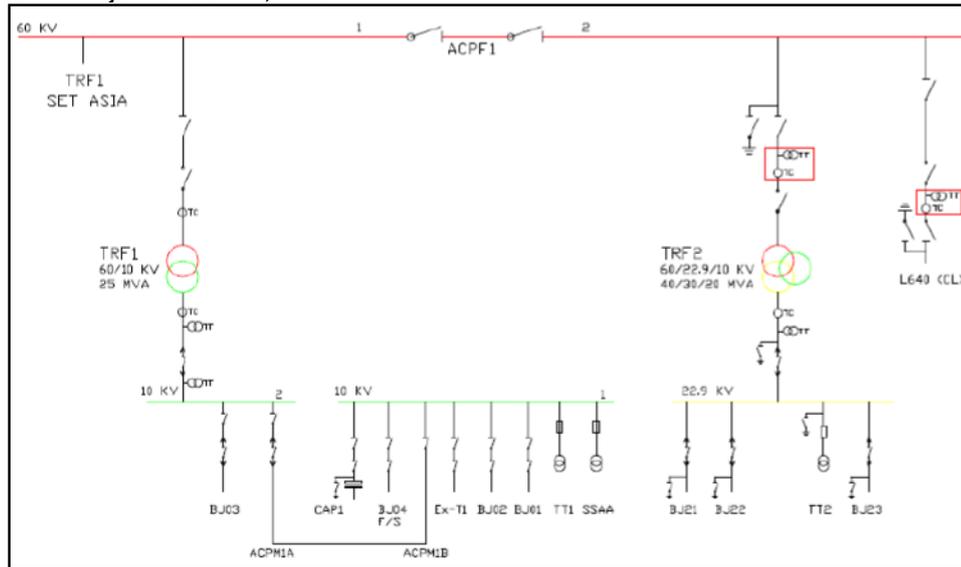
- Según la misma información de cargabilidad F-202 de transformación de la SET Bujama presentada por la empresa, la sobrecarga en el segundo transformador no se presentaría sino hasta el próximo periodo tarifario (año 2030).

Respuesta

La ampliación de capacidad en la subestación Bujama obedece a un plan conjunto de rotaciones con la SET Chilca en el periodo 2025-2034. En efecto, la subestación Chilca presenta sobrecargas en el TRF2 de 50 MVA 60/22,9 kV a partir del año 2026; y la subestación Bujama, a partir del año 2032 en el devanado de 22,9 kV del TRF2 de 40/30/20 MVA. Las dos subestaciones atienden cargas en 10 y 22,9 kV, como se muestra en los siguientes esquemas unifilares:



SET Bujama: 60/22,9/10 kV



Para evitar la sobrecarga en el TRF2 de la subestación Chilca sería necesario trasladar progresivamente hasta 14 MVA (2029) al TRF1; sin embargo, esto no es posible debido a que la barra1 de 22,9 kV cuenta con alimentadores (CL21, CL22 y CL23) cuyas demandas en conjunto superan los 14 MVA, por lo que el traslado de cualquiera de ellos ocasionaría sobrecargas en el TRF1. Por otro lado, en la barra2 de 22,9 kV se tiene previsto implementar nuevas celdas para atender el crecimiento de la demanda en dicha tensión.

Por lo antes explicado, dado que el 2032 se sobrecarga el TRF2 de la SET Bujama, se propone adelantar un nuevo transformador de 50 MVA 60/22,9 kV en esta SET y el saliente se propone rotarlo a la subestación Chilca, en reemplazo del TRF1 de 25/25/25 MVA 60/22,9/10 kV.

Con el transformador de 40/30/20 MVA en la SET Chilca, se podría conectar a éste los alimentadores CL21, CL22 y CL23, abriendo el acoplamiento de barra A. De este modo, el TRF2 quedaría alimentando la celda CL24 y las tres nuevas celdas solicitadas en la propuesta PIT.

Con las rotaciones de transformadores y maniobras explicadas anteriormente, se resuelve los niveles de carga de las subestaciones Chilca y Bujama hasta el año 2034.

- Por otro lado, la SET Chilca cuenta con 2 transformadores con devanado en 22,9 kV, por lo que, se solicita se evalúe la posibilidad de atender el crecimiento de demanda con ambos transformadores.

Respuesta

Ver respuesta al punto anterior.

- Así también, LDS debe enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Bujama y Chilca), así como los mapas de densidad de carga.

Respuesta

Como se indicó líneas arriba, la posibilidad de descarga de la SET Bujama a través de las redes de distribución no es factible, debido a que no se tienen enlaces de interconexión. En consecuencia, no hay análisis cuantitativo que presentar.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, la propuesta de LDS se considera razonable.

Sin perjuicio de ello, en la presente etapa, la proyección de demanda determinada por Osinergmin es mucho menor a la propuesta por LDS.

Conclusión

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

43. Sobre la instalación de celdas 22,9 kV en SET Ñaña

- LDS manifiesta que, por el nivel de carga, los usuarios libres deben ser atendidos en 22,9 kV. Al respecto, LDS debe sustentar si las celdas solo serán de uso exclusivo para los clientes libres y/o si permitirán la atención actual o futura de otros clientes tanto libres como regulados.

Respuesta

Las celdas de 22,9 kV previstas para la SET Ñaña no serán de uso exclusivo para la atención de ningún cliente, sino están planificadas para la atención conjunta de clientes regulados y libres de la zona, actuales y futuros.

- Finalmente, sin perjuicio de lo antes indicado, LDS debe plantear el bosquejo y evidencia de la factibilidad de espacios para la implementación de esta nueva barra en 22,9 kV, incluyendo el plano de planta y diagrama unifilar, así como la red MT georreferenciada y la ubicación de los usuarios libres.

Respuesta

A continuación, se muestra el diagrama unifilar y el plano de planta correspondiente. Este último sustenta la factibilidad de espacios para la implementación de la nueva barra en 22,9 kV:

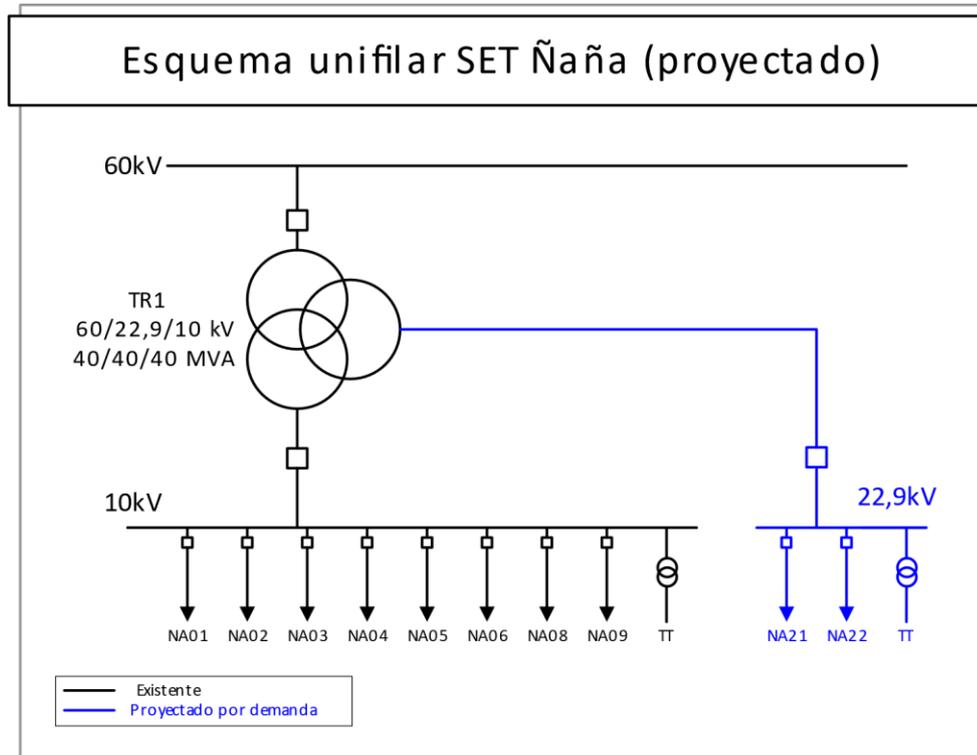
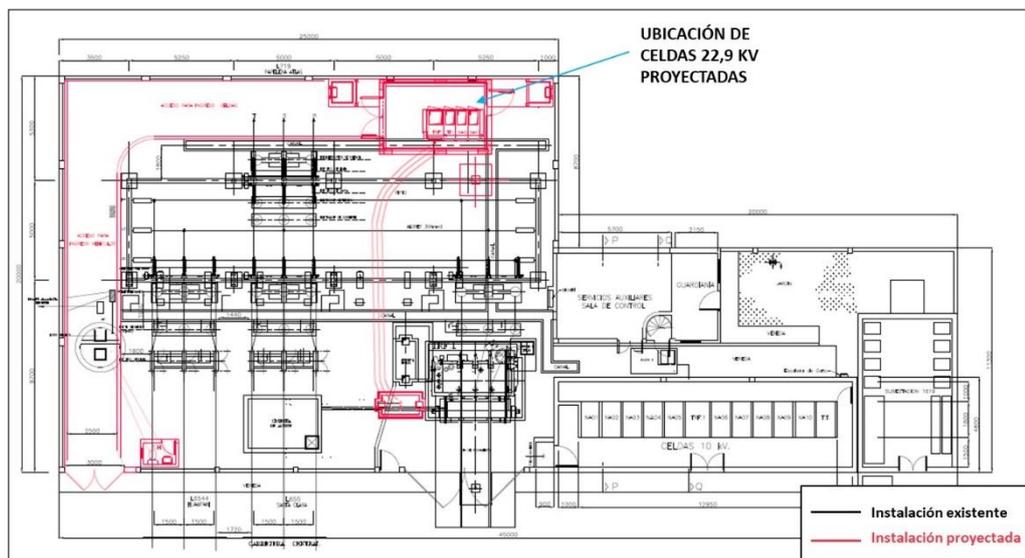


Diagrama Unifilar de la SET Ñaña



Plano de Planta de la SET Ñaña

Los proyectos y las obras correspondientes a las futuras redes de 22,9 kV de la SET Ñaña se harán luego de que Osinerghmin apruebe el proyecto de celdas que está proponiendo Luz del Sur.

Análisis de Osinerghmin

Se considera que LDS ha respondido la observación formulada.

Conclusión

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

44. Sobre la instalación de celdas MT en SET's Varias

- LDS debe considerar las celdas remuneradas y las aprobadas en el último Plan de Inversiones, en base a esta premisa y de acuerdo a la evaluación realizada según la NORMA TARIFAS, las celdas alimentador son resultado del formato F-204. En caso alguna celda solicitada no sea resultado de este formato, debe enviarse el sustento técnico y económico. Asimismo, debe sustentar la implementación de la tecnología de las celdas solicitadas.

Respuesta

Todas las celdas MT propuestas para el Plan de Inversiones 2025-2029 son el resultado del Formato F-204, tal como lo indica Osinergmin. No se están considerando celdas adicionales a las resultantes del formato antes indicado.

Respecto a la tecnología de las celdas a implementar, por razones de compatibilidad se está considerando que las nuevas celdas deben ser de la misma tecnología que las celdas existentes en las SETs correspondientes, todo ello con el objetivo de evitar colocar celdas de transición que permitan interconectar celdas de diferentes tecnologías. Por ejemplo: si las celdas existentes en una determinada SET son de tipo Metal Clad, la(s) nueva(s) celda(s) a implementar en dicha SET también deben ser de tipo Metal Clad.

Análisis de Osinergmin

Se considera que LDS ha respondido la observación formulada.

Conclusión

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

Proyectos por razones de Confiabilidad y Seguridad

45. Sobre el segundo enlace en 60kV Cantera – San Vicente:

- LDS no presenta información que evidencie la necesidad de utilizar todo el tramo subterráneo para la nueva LT 60 kV Cantera – San Vicente, teniendo en cuenta que una LT se aprobó anteriormente para el año 2019 como un tramo aéreo y otro subterráneo. Al respecto, se solicita a LDS evaluar la posibilidad de incluir tramos aéreos donde sea factible y/o sustentar los tramos subterráneos. Asimismo, la empresa debe justificar desde el punto de vista técnico y de interferencias existentes, la razón por la cual no se está planteando reutilizar tramos de la ruta de la línea L-6610 que plantea dar de Baja. Se entiende que la línea aprobada en el 2019, L-6599 (segundo circuito), tuvo la interferencia de la existente; sin embargo, esta nueva línea propuesta por confiabilidad no tendrá restricciones de la existente (que se va a dar de Baja), además su ejecución no generará problemas en la continuidad de servicio dado que la Línea L-6599 cubre la totalidad de demanda.

Respuesta

Se ha evaluado lo solicitado por Osinerghmin; sin embargo, no es posible la utilización de tramos aéreos tal como se sustenta en el Anexo N° 23, que incluye un informe detallado al respecto.

En relación a reutilizar tramos de la ruta de la línea L-6610 (planteado como Baja), en el mismo anexo se precisa que las estructuras comparten la sujeción tanto de la línea L-6610, así como del circuito troncal del alimentador de media tensión (MT) CÑ-04 que proviene de la SET San Vicente, el cual permanecerá en dicha posición, al margen que Luz del Sur plantee la Baja de la Línea L-6610. En consecuencia, dichos tramos se mantendrán ocupados por instalaciones aéreas de MT.

- Finalmente, observando lo propuesto en 60 kV, respecto a las alternativas de conexión en 60 kV se tiene lo siguiente: (1) Se ve coherente descartar la conexión en 60 kV desde la SET Asia por la lejanía, por lo que las alternativas a evaluar solo se reduce a tecnología y ruta de línea, se debe evaluar la ruta de la línea L-6610 y otras donde puede pasar una línea aérea en 60 kV, incluso con redes MT existente dado que pueden pasarse a autoportante y/o ser soterradas para prevalecer el criterio técnico económico

Respuesta

Como Osinerghmin afirma, las alternativas a evaluar para este caso se reducen a la tecnología y ruta de línea. En el Anexo referido en la primera parte de la respuesta a esta observación se presenta un informe detallado conteniendo el respectivo estudio de rutas, mostrando el recorrido de ambas alternativas con tomas fotográficas, señalando las restricciones que existen en los dos casos para la construcción de líneas aéreas de 60 kV.

Respecto al planteamiento de Osinerghmin de que las redes de MT pueden ser soterradas o pasarse a autoportante con el fin de permitir la construcción de la línea aérea de 60 kV, cabe precisar que las redes de MT de la zona han sido construidas en su momento en base a la señal económica de eficiencia proveniente de la regulación del Valor Agregado de Distribución (VAD); que en el caso de la zona del proyecto indican que las redes de MT deben ser aéreas.

Tal como se precisa en la respuesta a la observación 38, el planteamiento de Osinerghmin consistente en soterrar las redes aéreas de MT para permitir la construcción de una línea aérea de 60 kV, implicaría los siguientes perjuicios económicos para LDS:

1. LDS se vería obligada a construir redes subterráneas de MT en zonas donde tarifariamente se reconocen redes aéreas. Es decir, de la inversión que se realizaría sólo se reconocería una fracción (aprox. El 20%).
2. LDS perdería la inversión que efectuó en su momento al construir las redes aéreas.
3. Además, LDS tendría que efectuar una inversión adicional para retirar la red aérea de MT que sería reemplazada por la red subterránea.

En consecuencia, consideramos que no procede tal planteamiento de Osinerghmin, por tratarse claramente de un caso de expropiación regulatoria.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, LDS no analiza correctamente los tramos aéreos que pueden plantearse en el proyecto Línea 60 kV Cantera – San Vicente, como se explica en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Cabe resaltar que, LDS ha utilizado a su propio riesgo la red de transmisión para instalar su red MT.

Conclusión

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

46. Sobre la alimentación en 60 kV de la SET San Anita

- La alternativa planteada por LDS no ha sido presentada incluyendo la presentación de unifilares, archivos “.kml” y esquemas de conexión, con la finalidad de sustentar la viabilidad técnica de la propuesta, se debe complementar la propuesta con las rutas de tramos existentes y adicionales, tramos a dar de Baja, conexiones y complementos que detallan y evidencian la viabilidad de la propuesta. Asimismo, se debe precisar si los tramos a dar de baja pertenecen al SCT o al SST de demanda.

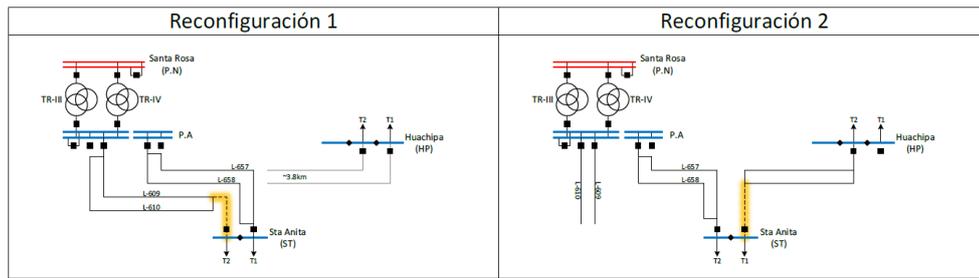
Respuesta

Lo requerido en este punto está contenido en el Anexo N° 16, donde se demuestra la viabilidad técnica de la alternativa planteada. Todas las Bajas planteadas pertenecen al SST.

- LDS no evalúa otras alternativas de solución. Por ejemplo, se solicita a la empresa evaluar la propuesta de mediano plazo considerada en el Plan vigente, una nueva terna en 60 kV desde SET Puente o SET Industriales), migrando a GIS la barra en 60 kV de la SET San Anita, reforzar la L-609 y dar de Baja a la L-658. La empresa deberá reevaluar cuál es la alternativa más conveniente para solucionar la contingencia de N-1 de la SET Santa Anita.

Respuesta

En los siguientes esquemas se presentan dos alternativas: (1) la planteada por LDS en su propuesta inicial; y, (2) una nueva alternativa solicitada por Osinerghmin. Como se observa, en ambas se hace un aprovechamiento de instalaciones existentes, según lo indicado en el numeral 12.1.8.f de la Norma Tarifas.



Asimismo, en el siguiente plano se han dibujado los tramos subterráneos nuevos que serían necesarios en las dos alternativas (en el esquema anterior se han sombreado de amarillo).



- Trazo propuesto en el PIT 2025-2029 (Reconfiguración 1)** **0,40 km**
- Trazo alternativo (Reconfiguración 2)** **4,55 km**

Como se puede apreciar en el plano anterior, la longitud del tramo subterráneo requerido en la alternativa de reconfiguración 2 es considerablemente mayor respecto al de la alternativa 1 (y por ende le corresponde un costo también considerablemente mayor), por lo que Luz del Sur mantiene la opción planteada en su propuesta inicial.

Sin perjuicio de lo anterior, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a considerar en la fijación de los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de

transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

Al respecto, conforme se evidencia, las alternativas planteadas por Osinergmin de implementar una nueva terna en 60 kV desde SET Puente o SET Industriales son técnicamente inviables, por cuanto en la SET Puente no existe espacio disponible para instalar una nueva celda de línea de 60 kV; mientras que en la SET Industriales existen espacios para dos celdas, pero ninguna está disponible, ya que una corresponde al segundo banco de transformadores 220/60 kV de la SET Industriales, y la otra está en proceso de equipamiento como punto de suministro para la Línea 2 del Metro de Lima.

Cabe señalar que, si bien el Plan de Inversiones no contempla estudios a nivel de ingeniería, el proyecto debe cumplir con ser viable técnicamente, así ha sido reconocido el Osinergmin en el caso seguido contra la empresa de generación Santa Ana en la Resolución N° 188-2018-OS/CD donde se ha reconocido la obligación de verificar que el proyecto a incorporarse en el Plan de Inversiones cumpla con ser viable técnicamente. No resulta admisible que sobre la base de una evaluación de gabinete se apruebe un proyecto que no sea ejecutable, más aún si es que se cuenta con evidencia que demuestre lo contrario.

En ese sentido, de acuerdo al Artículo 7° del Reglamento General de Osinergmin, que establece que la actuación de Osinergmin se guiará por el Principio de Actuación basado en el Análisis Costo – Beneficio Osinergmin debe descartar la alternativa planteada por no ser razonable al no haber espacio disponible para la instalación de las celdas, así como el impacto en los costos que se generarían por ejecutar alternativas que técnicamente son inviables.

Finalmente, reiteramos que para que el proyecto planteado sea realizable, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Dejar sin efecto la Baja de la línea L-657, aprobada por Osinergmin en la Modificación del PIT 2021-2025, en el tramo comprendido entre la SET Santa Rosa y la Derivación hacia la SET Santa Anita.
- Aprobar el soterrado del tramo comprendido entre las estructuras E07 y E11 (Avenida Las Magnolias), de la línea L-657 por razones de seguridad; similar al caso de la línea L-658.
- Finalmente, de acuerdo a la reformulación de la propuesta, las alternativas planteadas por LDS debe considerar evaluar y/o descartar tramos aéreos, incluso si la línea aérea en 60 kV colinda con redes MT dado que estas pueden pasarse a autoportante y/o ser soterradas para prevalecer el criterio técnico económico.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación N° 38, en el punto referido a la propuesta de Osinergmin que consiste en soterrar o pasar a autoportante la red de MT, para permitir que el tramo nuevo de la línea de 60 kV sea aéreo.

De acuerdo al inciso V) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y al numeral 1.1 del artículo 1 de la Norma Tarifas, el Plan de Inversiones comprende el conjunto de proyectos de instalaciones de transmisión, por lo tanto, no resulta viable que dentro del presente proceso de evaluación de instalaciones de transmisión se considere como una alternativa proyectos asociados a la red de distribución eléctrica.

Cabe señalarse que de acuerdo al numeral 12.1.1 de la Norma Tarifas, los únicos proyectos que Osinermin puede aprobar en el Plan de Inversiones consideran tensiones de muy alta tensión, alta tensión y excepcionalmente media tensión únicamente para las celdas de los alimentadores. Considerando ello, es evidente que no puede considerarse como una alternativa el soterramiento de las redes de distribución por ser estas de media tensión.

Por otra parte, se debe tener presente que estamos ante la presencia de dos modelos regulatorios distintos:

1. Por un lado, en el esquema regulatorio de la actividad de transmisión eléctrica, Osinermin aprueba un Plan de Inversiones que determina qué instalaciones y/o proyectos se van a implementar, a diferencia de lo que ocurre en el caso de la distribución eléctrica donde, en principio, la programación de las obras para la implementación de sus instalaciones no requiere de la aprobación por parte de Osinermin y depende de las mismas Distribuidoras, salvo en el caso de las Distribuidoras bajo el ámbito del FONAFE, que resulta el único caso en donde se exige presentar un Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE) en virtud del Decreto Legislativo N° 1208 .
2. Asimismo, en lo que respecta a los costos de inversión, operación y mantenimiento en transmisión estos determinados para cada proyecto que se apruebe en el Plan de Inversiones y los cuales son fijados por única vez en la puesta en servicio de la obra, mientras que para la distribución estos costos no dependen de un proyecto en particular, sino que corresponde a toda la red de distribución de la empresa modelo eficiente.
3. En cuanto a la retribución de la inversión, en transmisión esta se efectúa por proyecto a través del Costo Medio Anual el cual se fija por única vez por un periodo de 30 años, a diferencia de lo que ocurre en distribución en donde se reconocen los costos asociados a la red de distribución de una empresa hipotética y es fijado cada 4 años con el Valor Agregado de Distribución (VAD).

En efecto, el Osinermin en el Informe N° 042-2022-GRT, que contiene el análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú contra la Resolución Osinermin N° 240-2021-OS/CD que aprobó los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), reconoció que "(...) los criterios de la regulación de la transmisión eléctrica no son aplicables a la actividad de distribución eléctrica debido a que corresponde a un modelo regulatorio distinto."

Sin perjuicio de lo anterior, cabe hacer hincapié en que las redes de MT de la zona han sido construidas en su momento en base a la señal económica de eficiencia provenientes de la regulación de distribución del Valor Agregado de Distribución (VAD), en cuyos Términos de Referencia (TdR)

se precisa que únicamente en las zonas de Muy Alta Densidad (MAD) y Alta Densidad (AD) las redes de MT deben ser subterráneas; en el resto de zonas Media Densidad (MD), Baja Densidad (BD) y Muy Baja Densidad (MBD) las redes de MT deben ser aéreas.

De este modo, el planteamiento de Osinerghmin consistente en soterrar las redes aéreas de MT, implicaría los siguientes perjuicios económicos para LDS:

- LDS se vería obligada a construir redes subterráneas de MT en zonas donde tarifariamente se reconocen redes aéreas. Es decir, de la inversión que se realizaría sólo se reconocería una fracción (aprox. El 20%).
- LDS perdería la inversión que efectuó en su momento al construir las redes aéreas, alterándose con ello los ingresos esperados por el VAD los cuales ya habían sido fijados para el periodo regulatorio del 2022-2026.
- Además, LDS tendría que efectuar una inversión adicional para retirar la red aérea de MT que sería reemplazada por la red subterránea.

En consecuencia, consideramos que no procede tal planteamiento de Osinerghmin, por tratarse claramente de un caso de expropiación regulatoria.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, si bien la alternativa de LDS representa una alternativa de mínimo costo, LDS no evalúa otras adecuaciones que permitan tener más espacios en 60 kV en la SET's existentes, limitándose a indicar que simplemente no hay espacio en ese nivel de tensión (ver análisis del numeral 6.2.3 del presente informe). Sin perjuicio de lo anterior, y como fue detallado en análisis anteriores (ver análisis de observación 39), las opciones de ampliación de la SET Puente e Industriales necesariamente deberán evaluarse en su momento para la viabilidad respectiva, no proceder con las ampliaciones representaría un sobredimensionamiento en la capacidad de transformación 220/60 kV de la SET Industriales, en ese sentido se considera que debe prever pasar la SET Puente a tecnología GIS y su conexión a Industriales 60 kV.

Asimismo, LDS indica que su propuesta implica dar de Baja líneas (tramos) del SST; sin embargo, no se observa ni se especifica ninguna Baja propuesta.

Conclusión

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

47. Sobre el tercer enlace en 60 kV San Juan – Villa María

- Como premisa importante, dada la motivación de la solicitud para el proyecto propuesto, LDS no evalúa un planteamiento integral a nivel de media como alta tensión, considerando la posibilidad de hacer trasposos de carga a las SET's Progreso, San Juan o Pachacútec aledañas al proyecto.

Respuesta

De acuerdo a lo solicitado por Osinerghmin, se ha evaluado los trasposos de carga factibles hacia las SETs colindantes con la SET Villa María: SET San Juan, SET Progreso y SET Pachacútec. Los resultados se muestran en los siguientes cuadros:

Traslado de carga de la SET Villa María hacia la SET San Juan.

De	Hacia	Traslado de carga	Carga factible de trasladar (MVA)
SET Villa Maria	SET San Juan	VM27 a SJ-05	0.97

Traslado de carga de la SET Villa María hacia la SET Progreso.

De	Hacia	Traslado de carga	Carga factible de trasladar (MVA)
SET Villa Maria	SET Progreso	VM19-PG04	0.86
		VM21 - PG06	0.27
			1.13

Respecto al traslado de carga de la SET Villa María a la SET Pachacútec, ello no es factible debido a que no existen redes de la SET Villa María dentro del radio de influencia de la SET Pachacútec que cuenten con enlaces de interconexión con las redes de esta última.

En resumen, la descarga total que se puede conseguir en la SET Villa María es 2,1 MVA, cifra con la cual aún es necesario poner en servicio la tercera línea de 60 kV entre las SETs San Juan y Villa María el año 2027, para evitar que el 2028 - ante la contingencia en una de las líneas actuales - se exceda el 120% en el nivel de carga de la otra línea que quedaría en servicio (ver cuadro al final de la respuesta al siguiente punto).

Sin perjuicio de lo anterior, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a considerar en la fijación de los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

Al respecto, conforme se evidencia, la alternativa planteada por Osinerghmin respecto al traslado de carga de la SET Villa María a la SET Pachacútec, no resulta factible debido a que no existen redes de la SET Villa María dentro del radio de influencia de la SET Pachacútec que cuenten con

enlaces de interconexión con las redes de esta última, motivo por el cual no cumple con el criterio de eficiencia en cuanto términos de calidad se refiere.

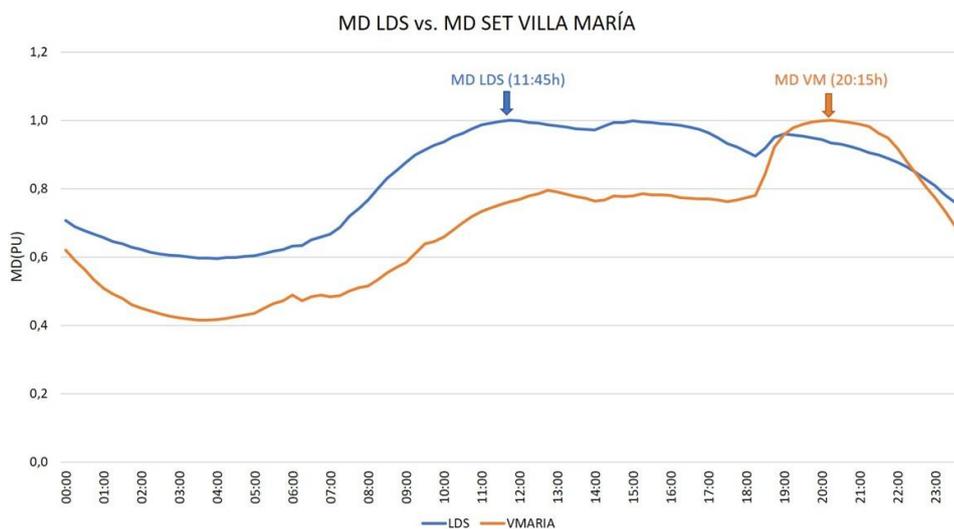
En ese sentido, de acuerdo al Principio del Análisis de Decisiones Funcionales establecido en el Artículo 13° del Reglamento General de Osinerghmin, establece que la actuación de Osinerghmin tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de calidad y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios. Por lo tanto, de acuerdo a ello, las alternativas planteadas deben descartarse por afectar la calidad del servicio.

- El diagnóstico presentado por LDS muestra sobrecarga con la evaluación de máxima demanda a nivel del SEIN para el año 2029, y plantea el proyecto para el 2028. Al respecto, LDS debe incluir la evaluación con la máxima demanda a nivel de sistema eléctrico, en concordancia con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como premisa fundamental, desde el punto de vista técnico, toda línea de transmisión debe diseñarse para que pueda transmitir su máxima demanda.

En el siguiente gráfico se muestran los diagramas de carga en valores P.U. de Luz del Sur (sistema eléctrico) y de la SET Villa María, esta última igual al de las líneas L-643/644



Como se aprecia claramente en el gráfico anterior, la máxima demanda del sistema de Luz del Sur se presenta a las 11:45 am, mientras que la máxima demanda de la SET Villa María (que es la misma que el de las líneas en cuestión) se presenta a la 20:15 horas. Por lo tanto, por un criterio de razonabilidad, las líneas L-643/644 deben diseñarse para que soporten la demanda que se presente a las 20:15 horas, tanto en condiciones de operación normal como de contingencia. De lo contrario, las líneas se estarían sub dimensionando, tal como se aprecia claramente en el siguiente cuadro, donde se ha trasladado los resultados de los niveles de carga esperados producto de las simulaciones en contingencia, considerando tres

escenarios: máxima demanda del sistema de LDS, máxima demanda del SEIN y máxima demanda de la SET Villa María:

Demanda	Elemento	Elemento Falla	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MD_SIST 11:45h	L-643	Op.Norm.	39	40	41	43	44	45	47	48	49	50
		L-644	79	81	83	88	90	92	95	97	100	103
MD_SEIN 19:30h	L-643	Op.Norm.	48	49	50	53	54	56	58	60	61	62
		L-644	97	100	103	108	111	115	118	122	126	128
MD_SET 20:15h	L-643	Op.Norm.	56	57	59	61	62	64	66	67	69	71
		L-644	112	115	118	121	124	128	131	135	139	142

Respecto a la concordancia con la Norma Tarifas (numeral 11.5), se aprecia una clara incoherencia en el contenido del correspondiente numeral, para casos de líneas de transmisión que alimentan en forma radial a una determinada SET (como es el caso de las línea L-643/644 y la SET Villa María), ya que en el citado numeral por un lado se indica que, para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplearán los valores máximos de potencia a la hora de máxima demanda coincidente por sistema eléctrico, mientras que para el caso de los transformadores indica que se utilizará la máxima demanda no coincidente proyectada para la SET.

Sin embargo, resulta obvio que en el caso que se está tratando en la presente observación, se debe utilizar la misma demanda tanto para las líneas como para los transformadores, por ser un sistema radial.

En esa línea, es claro que cuando el numeral 11.5 de la Norma Tarifas establece que toda línea de transmisión debe diseñarse para que pueda transmitir su máxima demanda, se refiere a un sistema de transmisión enmallado y no a un sistema expuesto a contingencias como un sistema radial. Bajo dicha perspectiva, la máxima demanda debe corresponder a la máxima demanda de la SET y no a la del sistema eléctrico de Luz del Sur. Esta postura se desprende de la lectura sistemática del numeral 11.5 con el numeral 10.1 de la Norma Tarifas, el cual establece que, para la definición del Plan de Inversiones, la alternativa escogida debe cumplir con los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). En el presente caso, de considerar que la máxima demanda corresponde al sistema de Luz del Sur, se estaría optando por una alternativa inadecuada en términos de confiabilidad, pues se soportará una menor demanda en el periodo de mayor estrés de la línea de transmisión que reiteramos forma parte de un sistema de transmisión radial.

- Respecto al tercer circuito en 60 kV se observa lo siguiente: (1) no se ha explicitado la evaluación de rutas de línea, tampoco se ha sustentado la implementación de la ruta 100% subterránea, se observan vías colindantes (por ejemplo, Miguel Iglesias, Juan Velasco Alvarado, entre otras) donde puede pasar una línea área en 60 kV y otras donde hay redes MT que pueden pasarse a autoportante y/o ser soterradas (o redes AP que puede ser reubicadas) para prevalecer el criterio técnico económico; (2) No se ha descartado el reforzamiento de las líneas L-643/644 existentes.

Respuesta

- (1) Evaluación de rutas de la LT de 60 kV y restricciones

Se han evaluado dos alternativas de ruta para la línea de 60 kV San Juan – Villa María: (i) la que consideró Luz del Sur en su propuesta inicial; y, (ii) la ruta sugerida por Osinerghmin como parte de sus observaciones. En el Anexo N° 17 se presenta un informe detallado conteniendo el respectivo estudio de rutas y mostrando el recorrido de ambas alternativas con tomas fotográficas, señalando las restricciones que existen en los dos casos para la construcción de líneas aéreas de 60 kV: existencia de redes aéreas de MT, unidades de alumbrado público, árboles, carteles, etc. Sin perjuicio de lo anterior, si bien el Plan de Inversiones no define una tarifa, lo que se establezca en el Plan se va a considerar en la fijación de los peajes de los sistemas de transmisión, y, como consecuencia de ello, resulta necesario que dicho Plan se defina bajo criterios de eficiencia, en virtud del artículo 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). Del mismo modo, en el numeral 3.25 del artículo 3 de la Norma Tarifas se ha establecido que el SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

Al respecto, conforme se evidencia, la alternativa planteada por Osinerghmin es técnicamente inviable, debido a la existencia de redes aéreas de MT, unidades de alumbrado público, árboles, carteles, etc. Cabe señalar que, si bien el Plan de Inversiones no contempla estudios a nivel de ingeniería, el proyecto debe cumplir con ser viable técnicamente, así ha sido reconocido el Osinerghmin en el caso seguido contra la empresa de generación Santa Ana en la Resolución N° 188-2018-OS/CD donde se ha reconocido la obligación de verificar que el proyecto a incorporarse en el Plan de Inversiones cumpla con ser viable técnicamente. No resulta admisible que sobre la base de una evaluación de gabinete se apruebe un proyecto que no sea ejecutable, más aún si es que se cuenta con evidencia que demuestre lo contrario.

En ese sentido, de acuerdo al Artículo 7° del Reglamento General de Osinerghmin, que establece que la actuación de Osinerghmin se guiará por el Principio de Actuación basado en el Análisis Costo – Beneficio Osinerghmin debe descartar la alternativa planteada por no ser razonable al no haber espacio disponible para la instalación de las celdas, así como el impacto en los costos que se generarían por ejecutar alternativas que técnicamente son inviables.

(2) Reforzamiento de las líneas L-643/644 existentes

En el Anexo N° 18 se presenta un informe donde se sustenta que es técnicamente inviable el reforzamiento de las líneas L-643/644, para incrementar su capacidad.

La Norma Tarifas en su numeral 10.1 del artículo 10° establece como uno de los aspectos que debe considerarse para la definición del proyecto a aprobarse en el Plan de Inversiones de que se trate de

aquella alternativa que cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad).

Si bien el Plan de Inversiones no contempla estudios a nivel de ingeniería, el proyecto debe cumplir con ser viable técnicamente, así ha sido reconocido el Osinergmin en el caso seguido contra la empresa de generación Santa Ana en el Informe donde se ha reconocido la obligación de verificar que el proyecto a incorporarse en el Plan de Inversiones cumpla con ser viable técnicamente. No resulta admisible que sobre la base de una evaluación de gabinete se apruebe un proyecto que no sea ejecutable, más aún si es que se cuenta con evidencia que demuestre lo contrario. En el caso en concreto siendo que se ha demostrado que el resulta inviable técnicamente, por ese motivo siendo que dicha alternativa no será posible ejecutar por las restricciones técnicas que presenta corresponde que se descarte dicha alternativa y se acoja la propuesta de Luz del Sur.

- Dentro de los sustentos, se solicita enviar el diagnóstico y análisis de redes MT, descartado correctamente las soluciones en MT y ampliaciones de SET, así como presentar las redes MT georreferenciadas (por ejemplo, en formato shape), y presentar los unifilares y planos de planta y secciones de las SET's involucradas (Progreso, San Juan y Pachacutec), así como los mapas de densidad de carga, con la finalidad de demostrar la imposibilidad de trasladar carga a las SET's aledañas.

Respuesta

En adición a lo expresado y mostrado en las respuestas a cada punto contenido en la presente observación, en el Anexo N° 19 se está incluyendo la información complementaria y sustentatoria que consideramos necesaria para que Osinergmin pueda efectuar los análisis que considere conveniente.

Análisis de Osinergmin

LDS no ha sustentado correctamente la imposibilidad del traslado de carga de la SET Villa María a la SET Pachacútec, que es una instalación reciente del sistema y que implicó un importante costo de inversión que se remunera a través de la tarifa de toda el Área de Demanda 7, y que se ubica cerca al radio de atención de la SET Villa María. Es importante precisar que, la afirmación de LDS respecto a que no existen redes de la SET Villa María en el radio de alcance de la SET Pachacútec, no es sustento para no trasladar carga, considerando el planeamiento y los objetivos iniciales de la SET Pachacútec, dado que esta subestación fue aprobada para que pueda tomar carga de las SET Villa Salvador y SET Villa María. Por otro lado, para el caso de la SET Progreso, la empresa manifiesta que solo está limitada a 0,86 MVA de transferencias cuando en el PI 2021-2025 y su modificatoria la misma empresa planteo factibilidad de traslados entre 6-10 MVA.

Por otro lado, en relación a la factibilidad de reforzamiento de las líneas L-643/644, se observa que LDS presenta un informe detallando la imposibilidad de reforzamiento a 400mm², sin embargo, no descartó la posibilidad de cambio a dos conductores por fase (2x304mm²) que no afectaría la hipótesis de rotura de conductor dada su equivalencia a la rotura

existente.

Asimismo, tal como se indica en el presente informe (ver numeral 6.3.2), de acuerdo al numeral 11.5 de la NORMA TARIFAS, para el dimensionamiento de las líneas de transmisión, el análisis se realiza considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico y no a la hora de máxima demanda de la SET, como propone LDS, considerando que se trata de un escenario N-1. Asimismo, no presenta estadísticas de falla de las líneas en cuestión.

Conclusión

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

48. Sobre la ampliación de capacidad de Transformación MAT/AT en la SET Industriales

- Cabe indicar los antecedentes de evaluación del PI 2021-2025 respecto a la necesidad bancos de transformadores MAT/AT por confiabilidad, se precisa que la práctica adoptada para la confiabilidad en la transformación en subestaciones 220 kV es la de contar con un polo de reserva, en caso acontezca una falla en cualquiera de los transformadores monofásicos en operación. La SET Industriales cuenta con este nivel de confiabilidad.

Respuesta

La razón principal que tuvo LDS para incluir en la propuesta inicial el segundo banco de transformadores de 220/60 kV para la SET Industriales, fue la de brindar un adecuado nivel de confiabilidad al cliente Metro de Lima Línea 2, por tratarse de un servicio público vital para Lima.

Sin embargo, atendiendo a requerimientos recientes tanto del respectivo concesionario, como del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, y dado que existen limitaciones físicas para otorgarle conexiones adicionales en sus dos puntos de suministro (uno en servicio y el otro en proceso de equipamiento); tal como se mencionó en una de las respuestas a la observación N° 39, se ha informado a ambas entidades que, en caso Osinerghmin apruebe para Luz del Sur la nueva SET Vitarte como parte de su Plan de Inversiones 2025-2029, se les podrá proporcionar un punto de conexión en 60 kV en dicha SET y con ello brindar también un adecuado nivel de confiabilidad a la carga esencial de la Línea 2 del Metro de Lima.

Por lo tanto, se retira de la propuesta el proyecto de instalar el segundo banco de transformadores de 220/60 kV en la SET Industriales.

- Por otro lado, la NORMA TARIFAS no establece aumentar la confiabilidad para algún tipo de carga; asimismo, es importante señalar que respecto a la Línea 2 del Metro, dicha carga contempla su propio nivel de confiabilidad y se conecta a varios puntos del sistema. En ese sentido, LDS debe incorporar el sustento técnico y económico que demuestre la necesidad del nivel de confiabilidad requerido para la SET Industriales.

Respuesta

Teniendo en cuenta la respuesta al punto anterior, no corresponde responder este punto.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, si bien LDS ha retirado la propuesta del segundo Banco de Transformadores en la SET Industriales, no ha evaluado reconfiguraciones para dejar espacio para celdas en 60 kV en las SET's existentes y tampoco ha evaluado la posibilidad que las líneas existentes (que no se encuentran conectadas actualmente) puedan brindar una confiabilidad total o parcial a la demanda que alimenta la SET Industriales.

Conclusión

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

49. La renovación de celdas en 60 kV de las SET's Limatambo y San Isidro

- Con respecto a la LT 60 kV Limatambo - San Isidro, aprobada en la modificatoria del PI 2021-2025, la empresa planteó como módulo de inversión para las celdas de línea en las SETs San Isidro y Limatambo el tipo de celda convencional que ahora manifiesta no aplica y le generará el impedimento en la ejecución. En ese sentido, LDS debe aclarar la aparente inconsistencia que existe en su propuesta. Asimismo, debe sustentar la razón para pasar del año 2025 al 2028 la ejecución de las celdas de línea 60 kV de las SET San Isidro y Limatambo, y si impacta en el referido proyecto aprobado en la modificatoria del PI 2021-2025.

Además, LDS debe precisar la solicitud de reprogramación y/o cambio tecnológico de los elementos aprobados en el PI 2021-2025, con la solicitud de renovación de elementos para el Plan de Inversiones 2025-2029.

Respuesta

Para las celdas en cuestión, en el proceso de Modificación del PIT 2021-2025 se planteó el cambio de las celdas para la línea Limatambo – San Isidro, por convencional tipo exterior, debido a que no existen módulos estándar para celdas tipo convencional interior, que es lo que correspondía. Por razones obvias, en las SETs Limatambo y San Isidro no es posible instalar celdas convencionales tipo exterior, de allí el impedimento en su ejecución, tal como está aprobado en la Modificación del PIT 2021-2025.

Por ese motivo, se está planteando que las celdas definitivas para la línea Limatambo - San Isidro sean de tipo GIS, para cuando se haga el reemplazo total de celdas. Mientras tanto, las celdas para esta línea se equiparán con equipos existentes de segundo uso, debidamente probadas. Por lo tanto, la puesta en servicio de la línea Limatambo – San Isidro no se verá afectada.

- Por otro lado, en el Anexo 04.07 Celdas GIS 60kV SET's LI y SI, no se especifica ni detalla los componentes de reserva que se tiene para las celdas existentes (solo se menciona que no hay repuestos),

considerando que se ha dado de baja dos celdas de línea, asimismo no se detalla los antecedentes de fallas o intervenciones a las celdas (transformación, medición, acoplamiento y de línea) evidenciando los problemas operativos y técnicos. En ese sentido, LDS no sustenta la problemática operativa de dichas instalaciones, es decir, entre otras, registro de fallas, fotografías de los equipos, estado de operación, por lo cual debe ser completada de acuerdo a lo mencionado. Asimismo, se requiere sustentar el año de ingreso de cada una de las celdas solicitadas.

Respuesta

A la fecha, LDS no cuenta con repuestos para las celdas 60 kV de las subestaciones Limatambo y San Isidro. Los elementos dados de baja de las celdas L633 y L634, son de tecnología obsoleta y presentan defectos, por lo que no sirven de repuestos para las demás celdas. En el Anexo N° 20, se detallan los años de fabricación de cada componente y las deficiencias que presentan, como fugas de aire, defectos mecánicos y puntos calientes; asimismo se ha incluido un registro fotográfico que evidencia las condiciones operativas de las mismas.

Dada la antigüedad y condiciones operativas de las celdas antes explicadas, el objetivo es que se reemplacen lo más pronto posible. Por ello, el año de ingreso de cada una de las celdas solicitadas se ha fijado considerando los tiempos que demandan los desarrollos de las ingenierías básicas y de detalle, los procesos logísticos de adquisiciones, plazos de entrega y secuencia de montaje, tomando como punto de inicio la fecha de aprobación del Plan de Inversiones por parte de Osinermin.

- LDS plantea la renovación de 08 celdas 60 kV en la SET San Isidro y 10 celdas 60 kV en la SET Limatambo, para lo cual se solicita detallar en su propuesta las celdas específicas a renovar, teniendo en cuenta que los elementos pertenecientes al SCT aún no cumplen los 30 años de antigüedad. Sobre el particular, se observa que existe una celda del año 2017 (San Isidro) y una celda del año 2013 (SET Limatambo) que se remuneran como parte del SCT, por lo que se requiere que se aclare si las Celdas a renovar forman parte del SST y/o SCT.

Respuesta

LDS propone renovar el total de celdas de 60 kV tipo convencional interior tanto en la SET San Isidro como en la SET Limatambo y reemplazarlas por celdas tipo GIS. Respecto de lo señalado, se debe precisar que, en la SET Limatambo existe un grupo de celdas de 60 kV tipo convencional instaladas al exterior, las cuales no se están planteando renovar, y dentro del cual se encuentra la celda instalada el 2013 mencionada por Osinermin.

En ese sentido, las celdas a renovar son las siguientes:

SET San Isidro

- Celda de línea L-633
- Celda de línea L-635
- Celda de línea L-6247
- Celda de transformador
- TR1 Celda de transformador

- TR2 Celda de transformador
- TR3 Celda de acoplamiento ACP
- Celda de medición

SET Limatambo

- Celda de línea L-629
- Celda de línea L-630
- Celda de línea L-633
- Celda de transformador
- TR1 Celda de transformador
- TR2 Celda de transformador
- TR3 Celda de acoplamiento
- ACP1 Celda de acoplamiento
- ACP2 Celda de acoplamiento
- ACP3 Celda de medición

Cabe precisar que, debido al número relativamente alto de circuitos conectados a la barra en las dos subestaciones, para ambos casos se está considerando doble sistema de barras. Para la SET Limatambo, además, se debe considerar los acoplamientos necesarios entre las celdas tipo interior (las que se plantea renovarlas) y las de tipo exterior o intemperie, que se van a mantener como tales.

Respecto a las celdas que forman parte del SCT, no resulta eficiente mantenerlas dado que, se tendrían que equipar elementos de transición para unir dichas celdas con las nuevas celdas de tipo GIS, debido a que no sería técnicamente factible acoplarlas directamente.

Ante lo indicado, tanto los numerales 5.2 y 5.5 del artículo 5° de la “Norma de Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión de SST y/o STC”, evidencian que no existe restricción en el planeamiento eléctrico para que se pueda dar de baja un elemento de transmisión que se encuentra dentro de su vida útil.

En este marco, en tanto la alternativa que propone Luz del Sur garantiza que se cumplan con las condiciones de eficiencia (calidad y confiabilidad), que se contemplan en los numerales 12.2 y 12.3 del artículo 12° de la Norma Tarifas, esta propuesta debe primar sobre la que propone Osinergmin, la cual, debido a la convergencia de elementos obsoletos con elementos nuevos, degrada la calidad del servicio.

Por lo expuesto, la propuesta planteada por Luz del Sur de dar elementos de baja que aún se encuentran dentro de su vida útil, resulta ser la mejor solución técnica para garantizar las condiciones de calidad de las subestaciones y garantizar la finalidad del plan de inversiones, la cual de acuerdo con el artículo 10.1 del artículo 10° de la Norma de Tarifas, es que el Plan de Inversiones cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad).

En el **Anexo N° 20** referido en la repuesta al punto anterior también se incluyen los detalles referidos a la propuesta de renovación de las celdas de 60 kV antes indicadas, incluyendo las secuencias del caso.

- En caso se llegue a sustentar la renovación de celdas con la tecnología correspondiente, la empresa deberá argumentar y detallar

adecuadamente el año de ejecución para dicho proyecto, además de la factibilidad técnica de instalación de acuerdo a la disposición actual y futura prevista (esquema o bosquejo de ejecución y fases para la implementación sin afectar el suministro eléctrico), esto para la respectiva claridad y factibilidad del proyecto planteado.

Respuesta

En el Anexo N° 20 referido en la respuesta al punto anterior se dan los detalles requeridos en el presente punto.

Análisis de Osinerghmin

Si bien LDS ha presentado información de las celdas 60 kV que propone renovar, se considera que faltan algunas precisiones: no se observan todas las fotos de las placas de las celdas; asimismo, no se ha informado de algunas celdas del SCT que propone renovar. No obstante, se evalúa la propuesta en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Conclusión

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

50. Sobre la renovación de celdas 10 kV en la SET Gálvez

- Es importante precisar que aun cuando las instalaciones tengan más de 30 años no significa una renovación o cambio automático, sino hasta que la empresa considere y sustente la no factibilidad de uso de dichas instalaciones; cabe señalar que, aun pasado los 30 años las instalaciones del SST se siguen remunerando; además, según el artículo 31, literal c), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Respuesta

Las celdas convencionales de la SET Gálvez tienen problemas de no factibilidad de uso, ya que no cuentan con repuestos ni soporte técnico en el mercado para atender situaciones de emergencia, debido a la obsolescencia tecnológica de las mismas. Además, son celdas que superan los 30 años de servicio y su tecnología no se encuentra vigente en el mercado.

Debido a que los elementos conformantes de dichas celdas son de tecnología obsoleta y no obstante el mantenimiento realizado, estos presentan defectos tales como fuga de aire en el caso de los seccionadores y puntos calientes en el caso de los interruptores, consiguiendo sólo una solución temporal. Sin embargo, los problemas vuelven a presentarse debido al desalineamiento de su mecanismo durante las maniobras de extracción e inserción. Asimismo, el sistema de aire comprimido principal también es de tecnología obsoleta, presenta fugas de aire y un avanzado deterioro de sus componentes debido a la antigüedad, todo ello a pesar de las intervenciones de mantenimiento que se efectuaron en los últimos años.

Todas estas condiciones afectan la confiabilidad operativa de las celdas 10 kV.

En el **Anexo N° 21**, se detallan las deficiencias y condiciones operativas de las celdas 10 kV de la subestación Gálvez.

- En ese sentido, LDS indica como único sustento que, las celdas tienen una antigüedad mayor a 30 años, pero no sustenta la problemática operativa de dichas instalaciones, es decir, entre otras, registro de fallas, fotografías de los equipos, estado de operación, año de ingreso, ni siquiera sustenta la antigüedad de las celdas (menciona que es mayor a 30 años, pero no presenta la totalidad de placas ni detalles integrales de las celdas). Cada elemento a renovar debe estar sustentado, adjuntando datos de placas u otro sustento que demuestre su antigüedad.

Respuesta

En el mismo Anexo referido en el punto anterior, se muestran fotos de las placas y se listan los elementos con sus respectivos años de fabricación; asimismo, se describe la problemática operativa que se tiene producto de las deficiencias que presentan, como las fugas de aire y puntos calientes. Dicho Anexo también contiene un registro fotográfico que evidencian las condiciones operativas de las mismas.

- LDS no justifica la tecnología para la renovación de celdas solicitadas; el anexo presentado incluye conclusiones sin haber detallado el sustento, las evaluaciones realizadas no son trazables ni se muestra el detalle y/o referencias utilizadas. En ese sentido, las premisas de seguridad y confiabilidad deben estar debidamente sustentadas mediante una evaluación técnica-económica trazable.

Respuesta

En el mismo Anexo antes referido, se sustenta la ventaja de operación y mantenimiento que se obtiene con el uso de tecnología GIS respecto a la tecnología AIS y Metalclad. En resumen, la tecnología GIS ofrece mayor confiabilidad operativa y mayor seguridad para el personal y el resto de instalaciones; asimismo, exige una cantidad mínima de intervenciones de mantenimiento con corte de servicio en un periodo de 30 años, lo cual reduce en un 97.7% la cantidad de clientes afectados.

- Asimismo, se solicita precisar si los Elementos a renovar forman parte del SST y/o SCT. Se observa que existe una celda (2015) remunerada como parte del SCT.

Respuesta

Solo la celda de 10 kV del TRF3 pertenece al SCT. El resto de celdas forman parte del SST.

Análisis de Osinergmin

Si bien LDS ha presentado información de las celdas 10 kV que propone renovar, se considera que faltan algunas precisiones: no se observan todas

las fotos de las placas de las celdas. No obstante, se evalúa la propuesta en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Conclusión

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

51. Sobre las instalaciones propuestas por confiabilidad de sistemas de transmisión críticos

- LDS señala que el trámite correspondiente para la calificación del sistema crítico 60 kV Chosica – Surco – San Mateo, se está haciendo ante la División de Supervisión de Electricidad (DSE).

Respuesta

Mediante carta N° SGOMT 67/2023 de fecha 01/06/23, Luz del Sur solicitó a la DSE de Osinergmin, evaluar la calificación como Sistema de Transmisión Crítico, el sistema radial conformado por las líneas de 60 kV L-6731/L-647/L-649, que atienden el servicio eléctrico de la zona Lima Este.

- Al respecto, en caso el sistema sea calificado como sistema crítico, se solicita que se presenten las alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en el referido sistema, de acuerdo al numeral 12.3.4 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Mediante Oficio N° 801-2023-OS-DSE de fecha 09/06/2023, Osinergmin comunicó la calificación como sistema crítico o en Alerta, a la configuración radial 60 kV “Chosica – Surco – San Mateo”; solicitando enviar, a través de un informe técnico, las alternativas de solución del sistema de transmisión crítico en mención, el sustento a través de simulaciones con el Software Digsilent (función de confiabilidad) en caso se requiera; así como el envío del archivo fuente (pfd).

En atención al referido requerimiento, en el **Anexo N° 22** se remite el informe técnico solicitado, así como toda la información relacionada.

Análisis de Osinergmin

Si bien LDS ha presentado una evaluación de alternativas para resolver el sistema crítico Chosica-Surco-San Mateo, las mismas forman parte del ámbito del Plan de Transmisión y no del PI 2025-2029, y no sopesa diversas incertidumbres que se pueden presentar para su aprobación y puesta en servicio.

Conclusión

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

Transformadores de reserva

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

Sobre la información del parque de transformadores existente

- LDS debe remitir la información requerida según el F-003, identificando para cada transformador su número de serie (identificación), año de fabricación y parámetros eléctricos. Se solicita que se verifique los datos consignados, puesto que se ha identificado algunos datos inexactos, por ejemplo, en la SET Ingenieros se ha consignado en el F-003 que existe un Transformador 40 MVA de 2 devanados (año 1998); sin embargo, en la visita técnica se ha identificado que existe un Transformador de 40 MVA de 3 devanados (año 2007).

Respuesta

El formato F-003 reportado contiene la información establecida en la Norma Tarifas, incluyendo el número de transformador según corresponde en cada subestación “Tr1, Tr2...”

Respecto al transformador identificado en la SET Ingenieros, éste corresponde a uno disponible del SST y que es utilizado como reserva. Es de 40 MVA de 3 devanados, como se muestra en el cuadro que da respuesta a la observación contenida en el siguiente párrafo.

- Asimismo, deberá indicar los transformadores que se encuentran como “reserva o capacidad disponible” remunerados por la demanda, precisando su ubicación. Entre otros, especificar en la lista a los transformadores aprobados como reserva de 60/10 kV y 60/23 kV, ambos de 50 MVA, y su ubicación. Cabe señalar que, en las visitas técnicas se identificó un transformador de reserva 50 MVA en la SET Balnearios; sin embargo, LDS ha indicado que todos sus transformadores de reserva 50 MVA se encuentran operando ante contingencias presentadas en su parque de transformadores, por lo que se solicita se aclare la procedencia de dicho transformador en SET Balnearios.

Respuesta

La ubicación de los transformadores que se encuentran como “reserva o capacidad disponible” se muestra en el siguiente cuadro:

TIPO	Transformadores Disponibles			Ubicación
	SST	SCT (Reserva)	Total	
220/22,9 kV - 50 MVA		1	1	SET San Miguel
220/10 kV - 50 MVA		1	1	Los Sauces
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1		1	SET Ingenieros
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs San Isidro y Central
60/22,9 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)
60/10 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)

60/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs Santa Anita (sale de CE-TRF2) y en taller Ex G- TRF2 (revitalización)
60/10 kV - 17,2 MVA	2		2	SETs Pachacamac y San Bartolo
60/10 kV - 12,5 MVA	1		1	SET Santa Clara
TOTAL	8	4	12	

Respecto al transformador identificado por Osinermin en la SET Balnearios, éste corresponde a una rotación temporal para poder ejecutar el proyecto de instalación de sistemas contra explosión (SCE) en los transformadores de la SET Central.

- Se solicita que LDS presente las rotaciones de transformadores que se efectuaron en el AD7 y que no han sido informadas en los Planes de Inversión hasta la actualidad (Indicando SET Inicial, SET Final y año de rotación), esto con la finalidad de identificar claramente la ubicación de los transformadores remunerados o no en el SST y SCT.

Respuesta

Respecto a las rotaciones no contempladas en el PIT, el año 2023 se realizaron dos rotaciones temporales para la instalación de sistemas contra explosión (SCE) de transformadores en la subestación Central:

- Instalación de transformador de 25/25/25MVA-60/22,9/10kV (disponible del SST y utilizado como reserva) en reemplazo del transformador de 50MVA-60/22,9kV.
- Instalación de transformador de 25MVA-60/10kV (disponible del SST y utilizado como reserva) en reemplazo del transformador de 50 MVA-60/10 kV.

Dichos transformadores de 50 MVA fueron retirados y trasladados a la subestación Balnearios para hacer las adaptaciones y/o adecuaciones al SCE.

Una vez que concluya la instalación de sistemas contra explosión (SCE) de transformadores en la subestación Central, se regresará a la situación inicial.

- LDS debe presentar su solicitud de transformadores de reserva, precisando en su ESTUDIO la Subestación en dónde se ubicarán los transformadores de reserva de acuerdo a los resultados obtenidos en el modelo de transformadores de reserva. Asimismo, deberá indicar a que SET se reubican los transformadores de reservas existentes en 60/10 kV y 60/23 kV, ambos de 50 MVA, así como los demás transformadores de reserva y/o disponibles remunerados por la demanda.

Respuesta

La propuesta de transformadores de reserva y ubicación respectiva se sustenta en el capítulo 6.2 del Volumen 4 de la Propuesta Definitiva. De los resultados obtenidos, para el período 2025-2029 se propone lo siguiente:

Necesidad de Transformadores de Reserva: Propuesta PIT 2025-2029

Grupo	TR Reserva	Ubicación	Propuesta
1	60/10kV - 50MVA	SET Barranco	Reconocido en SCT
2	60/10kV - 50MVA	SET Puente	Nuevo: PIT 2025-2029
3	60/22,9kV - 50MVA	SET Ingenieros	Reconocido en SCT
4	60/22,9kV - 50MVA	SET Alto Pradera (Lurín)	Nuevo: PIT 2025-2029
5	60/22,9/10 kV - 40MVA	SET Santa Clara	Nuevo: PIT 2025-2029
6	60/22,9/10 kV - 40MVA	SET Limatambo (Bañerios)	Nuevo: PIT 2025-2029
7	60/22,9/10 kV - 25MVA	SET Vertientes/Villa El Salvador	Reconocido en SST
8	60/22,9/10 kV - 40 MVA	SET Las Praderas	Nuevo: PIT 2025-2029
9	60/22,9/10 kV - 10 MVA	SET Surco/Chosica	Nuevo: PIT 2025-2029
10	220/10kV - 50 MVA	SET Progreso	Reconocido en SCT
11	220/22,9kV - 50 MVA	SET La Molina	Reconocido en SCT

En resumen, se propone incluir al PIT 2025-2029: 01 TR de 60/22,9kV – 50 MVA, 01 TR 60/10kV-50 MVA, 03 TRs de 60/22,9/10kV-40 MVA y 01 TR de 60/22,9/10kV-10 MVA.

Respecto a los transformadores del SST remunerados por la demanda y que están disponibles, se propone lo siguiente:

TIPO	Transformadores Disponibles SST	Propuesta PIT 2025-2029
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1	Uso en SET Vitarte
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2	01 como Reserva y 01 en futura SET Las Palmas (2032)
60/10 kV - 25 MVA	2	En SET Huaycán, uno el 2025 y otro en el 2032.
60/10 kV - 17,2 MVA	2	Baja
60/10 kV - 12,5 MVA	1	Reemplazará al TR de 5 MVA de la SET Surco

Sobre el modelo presentado

- LDS, en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

Se ha actualizado la base de costos en el modelo de transformadores de reserva, conforme a lo indicado por Osinermin.

- LDS, deberá remitir los cálculos y sustentos para la determinación de los factores de carga de los transformadores que utilizó en el modelo de transformadores de reserva (utilizó FC=0.7 para todos los transformadores), para ello deberá remitir el perfil de carga de cada transformador para el año representativo. Cabe precisar que, de acuerdo a la NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA, el factor de carga se define como la relación entre la potencia media de

una carga y la potencia máxima de la misma que resultará del perfil de carga de cada transformador.

Respuesta

El cálculo del factor de carga anual se encuentra en la hoja "Fc" del archivo "F- 100_AD07.xlsx". Para este cálculo se consideró las demandas coincidentes con la máxima del sistema (F-121) y las energías correspondientes consignadas en los formatos F-109 y F-115.

El uso de la demanda coincidente es coherente con la potencia no suministrada (PNS) utilizada para determinar la reserva de transformación.

- LDS señala en su informe de sustento de transformadores de reserva que, existen restricciones al traslado de transformadores en la macrozona de Lima que condicionan el traslado de las reservas del tipo compartida entre SET cercanas. Al respecto, LDS debe sustentar dichas restricciones de traslados de acuerdo a solicitudes y trámites efectuados ante la Municipalidad de Lima, para acceder con transporte de carga a las distintas SET's ubicadas en la macrozona de Lima. Asimismo, según el Decreto 011 de la Municipalidad de Lima (indicado por LDS), señala en su artículo 6 que, las restricciones de transporte de carga y restricciones horarias no son aplicables a vehículos destinados a servicios públicos. Por tanto, se entiende que no se debe condicionar la agrupación de transformadores entre SET cercanas, a permisos para transportar carga.

Respuesta

Lo estipulado en el Decreto 011 de la Municipalidad de Lima no es un criterio utilizado para el agrupamiento de transformadores y posterior cálculo de la reserva compartida (ver Anexo A04.09 "Determinación de transformadores de reserva" de la propuesta definitiva). Sin embargo, es importante precisar que las restricciones durante el traslado de un transformador son aquellas que dificultan el recorrido esperado entre subestaciones y accesos a la misma subestación, por motivos imprevistos como los "trabajos municipales" y los trabajos efectuados por otras empresas de servicios públicos.



Otras consideraciones son las recomendaciones para el traslado establecido por los fabricantes. Por ejemplo, SIEMENS recomienda 30 km/h como velocidad máxima; sin embargo, al pasar cruces de calles, gibas,

puentes y otras interferencias, en Luz del Sur la velocidad se reduce a 5 km/h.

Al transportar e instalar el equipo

- Grandes pesos y altos centros de gravedad pueden causar que el equipo se vuelque y cause serias lesiones que incluso pueden ocasionar la muerte. Esto se puede prevenir si la parte inferior del transformador es mantenida en posición horizontal.
- La inclinación máxima permisible antes de que ocurra el volcamiento es de 15°. Esta inclinación no debe ser superada.
- La máxima velocidad en carreteras en perfecto estado es de 30 km/h. Para carreteras en mal estado la velocidad debe ser reducida tanto como sea necesario.

Advertencia: Inclinaciones superiores a los 15° pueden ocasionar el volcamiento del equipo.

- Las partes salientes expuestas se pueden proyectar en el área de trabajo causando lesiones si ellas no son cubiertas adecuadamente.

Por lo tanto, para el cálculo de la reserva de transformación se está considerando una velocidad media de 15 km/h.

- LDS señala que, no se puede agrupar transformadores con diferente número de devanados, debido a que un transformador de 3 devanados no puede ser reserva de uno de 2 devanados. Sin embargo, en la Zona 1 de su propuesta incluye al transformador de SET Ñaña (60/22,9/10 kV) dentro del grupo de 2 arrollamientos. Por tanto, LDS, deberá sustentar las razones técnicas por las cuáles no puede agrupar transformadores de reserva con diferente número de devanados. aclarar la incongruencia encontrada en sus argumentos. Asimismo, es preciso indicar, según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN un transformador de 3 devanados si puede ser reserva de uno de 2 devanados (pero no viceversa).

Respuesta

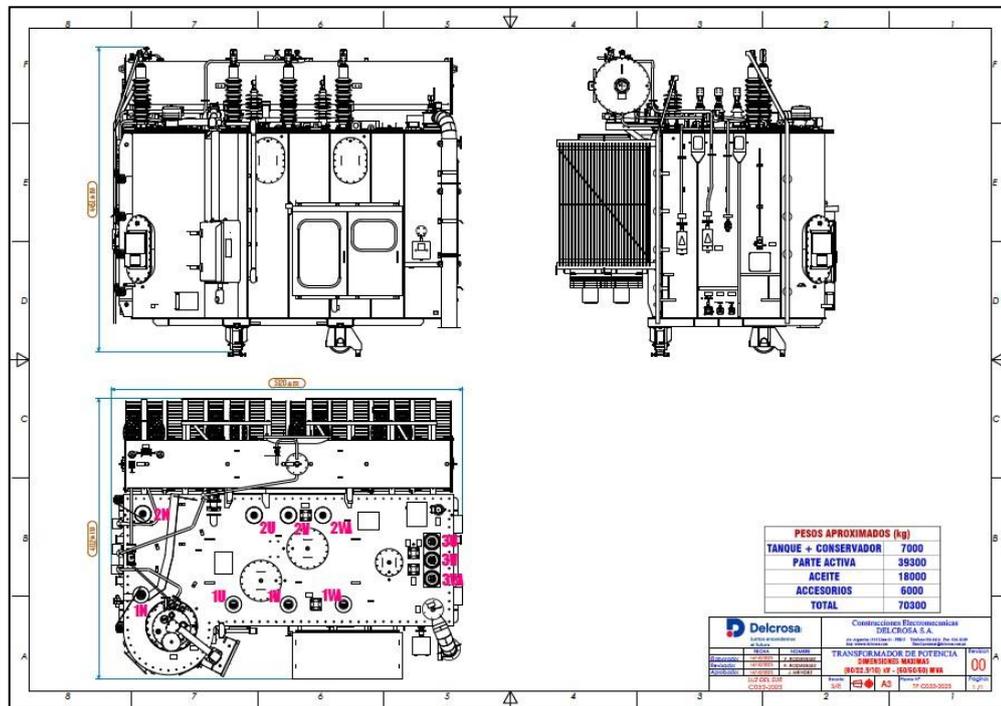
Se ha revisado la factibilidad de utilizar transformadores de tres devanados como reserva de unidades de dos devanados, y se ha verificado que efectivamente ello es técnicamente factible, pero con las siguientes restricciones:

- En las subestaciones Balnearios, Central, Gálvez, Limatambo, Neyra y San Isidro el transformador de tres devanados de mayor potencia que se puede instalar, y por tanto considera como reserva, es de 40/40/40 MVA 60/22,9/10 kV.
- En las subestaciones enumeradas en el guion anterior no es factible instalar transformadores de 50/50/50 MVA – 60/22,9/10 kV (tres devanados) debido a sus dimensiones. Por este motivo y en atención

a lo sugerido por Osinerghmin más adelante, para estas subestaciones sólo se ha considerado en la evaluación transformadores de dos devanados de 50 MVA.

A continuación, se muestra el plano enviado por un fabricante de transformadores donde se muestra las dimensiones de un transformador de 50/50/50 MVA – 60/22,9/0 kV

Dimensiones de transformador de 50/50/50 MVA – 60/22,9/0 kV



Como se aprecia en el plano anterior, el ancho total del transformador es de 5,12 m, dimensión mayor al ancho de la puerta de cualquiera de las subestaciones antes enumeradas, por lo que técnicamente no es factible utilizarlo como transformador de reserva en estos casos.

Respecto al transformador de la SET Ñaña, se ha reformulado el agrupamiento en atención a lo indicado en esta observación. Los detalles se muestran en el Anexo A04.09 de la propuesta definitiva.

- LDS deberá evaluar distintas alternativas de agrupamientos, como: i) Agrupar transformadores que compartan las mismas tensiones y devanados, pero diferente potencia en un solo grupo (Por ejem. agrupar los transformadores en 60/10 kV de 25 y 50 MVA en un solo grupo), es preciso mencionar que, la Zona 1 definida por LDS tiene 2 grupos uno en 60/10 kV 50 MVA y otro en 60/10 kV 25 MVA ii) Agrupar transformadores que compartan mismas tensiones, devanados y potencias en un solo grupo (Por ejem. Agrupar todo el parque de 60/10 kV de 50 MVA en un solo grupo), iii) Considerando que de acuerdo a la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN un transformador de 3 devanados puede ser reserva de uno de 2 devanados (pero no viceversa) - agrupar transformadores de AT/MT/MT y AT/MT con la misma potencia en un solo grupo iv) entre otras alternativas de agrupamiento de acuerdo a la ubicación geográfica de las

Subestaciones, siendo la alternativa seleccionada aquella que, como resultado de la optimización, brinde confiabilidad al AD7 al menor costo.

Respuesta

La nueva propuesta de agrupamiento considera todos los transformadores existentes, más aquellos resultantes del plan de expansión de las subestaciones en el período 2025-2034 conformantes de la Nueva Propuesta de PIT 2025-2029 de Luz del Sur. Asimismo, se ha considerado lo sugerido por Osinergmin en este punto. A continuación, se explica los agrupamientos y criterios considerados:

- i) Los transformadores de 50 MVA han sido agrupados en base a su relación de transformación: 60/22,9 kV, 60/10 kV, 220/22,9 kV y 220/10 kV. Para los transformadores de menor potencia se ha incluido en un mismo grupo transformadores de dos (60/10 kV) y tres (60/22,9/10 kV) devanados.
- ii) Para los transformadores de 50 MVA se ha considerado los siguientes agrupamientos: dos grupos de 60/10 kV (zonas Centro-Este y Centro-Sur); dos grupos de 60/22,9 kV (zonas Centro-Este y Sur); un grupo de 220/10 kV y otro grupo de 220/22,9 kV. En el siguiente cuadro se resume los grupos resultantes:

50 MVA 60/10 kV		50 MVA 60/23 kV		220/10 kV	220/23 kV
Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 10	Grupo 11
Barranco1	Balnearios2	Huachipa2	Bujama2	Los Sauces 1	San Miguel 3
Chorrillos1	Balnearios3	Los Ingenieros2	Chilca2	Los Sauces 2	La Molina2
Neyra2	Galvez1	Monterrico1	Lurin2	San Luis 2	Quilmaná1
Neyra3	Huachipa1	Santa Anita1	Alto Pradera1	Progreso1	
San Isidro1	Limatambo1	Central3	Alto Pradera2	Pachacutec1	
San Juan1	Limatambo3			La Molina1	
Central1	Puente1			Proceres1	
Central2	Puente3				
Vertientes 1	Salamanca1				
	Santa Anita2				

- iii) Para los de menor potencia (< 50 MVA), se ha considerado cuatro grupos con transformadores de dos y tres devanados: 1) Zona Este, 2) Zona Centro, 3) Zona Sur 1 y 4) Zona Sur 2.

Adicionalmente, se considera un grupo conformado por las subestaciones Chosica, Surco y San Mateo, ubicados a más de 1000 m.s.n.m (grupo 9). En el siguiente cuadro se resume los grupos resultantes:

60/22,9/10 y 60/10 kV (potencias menores a 50 MVA)				
Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8	Grupo 9
Los Ingenieros1	Balnearios1	Barranco2	Bujama1	Chosica1

Ñaña1	Galvez2	Barranco3	Chilca1	Chosica2
La Planicie1	Galvez3	Chorrillos2	Lurin1	Surco1
La Planicie2	Limatambo2	Pachacamac1	Las Praderas1	San Mateo1
Santa Clara1	Monterrico2	Pachacamac2	Las Praderas2	
Santa Clara2	Neyra1	Villa Maria1	Las Praderas3	
Manchay1	Puente2	Villa Maria2	San Bartolo1	
Manchay2	Salamanca2	Villa Maria3	San Bartolo2	
Huaycan1	San Isidro2	Villa El Salvador1	San Vicente1	
Huaycan2	San Isidro3	Villa El Salvador2	San Vicente2	
Vitarte1		Vertientes 2		
Vitarte2		Las Palmas1		

- iv) El agrupamiento realizado según lo descrito en los literales i) al iii), obedece también a la ubicación geográfica de las subestaciones; es decir, considerando tres zonas bien marcadas en la concesión de Luz del Sur: zonas Este, Centro y Sur. Adicionalmente, como se ha indicado anteriormente, se ha considerado un grupo conformado por transformadores de subestaciones ubicadas a más de 1000 m.s.n.m.
- LDS debe efectuar la evaluación financiera económica y de confiabilidad y optimización, considerando como año inicial el 2025 y para un periodo de 10 años en adelante.

Respuesta

Se ha actualizado la evaluación considerando el período 2025-2034.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la información presentada por LDS sobre los transformadores existentes, los transformadores disponibles y de reserva remunerados en el SST y SCT, factores utilizados y restricciones presentadas en el traslado de equipos, se considera que LDS ha presentado toda la información y aclaraciones respectivas.

Por otro lado, respecto a los agrupamientos propuestos, si bien presenta su sustento, no ha evaluado alternativas de agrupamiento que se consideran óptimas y que se analizan en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Conclusión

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

53. Sobre otras solicitudes de transformadores de reserva

- LDS indica que utilizará un (01) transformador existente de 60/10 kV de 5 MVA como reserva a compartirse entre la SET Chosica y Surco, sin embargo, en su solicitud del PI 2025-2029 valoriza el transformador de 5 MVA que está requiriendo. Por tanto, deberá precisar si el

transformador de 60/10 kV de 5 MVA es existente (remitir datos de placa) o requiere de uno nuevo. Asimismo, el requerimiento de reserva para cubrir la SET Chosica y Surco, debe ser sustentado en base a la metodología y aplicando los criterios dispuestos en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Respuesta

Debido a la reformulación de los criterios de agrupamiento, para la determinación de transformadores de reserva se está considerando en un mismo grupo a las subestaciones Chosica (850 m.s.n.m.), Surco (2008 m.s.n.m.) y San Mateo (3150 m.s.n.m.). Por lo tanto, se está retirando el transformador de reserva de 5 MVA - 60/10 kV, solicitado en la propuesta inicial.

- LDS solicita un (01) transformador de reserva en 60/23/10 kV de 10 MVA para la SET San Mateo; sin embargo, no presenta ningún sustento. Al respecto, el transformador de reserva en la SET San Mateo debe evaluarse usando la metodología y aplicando los criterios dispuestos en dicha NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Respuesta

En base a la respuesta del párrafo anterior y los resultados obtenidos en el Anexo A04.09 de la Propuesta Definitiva, se propone un nuevo transformador de reserva de 15 MVA- 60/22,9/10 kV para las subestaciones Chosica Surco y San Mateo, ubicados a más de 800 m.s.n.m.

- LDS solicita la aprobación de un (01) transformador de reserva en 220/60 kV de 25 MVA a ubicarse en la SET Cantera, sustentando su pedido en un análisis económico. Sin embargo, no sustenta los tiempos de reposición del transformador. Al respecto, LDS debe sustentar dichos tiempos de reposición, a fin de verificar si dichos valores son consistentes.

Respuesta

El tiempo de reposición del transformador considerado en el cálculo, se encuentra sustentado en detalle en la hoja "Cronograma de falla" del archivo de cálculo "Anexo_04_10_Cantera.xlsx", ubicado en el Anexo A04.10 de la Propuesta Definitiva.

Además, de la revisión de la evaluación económica, se advierte que LDS utiliza como Costo de Energía No Servida el valor de 6 USD/kWh (indicando que se sustenta en el Oficio N° 0189-2010-GRT). Al respecto, si bien los transformadores de 220 kV no están dentro del alcance de la NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA, se solicita se considere la definición del Costo de la Energía No Servida que allí se indica. Considerando dicho costo, se advierte que no es viable contar con reserva en la SET Cantera:

SET Cantera

Alternativas	Costo en Valor Presente US\$
1 (sin reserva)	635,259.71
2 (con reserva)	861,724.15

Respuesta

Tal como Osinerghmin indica en su observación, los transformadores de 220 kV, como es el caso de los que pertenecen a la SET Cantera, no se encuentran dentro del alcance de la NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA. Es más, en el caso de la SET Cantera, son puntos de conexión de las instalaciones de subtransmisión del Áreas de Demanda 7 con las instalaciones del SEIN; es decir, representa una instalación de similares características que una ITC, definición establecida en la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión".

En tal sentido, LDS considera que, por tratarse de una instalación de transmisión similar al evaluado en el Plan de Transmisión, para evaluar la reserva de transformación en 220/60 kV debería considerarse 6 U\$/kWh como costo de la energía no servida.

No obstante, lo precisado en el párrafo anterior, en el archivo de cálculo se ha considerado el valor del Costo de Energía No Servida sugerido por Osinerghmin para demostrar la viabilidad de contar con una reserva fija en la SET Cantera, habiéndose obtenido el siguiente resultado:

Alternativas	Costo en Valor Presente US\$
1 (sin reserva)	2 798 107,01
2 (con reserva)	912 963,95

Asimismo, LDS indica en su análisis económico que la alternativa de contar con reserva contempla la instalación de las celdas en 220 kV y 60 kV, sin embargo, ello no se ve reflejado en la comparación de costos vs costo evitado por energía no servida. Sino que únicamente considera la inversión del transformador.

Respuesta

La reserva propuesta para la SET Cantera es del tipo "fija" por lo que no requiere de celdas. Es por esa razón que los costos considerados en los campos de celdas están con valor igual a cero. Para evitar cualquier confusión, el archivo de cálculo presentado en el Anexo A04.10 de la Propuesta Definitiva ha sido simplificado, habiendo dejado sólo los elementos que intervienen en el cálculo del caso específico de la SET Cantera.

Análisis de Osinerghmin

LDS ha retirado el Transformador de reserva 5 MVA y el Transformador de reserva 10 MVA para las SET's Chosica, Surco y San Mateo. En su reemplazo, solicita un único transformador de reserva de 10 MVA para esta zona, el cual es evaluado en el presente informe (ver numeral 6.2.3).

Por otro lado, LDS no ha presentado un sustento técnico de los tiempos de reposición considerados para su análisis de transformador de reserva para la SET Cantera, más aún cuando dicho tiempo de reposición varía de 168 horas (en su propuesta inicial) a 8618 horas (en su propuesta final), evidenciándose una inconsistencia.

Conclusión

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

54. Sobre las instalaciones propuestas por razones de seguridad

- En lo que respecta a los proyectos “Soterramiento Líneas L-641/642 60kV Huachipa – La Planicie”, propuestos a ser incluidos en el PI 2025-2029 por razones de seguridad, corresponde a DSE realizar la evaluación y acciones respectivas, a fin de validar y/o proponer la relación de Elementos a incluirse en el PI 2021-2025, de acuerdo al numeral 12.3.5 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la presente observación, Osinerghmin precisa que corresponde a DSE realizar la evaluación y acciones respectivas, a fin de validar y/o proponer la relación de Elementos a incluirse en el PI 2025-2029.

Al respecto, con fecha 14/09/2023 LDS ha recibido el Oficio N° 1383-2023-OS- DSE, al cual adjunta el Informe Técnico N° DSE-STE-510-2023. A continuación, se transcribe el numeral 6.5 y conclusiones de este informe:

6.5 Situación Actual de Riesgo.

Con respecto a lo presentado por la concesionaria en su INFORME TECNICO DMT-INF-012-2023, los riesgos que se presentan son potenciales, aunque no se aprecia construcciones en proceso.

Las edificaciones existentes se ubican dentro de la faja de servidumbre y próximas a las líneas eléctricas en el tramo en análisis. Incluso han ocurrido accidentes asociados con la línea de 60 kV, por lo que, la propuesta del proyecto de LDS es procedente. (subrayado nuestro).

CONCLUSIONES

- El concesionario debe justificar porque no ha tramitado las excepciones las distancias de seguridad establecidas en el CNE-Suministro 2011, regla 219.

Teniendo en cuenta que el proyecto que ha propuesto LDS ha sido declarado procedente, los Elementos correspondientes a éste han sido incorporados en los Volúmenes 1 y 6 de la Propuesta Modificada. El trámite

de las excepciones relacionadas a la regla 219 del CNE se encuentra en proceso.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, este caso ha sido evaluado por la DSE en su Informe Técnico DSE-STE-761-2023.

Conclusión

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

55. No se analizan las Bajas en el horizonte

- Se requiere que LDS incluya en su ESTUDIO la relación de instalaciones existentes cuyas bajas se prevén en el horizonte de 4 años (siguiente período tarifario), en concordancia con lo señalado en el numeral 5.7.6 del artículo 5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Tanto en la Propuesta Inicial como en la Propuesta Definitiva, la lista de Bajas se ha incluido en el Volumen 1.

- Al respecto, la DSE verificó, luego de una inspección de campo realizada en mayo 2023, la existencia de un tramo de línea aérea 60 kV, doble terna, que tiene su inicio en la estructura de anclaje ubicada en el trébol de la Av. Javier Prado, a partir del cual hay una derivación en dirección de la Vía de Evitamiento, entra por Av. Separadora Industrial y culmina en una estructura doble ubicado en el cruce de Av. Separadora Industrial con Calle Camino Real, donde los conductores de este extremo han sido anclados a la estructura doble. Además, verificó que el tramo de línea de 60 kV se encuentra energizado, pero sin conectar carga alguna en su extremo final.

Sobre el particular, LDS presentó el Informe Técnico DMT-005-2023 (Cartas LDS DMT-085/2023 y SGOMT-065/2023), en el cual señala que la configuración actual del sistema se ha generado como consecuencia de la implementación de nuevas instalaciones como la SET Industriales y la LT Balnearios – Monterrico. Además, menciona que el tramo de línea en cuestión se encuentra energizado desde la línea L611 y está dentro de sus programas de mantenimiento, siendo que, la operación del tramo energizado de la línea L611 (18A-18T) es de suma importancia para mantener la confiabilidad del sistema de transmisión frente a situaciones de contingencia en las subestaciones Balnearios e Industriales.

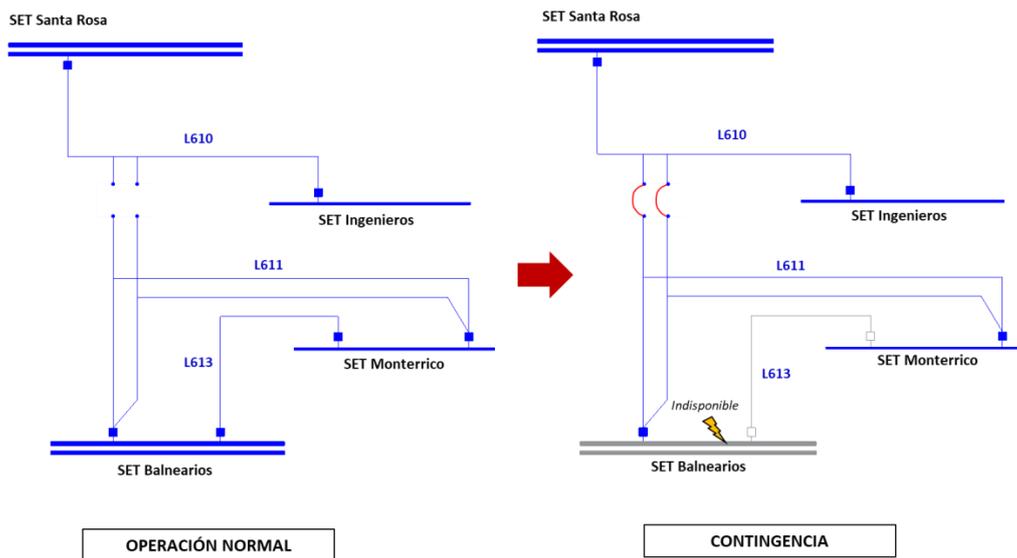
Al respecto, se solicita presentar el análisis técnico y normativo para mantener en operación el tramo de línea indicado y precisar si fue solicitado tal como se encuentra operando en algún plan de inversiones anterior, o en su defecto, solicitar la Baja de dicho tramo.

Respuesta

Al respecto, precisamos que, tal como se detalló en el Informe Técnico DMT-005- 2023, en respuesta al OFICIO N° 703-2023-OS-DSE remitido por la División de Supervisión de Electricidad (DSE), el tramo en mención se encuentra energizado desde la línea L611 y su operación es de suma importancia para mantener la confiabilidad del sistema de transmisión frente a situaciones de contingencia en las subestaciones Balnearios e Industriales.

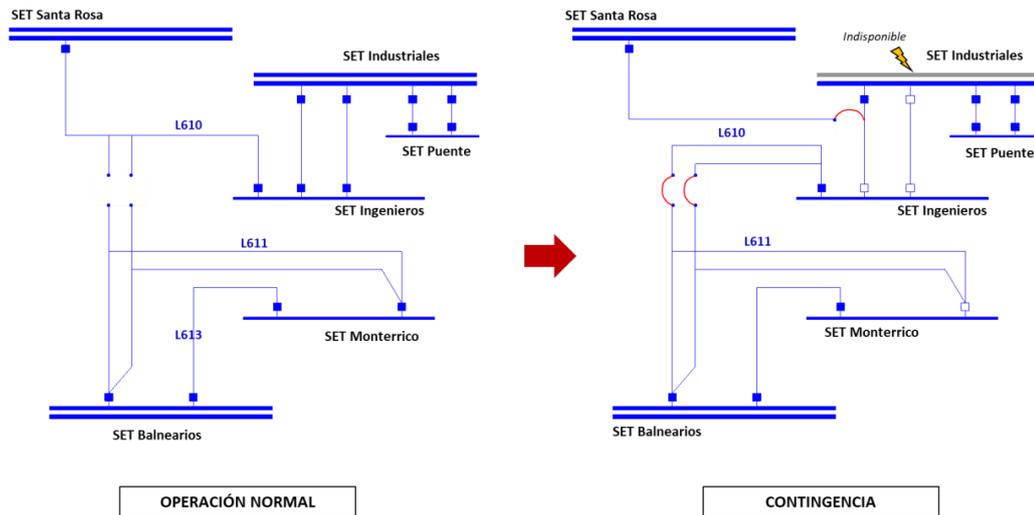
En ese sentido, a continuación, se detallan los escenarios de contingencia considerados, ante los cuales el tramo de la L611 actúa como principal respaldo para el sistema:

Escenario 1: Indisponibilidad de la barra de 60 kV en la SET Balnearios



Como se observa en la figura anterior, en el caso de presentarse la indisponibilidad de la barra de 60 kV en la SET Balnearios, se generaría la pérdida de suministro hacia la SET Monterrico y otras SET conectadas. No obstante, existe la posibilidad de recuperar el suministro hacia la SET Monterrico mediante la conexión de cuellos muertos en las estructuras 18T de la línea L611 y 51/52 de la línea L610, ubicadas en la Avenida Separadora Industrial. De esa manera, se asegura el suministro continuo de la SET Monterrico desde las SET Industriales o Santa Rosa.

Escenario 2: Indisponibilidad en la barra de 60kV en la SET Industriales



Por otro lado, en el caso de presentarse la indisponibilidad de la barra de 60 kV o el transformador TRA1 220/60kV en la SET Industriales, se produciría la pérdida de suministro hacia la SET Ingenieros y la SET Puente. Sin embargo, es posible restablecer el suministro de la SET Ingenieros cerrando los cuellos muertos mencionados anteriormente y alimentándola desde la SET Bañeros. De la misma forma, se podría asegurar el suministro de la SET Puente desde la SET Santa Rosa.

Finalmente, cabe precisar que la actual configuración del sistema conformado por las subestaciones Santa Rosa, Puente, Ingenieros, Monterrico y Bañeros, no corresponde a lo que propuso LDS durante el proceso del PIT 2021-2025; sino a lo que fue aprobada por Osinerghmin en dicho proceso; por lo que, la condición actual del sistema de transmisión y de la línea L611, así como del tramo mencionado en el enunciado de la presente observación, han sido producto de los proyectos aprobados por Osinerghmin; sin embargo, como también ya se ha explicado anteriormente, el tramo antes indicado es de suma importancia para asegurar la confiabilidad de la zona en casos de contingencia.

- Por otro lado, en caso de que en la Propuesta Final se considere necesario reemplazo de transformadores y los transformadores retirados pasen a reserva (disponibles), LDS debe presentar el correspondiente sustento documentado.

Respuesta

Ver respuesta a observación 52 referida a Transformadores de Reserva.

Análisis de Osinerghmin

Sin bien LDS ha presentado en su resumen ejecutivo una relación de Bajas, no ha incluido ninguna Baja asociada a los proyectos de renovación solicitados.

Respecto al tramo de la Línea L-611, se considera que LDS ha sustentado correctamente su necesidad, brindando una confiabilidad adicional al sistema, por lo que es razonable mantener dichos tramos y no darlos de Baja.

LDS ha explicado en qué consiste su PROPUESTA FINAL en relación a los transformadores disponibles del SST.

Conclusión

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

Costos de Inversión

56. Sobre las valorizaciones de inversión

- LDS solicita en su formato F-305 “Resumen de valorización de Elementos previstos” Celdas de Alimentador para fechas que no guardan relación con los indicados en su formato F-204 “Determinación de la Cantidad de Nuevos Alimentadores MT”; por ejemplo, para la SET Alto Pradera, en su formato F-305 solicita Celdas de Alimentador para el año 2025 y 2028, mientras que en su formato F-204 lo requiere para el año 2025 y 2026; por lo que se deberá revisar y corregir según corresponda.

Respuesta

En el formato F-204 se evidencia la necesidad del requerimiento del Elemento; sin embargo, en los formatos F-302 y F-305, para los casos que no están relacionados a nuevas subestaciones, las celdas se proponen formalmente para el penúltimo año del periodo, con la finalidad de implementarlas de acuerdo a crecimiento real de la demanda. Cabe recordar que, de acuerdo a lo coordinado con Osinergmin en su oportunidad, este criterio se ha venido aplicando en Planes de Inversión anteriores. Para poder relacionar los Elementos con su año de necesidad indicado en el formato F-204, en la parte correspondiente a descripción de los formatos F-302 y F-305 está indicado el año de necesidad entre paréntesis.

En el caso específico de la SET Alto Pradera se ha realizado las correcciones que corresponden de acuerdo a lo indicado en la observación 41.

- LDS ha incluido en su formato de inversión (año 2026), 5 celdas de alimentador de 10 kV para la nueva SET Vitarte; sin embargo, como resultado de su traslado de carga en su formato F-203, resultan 6 celdas de alimentador, uno adicional para el año 2029; por lo que se deberá revisar y corregir según corresponda.

Respuesta

Según el criterio explicado en el punto anterior, la celda que aparece como necesidad para el año 2029 en el formato F-204 no se ha considerado dentro de la propuesta.

- LDS ha incluido en su formato de inversión (año 2028), 1 celda de alimentador de 10 kV para la SET Pachacútec; sin embargo, como

resultado del crecimiento de su demanda, en su formato F-204 resultan 2 celdas de alimentador, uno adicional para el año 2029; por lo que se deberá revisar y corregir según corresponda.

Respuesta

Según los criterios explicados en los puntos anteriores, la celda requerida para el año 2029 que aparece en el formato F-204 no se ha considerado dentro de la propuesta; mientras que la celda requerida para el 2025 ha sido propuesta para el penúltimo año del periodo.

- LDS ha solicitado renovación de celdas en las SET Limatambo y SET San Isidro, dentro de los cuales hay elementos que no han sido justificados en su informe presentado en el Anexo 4.07; por ejemplo, la Celda de Medición 60 kV de la SET San Isidro, el cual no figura en el informe; por lo que se sugiere revisar y corregir según corresponda.

Respuesta

Ver respuesta a la observación 49.

- No se ha sustentado los módulos de fibra óptica y Tunnel Liner que acompañan a las propuestas de Líneas de Transmisión.

Respuesta

Según lo indicado en el tercer párrafo del numeral 4.13.2 del Informe 503-2018- GRT de la Resolución 179-2018-OS/CD, es más justo remunerar lo que efectivamente se instaló, tal como se indica a continuación:

La ampliación o incorporación de una nueva instalación no siempre representa un aumento proporcional de la infraestructura de telecomunicaciones, por lo cual es más justo remunerar lo que efectivamente se instaló. Una subestación apartada puede requerir una gran inversión en infraestructura mientras que una subestación en otra zona puede requerir una inversión mínima en infraestructura, por ejemplo, cuando se abre una línea de transmisión para una nueva subestación y la línea ya dispone de comunicaciones por fibra óptica.

Para ello se crearon los nuevos módulos de Fibra Óptica, como criterio adoptado en el numeral 3.7 del mismo documento, donde se señala:

Se han asimilado los Módulos de Líneas de Transmisión con estructura “Torres de Acero” que utilizan Fibra Óptica (LF) y aquellos que no utilizan Fibra Óptica (LT), resultando solo los Módulos que no utilizan Fibra Óptica, cuya estructura está preparada para el montaje de la Fibra Óptica. En consecuencia, para el reconocimiento de Fibra Óptica, se crean Módulos adicionales que reconocerán el uso de éstas.

De acuerdo a lo indicado en el documento “12. Telecomunicaciones y Centro de Control.pdf” del Anexo C de la Resolución 145-2022-OS/CD, se concluye en el numeral 2.1:

“Por lo tanto, del PR-20 se obtiene lo siguiente:

- Para instalaciones de 500 kV, troncales nacionales y regionales de 220 kV, se debe tener dos sistemas de comunicaciones, uno como principal el uso del OPGW y otro como respaldo el uso de Onda Portadora.
- Para el Sistema de Comunicaciones de instalaciones de 220 kV, que no son troncales nacionales o regionales, instalaciones de 138 kV e inferiores deberá ser soportados con el cable OPGW u optar por un sistema Onda Portadora.

Y en el numeral 2.2 se indica:

“La BDME vigente contiene una adecuada estructuración de módulos de Telecomunicaciones y luego de la revisión se determinó conservarlos. Los componentes que se van a mostrar del sistema de telecomunicaciones que se instalan en los extremos de la línea de transmisión que pertenecen a la subestación, son de tres tipos:

- Sistema de Telecomunicaciones del tipo Fibra Óptica
- Sistema de Telecomunicaciones del tipo Onda Portadora
- Sistema de Telecomunicaciones del tipo Microondas”

De lo antes expuesto, se concluye que al instalarse una nueva subestación corresponde valorizar el módulo del Sistema de Telecomunicaciones correspondiente (el cual no incluye la fibra óptica de la línea) y valorizar con los módulos de fibra óptica para líneas de transmisión según las longitudes efectivamente instaladas.

En cuanto al Tunnel Liner, su uso se propone para el cruce de la línea de transmisión por debajo del Río Rímac, para el cruce de la Línea Férrea del Ferrocarril Central y para el cruce de la Autopista Ramiro Prialé, que es una Vía Expresa Metropolitana de alto flujo vehicular.

- No se ha sustentado los módulos de Estructuras de Transición que acompañan a las propuestas de Líneas de Transmisión, específicamente para las LTs San Juan – Villa María y Portillo - Huaycán.

Respuesta

No es correcto lo afirmado por Osinerghmin. En el siguiente cuadro se presenta los valores consignados en el formato F-301 para las líneas referidas, donde se observa que tanto la columna “LONGITUD (km)” como “TOTAL TRAMO US\$” tienen el valor de cero.

AÑO	CÓDIGO	NOMBRE DE LÍNEA		TRAMO	TITULAR	TENSION NOMINAL (kV)	Nro DE TERNAS	LONGITUD (Km.)	MÓDULO	TOTAL TRAMO US\$
		S.E Inicio	S.E Llegada							
2026	LT060<PO-HY>	PORTILLO	HUAYCAN		LUZ DEL SU	60.0 kV		0.00	ET-068COU8ACD0C1500A	0.00
2028	LT060<SJ-VM>	SAN JUAN	VILLA MARIA		LUZ DEL SU	60.0 kV		0.00	ET-068COU8ACD0C1500A	0.00

- Con respecto al Módulo de Centro de Control (CC-CO-SAS) solicitado para las nuevas SET's, es importante indicar que, para el reconocimiento de módulos de centro de control local SAS, esta debe ser fundamentada en un informe técnico, en concordancia con el

numeral 6.2.5 del Informe N° 262-2022-GRT (proceso de reestructuración de BDME). En ese sentido, LDS debe sustentar las razones para solicitar el módulo “SAS” y no el módulo “CC-CO-SET”.

Respuesta

En el numeral 3.2.1 del “Procedimiento Técnico del COES (PR-20)” se indica:

3.2.1 Niveles de Tensión 60, 138 kV y 220 kV

En las subestaciones del STTN y STTR, la topología básica de red a utilizar será anillo simple (Ver Figura 1).

En subestaciones de niveles de tensión de 60 kV, 138 kV y 220 kV sin casetas de control, en función de la configuración de la subestación, la topología anillo simple podrá estar estructurada en base a dos (2) switch en cada campo a los cuales se conectarán en topología doble estrella los IEDs correspondientes.

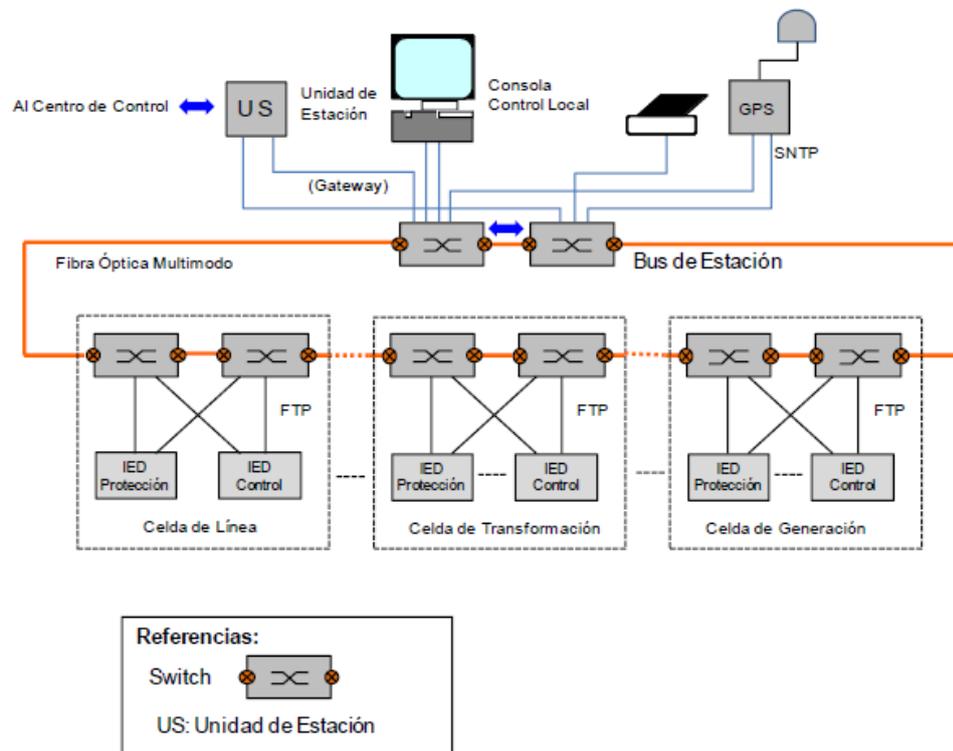


Figura 1: Topología anillo simple – estrella duplicada

Y, de acuerdo al Procedimiento Técnico de Operación Económica del SINAC (PR- 40), en el numeral 6.2 referida a Información a remitir por los agentes, se incluye “registro cronológico de Eventos, con estampado de tiempo en milisegundos y sincronizados con GPS”.

Por otro lado, en el acápite b) Análisis de Osinermin, respuesta al Comentario del numeral 1.4.1.2 contenido en el “Anexo E” del “Informe N° 503-2018-GRT” publicada mediante Resolución 179-2018-OS/CD, Osinermin sustenta la inclusión de módulo Centro de Control – Sistema de Control Local SAS

“La BDME ha sufrido una actualización de tecnología en cuanto a la asignación de equipamiento para control local, telecomunicaciones y centro de control.

El control local debe cubrir todos los costos asociados a las funciones de control, medida y protección de la subestación, comúnmente denominado SAS, el cual antiguamente estaba constituido por los tableros de control, medida y protección y los pupitres de mando y tableros mímicos alambrados. El control local SAS incluye por lo tanto la recolección de información digital y analógica y su conversión a datos digitales en la base de datos local. También incluye la red de datos local para el intercambio de información. También incluye el reloj GPS para la sincronización de tiempo y la función de estampación, con la resolución exigida por el COES.

El sistema local asociado a Centro de Control cubre exclusivamente los equipos y la ingeniería necesaria para organizar y poner a disposición del Centro de Control la información que ya fue recolectada y digitalizada por el SAS.”

“Los equipos y servicios comunes para el sistema SAS local de una subestación, son los siguientes:

- a) Computador de estación
- b) Firewall de seguridad de red
- c) Licenciamiento de Software de control de estación (SAS)
- d) Red LAN local tipo Ethernet redundante incluyendo suiches, enrutadores,
- e) Reloj sincronizado por satélite (GPS), con equipo de distribución de señales de sincronización
- f) Impresora a color A3
- g) Estación de ingeniería para mantenimiento, y respaldo del SAS
- h) Estación de operación de la subestación para la interfaz HM local.
- i) Unidad de control para adquisición de señales comunes (SSAA, seguridad, etc.)
- j) Ingeniería de integración y configuración del sistema SAS
- k) Pruebas y puesta en servicio

Por lo tanto, se crea un módulo estándar que contempla el costo de los equipos comunes para el sistema SAS local de una subestación, con los equipos indicados anteriormente.”

En la base de datos vigente, se tiene para el Nivel 2, el módulo Centro de Control Incremental y el módulo Centro de Control Sistema de Control Local SAS, con el siguiente equipamiento.

Componente del Módulo	Unidad	Centro de Control Incremental	Sistema de Control Local SAS
HARDWARE			
Servidor de Comunicaciones	Und	1	2
Estación de Operación dos monitores	Und	-	2
SCADA			
Red LAN de datos tipo Ethernet	Glb	1	1

Impresora Láser a colores	Und	-	1
GPS – Sistema de sincronización de tiempo	Und	-	1
Estación de Operación Ingeniería	Und	1	1
UPS para estación local 1.5 kVA	Und	1	
Unidad de control para adquisición de señales comunes	Und	-	1
SOFTWARE			
Programa SCADA (incluye estación de operación, monitor u software)	Glb	-	1
Firewall de seguridad de red	Glb	-	1

En base a todo lo antes explicado, los componentes del módulo Sistema de Control Local SAS, permite cumplir con los requerimientos establecidos en los Procedimiento PR-20 y PR-40.

Por lo tanto, para las nuevas subestaciones SET Huaycán y SET Vitarte corresponde valorizar con el módulo Centro de Control Sistema de Control Local SAS.

- Con respecto a los formatos F-303 y F-304, se evidencia que existen celdas correspondientes a la subestación y costos que no presentan vinculación para evaluar los valores propuestos en la asignación del módulo de centro de control y de telecomunicaciones. Al respecto, se solicita que LDS revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha verificado que todas las celdas están vinculadas. Sin embargo, como resultado de la revisión se ha encontrado que en algunas celdas se reporta “#N/A”. Aun cuando esto no afecta el valor final de las inversiones, se ha procedido a hacer las respectivas depuraciones.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la cantidad y año de puesta en servicio de las Celdas de Alimentador, y respecto a la aclaración sobre la renovación de celdas AT propuestas, se considera que LDS ha explicado las observaciones efectuadas.

Por su parte, se considera que no se ha sustentado correctamente la inclusión de los módulos de fibra óptica y túnel liner, según lo explicado en el cuerpo del informe (ver numeral 6.2.3, caso Nueva SET Huaycán).

En cuanto a los módulos de estructuras de transición incluidos en el formato F-301, presentado en la PROPUESTA INICIAL, LDS ha precisado que no requiere tales Elementos.

Respecto a la valorización de centro de control, se reitera lo indicado en el numeral 6.2.5 del “Informe N° 262-2022-GRT” (reestructuración BDME).

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

La valorización de nuevas subestaciones se realizará preliminarmente con el módulo de “centro de control incremental de 1 SETS”, y es en la etapa de liquidación (junto al acta de puesta en servicio de los elementos de la nuevas SET) donde, mediante informe técnico, se debe fundamentar la implementación del “sistema de control local SAS”.

Que el informe a la que se hace referencia el numeral 6.2.5 del “Informe N° 262-2022-GRT”, tiene la finalidad de verificar la puesta en servicio del centro de control; características técnicas de los equipos instalados, planos de planta, diagramas unifilares, constancia de intercambio de información en tiempo real (COES).

Sin perjuicio a lo anterior, en la etapa actual (plan de inversiones) se considerará el módulo de “centro de control incremental de 1 SETS” y LDS podrá solicitar un “sistema de control local SAS” en la etapa de liquidación anual respectiva, para lo cual deberá remitir informe preliminar justificativo individual de la implementación del módulo de centro de control.

Finalmente, LDS ha depurado los formatos F-303 y F-304.

Conclusión

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

57. Presentación de porcentajes de COyM

LDS debe utilizar los porcentajes de COyM vigentes que fueron actualizados por la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

Respuesta

Cabe precisar que, tanto en la Propuesta Inicial como en la Actualizada, LDS ha considerado los porcentajes de COyM vigentes publicados mediante la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que se ha presentado la PROPUESTA FINAL considerando los porcentajes de COyM publicados mediante la Resolución N° 163-2021-OS/CD.

Conclusión

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

58. Valorización de Elementos utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME)

En los formatos de inversión, LDS debe considerar la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

Cabe precisar que, tanto en la Propuesta Inicial como en la Actualizada, en los formatos de inversión LDS ha considerado la Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) publicada mediante la Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

Es importante precisar que, algunos Elementos incluidos en la PROPUESTA INICIAL no consideraban la BDME, publicada mediante la Resolución N° 041-2023-OS/CD, por ejemplo, en la evaluación de los transformadores de reserva; sin embargo, en la PROPUESTA FINAL sí considera dicha BDME.

Conclusión

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

59. Sobre los archivos de modelamiento

- En el archivo pfd, LDS no presenta los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Según el numeral 5.9.4 de la Norma Tarifas, para instalaciones asignadas total o parcialmente a la demanda, como es el caso de LDS, además de considerar el año horizonte de 30 años, debe definirse el desarrollo progresivo de la red para los años 1, 2, 3, 4, 5, 8 y 10, y para los años que resulten necesarios (se entiende que entre los años 5 y 10). Es decir, en la Norma Tarifas no se pide analizar los años 15, 20 y 25. En cuanto al año 30 (año 2054) no existe un archivo DigSILENT (pfd) generado por el COES que permita utilizarlo para insertar en aquél el sistema eléctrico de LDS.

Por lo tanto, no corresponde atender el pedido contenido en este punto, salvo para el año 10, tal como lo ha presentado LDS en su Propuesta Inicial, y como lo está haciendo en la Propuesta Actualizada.

- En el archivo pfd LDS presenta en su Diagnóstico, 2 carpetas denominadas Configuración I y Configuración II. Al respecto LDS deberá detallar el uso y relación de estas configuraciones con la propuesta presentada correspondiente al estudio del PI 25-29.

Respuesta

Para los análisis eléctricos de flujos de carga y cortocircuito, la propuesta de LDS considera como información base lo publicado por el COES como parte de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 (Etapa de diagnóstico), específicamente los archivos Power Factory DIgSILENT para las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) del Área de Demanda 7 (archivo: ID_2025- 2034_AD06-AD07.pfd).

En la referida información del COES, se consideran dos escenarios de configuración:

Configuración I: L-2011 entre San Juan y Santa Rosa, L-2018 entre San Juan e Industriales, L-2010 entre Industriales y Santa Rosa. Las líneas L-2010 y L-2018 conectadas en una sola barra 220 kV de la SE Industriales y con el acoplamiento 220 kV de esta SE normalmente abierto (situación actual).

Configuración II: Se reconfiguran las líneas L-2010, L-2011 y L-2018, de forma tal que solo queda un doble circuito entre Santa Rosa e Industriales; además el acoplamiento 220 kV de la SE Industriales opera normalmente cerrado.

Teniendo en cuenta que estas dos configuraciones tienen efecto sobre el sistema de transmisión del Área de Demanda 7, LDS ha considerado conveniente verificar los cálculos de flujo de carga y cortocircuito considerando ambas configuraciones.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, la observación realizada a LDS fue dirigida a cumplir y presentar el planeamiento y configuración del sistema en los 30 años. Los escenarios de mediano y largo plazo (2035-2054) deben presentarse, cumpliendo con lo estipulado en la NORMA TARIFAS.

Finalmente, LDS precisa a qué se refieren las Configuraciones I y II planteada en su modelamiento.

Conclusión

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

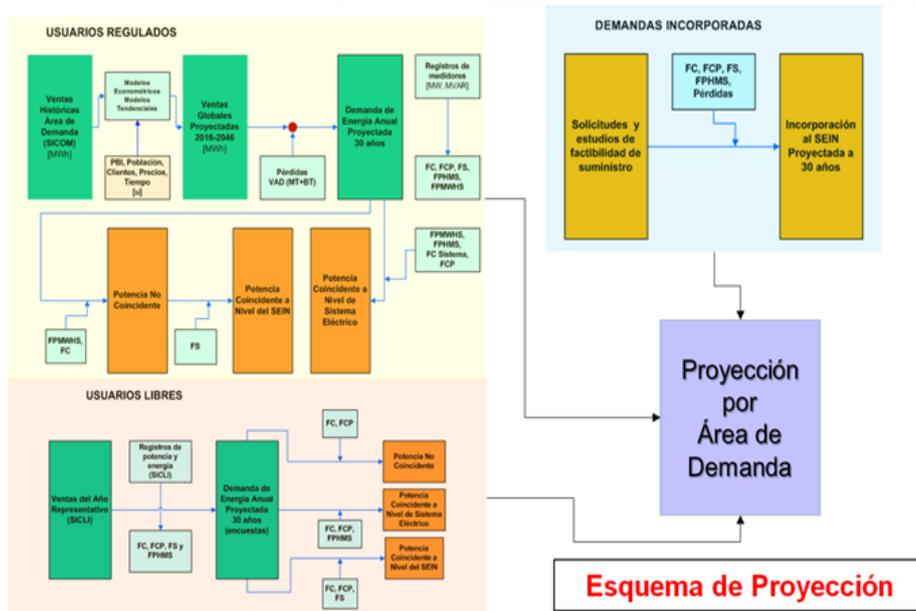
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura N° 1: Flujoograma del Proceso de Plan de Inversiones



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Lima, 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 7 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 7 del Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 7 del 2022 se calculó con una ponderación del PBI departamental y las ventas de energía en ese departamento.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 7 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 7 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 7 se calculó con ponderaciones que están en función de las ventas de energía en el departamento de Lima (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 7 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 7 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin 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 7.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 7 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 7 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. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 7. Luego, dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental, se obtiene la Tarifa Real. El IPC es calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 7 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

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

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 7, se observa que este se encuentra ligado a una función del PBI nacional con dos rezagos, al PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020), la cual 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 99,61%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 7

Dependent Variable: PBI07				
Method: Least Squares				
Date: 09/14/23 Time: 11:50				
Sample (adjusted): 1998 2022				
Included observations: 25 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1054300.	171182.5	-6.158926	0.0000
LOG(PBIPERU(-2))	89854.21	14576.06	6.164507	0.0000
PBI07(-1)	0.490889	0.091041	5.391938	0.0000
D2020	-37171.55	4156.882	-8.942170	0.0000
R-squared	0.996060	Mean dependent var	164554.5	
Adjusted R-squared	0.995497	S.D. dependent var	57385.99	
S.E. of regression	3850.901	Akaike info criterion	19.49565	
Sum squared resid	3.11E+08	Schwarz criterion	19.69067	
Log likelihood	-239.6956	Hannan-Quinn criter.	19.54974	
F-statistic	1769.548	Durbin-Watson stat	1.262302	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el PBI del Área de Demanda 7 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,58% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 7

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	248 502,04	-
2023	251 025,12	1,0%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2024	259 385,86	3,3%
2025	264 561,94	2,0%
2026	269 321,56	1,8%
2027	274 226,69	1,8%
2028	279 203,27	1,8%
2029	284 214,87	1,8%
2030	289 243,79	1,8%
2031	294 281,03	1,7%
2032	299 322,50	1,7%
2033	304 366,04	1,7%
2034	309 410,53	1,7%
2035	314 455,52	1,6%
2036	319 500,74	1,6%
2037	324 546,17	1,6%
2038	329 591,60	1,6%
2039	334 637,06	1,5%
2040	339 682,47	1,5%
2041	344 727,88	1,5%
2042	349 773,34	1,5%
2043	354 818,82	1,4%
2044	359 864,30	1,4%
2045	364 909,72	1,4%
2046	369 955,20	1,4%
2047	375 000,70	1,4%
2048	380 046,14	1,3%
2049	385 091,62	1,3%
2050	390 137,09	1,3%
2051	395 182,60	1,3%
2052	400 228,07	1,3%
2053	405 273,55	1,3%
2054	410 318,97	1,2%
		1,58%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 7

Dependent Variable: CLI07				
Method: Least Squares				
Date: 08/10/23 Time: 21:13				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	574870.4	11397.15	50.43983	0.0000
@TREND	25105.14	752.0510	33.38222	0.0000
R-squared	0.978058	Mean dependent var		901237.2
Adjusted R-squared	0.977180	S.D. dependent var		201488.6
S.E. of regression	30437.17	Akaike info criterion		23.55590
Sum squared resid	2.32E+10	Schwarz criterion		23.65189
Log likelihood	-316.0047	Hannan-Quinn criter.		23.58445
F-statistic	1114.373	Durbin-Watson stat		0.097162
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 7 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,46% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 7

Año	Clientes	Δ%
2022	1 278 707	-
2023	1 252 709	-2,0%
2024	1 277 814	2,0%
2025	1 302 919	2,0%
2026	1 328 025	1,9%
2027	1 353 130	1,9%
2028	1 378 235	1,9%
2029	1 403 340	1,8%
2030	1 428 445	1,8%
2031	1 453 550	1,8%
2032	1 478 655	1,7%
2033	1 503 760	1,7%
2034	1 528 866	1,7%
2035	1 553 971	1,6%
2036	1 579 076	1,6%
2037	1 604 181	1,6%
2038	1 629 286	1,6%
2039	1 654 391	1,5%
2040	1 679 496	1,5%
2041	1 704 602	1,5%
2042	1 729 707	1,5%
2043	1 754 812	1,5%
2044	1 779 917	1,4%
2045	1 805 022	1,4%
2046	1 830 127	1,4%
2047	1 855 232	1,4%
2048	1 880 338	1,4%
2049	1 905 443	1,3%
2050	1 930 548	1,3%

Año	Cientes	Δ%
2051	1 955 653	1,3%
2052	1 980 758	1,3%
2053	2 005 863	1,3%
2054	2 030 968	1,3%
		1,46%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 7 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 7 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,68% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 7

Año	Población	Δ%
2022	12 157 654	-
2023	12 332 705	1,4%
2024	12 510 277	1,4%
2025	12 690 406	1,4%
2026	12 854 776	1,3%
2027	13 021 276	1,3%
2028	13 189 932	1,3%
2029	13 360 772	1,3%
2030	13 533 825	1,3%
2031	13 776 093	1,8%
2032	14 022 699	1,8%
2033	14 273 718	1,8%
2034	14 529 232	1,8%
2035	14 789 319	1,8%
2036	15 054 062	1,8%
2037	15 323 544	1,8%
2038	15 597 850	1,8%
2039	15 877 066	1,8%
2040	16 161 281	1,8%
2041	16 450 583	1,8%
2042	16 745 065	1,8%

Año	Población	Δ%
2043	17 044 817	1,8%
2044	17 349 936	1,8%
2045	17 660 516	1,8%
2046	17 976 656	1,8%
2047	18 298 456	1,8%
2048	18 626 016	1,8%
2049	18 959 439	1,8%
2050	19 298 831	1,8%
2051	19 644 299	1,8%
2052	19 995 951	1,8%
2053	20 353 897	1,8%
2054	20 718 252	1,8%
		1,68%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 7 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4018 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuario:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo (2022).

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

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

Donde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).

h: Número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 7

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)	0,7690	0,7996	0,7679	0,8801	0,9767	0,8485	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	9,60	252,78	2,44	5,73	16,04	179,71
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0219	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	9,12	9,99	9,09	7,76	-1,67	11,83
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1085	0,0000
Variable 3	Valor				-4,72	7,82	
	Prob,				0,0001	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,77	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	83,22	99,73	82,71	88,09	321,68	140,04	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghin)

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía del 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 3,94%.

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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	6 971 895,98	7 541 529,74	6 229 235,01	5 987 617,23	5 016 253,99	6 409 807,49
2023	7 138 072,44	7 838 813,37	6 286 214,46	5 908 481,14	4 391 660,08	6 498 007,65
2024	7 304 248,89	8 147 815,78	6 341 194,21	5 811 173,74	3 644 286,51	6 584 262,75
2025	7 470 425,35	8 468 998,92	6 394 309,88	5 695 695,05	2 766 661,27	6 668 680,60
2026	7 636 601,80	8 802 842,95	6 445 683,73	5 562 045,05	1 751 312,34	6 751 359,68
2027	7 802 778,26	9 149 846,96	6 495 426,39	5 410 223,75	590 767,68	6 832 390,21
2028	7 968 954,71	9 510 529,71	6 543 638,26	5 240 231,16	-722 444,73	6 911 855,08
2029	8 135 131,17	9 885 430,41	6 590 410,76	5 052 067,26	-2 195 796,92	6 989 830,66
2030	8 301 307,62	10 275 109,52	6 635 827,33	4 845 732,07	-3 836 760,90	7 066 387,45
2031	8 467 484,07	10 680 149,60	6 679 964,40	4 621 225,57	-5 652 808,71	7 141 590,74
2032	8 633 660,53	11 101 156,18	6 722 892,08	4 378 547,77	-7 651 412,36	7 215 501,08
2033	8 799 836,98	11 538 758,64	6 764 674,88	4 117 698,68	-9 840 043,89	7 288 174,76
2034	8 966 013,44	11 993 611,18	6 805 372,29	3 838 678,28	-12 226 175,31	7 359 664,22
2035	9 132 189,89	12 466 393,81	6 845 039,27	3 541 486,58	-14 817 278,66	7 430 018,40
2036	9 298 366,35	12 957 813,31	6 883 726,72	3 226 123,59	-17 620 825,96	7 499 283,05
2037	9 464 542,80	13 468 604,34	6 921 481,86	2 892 589,29	-20 644 289,23	7 567 501,02
2038	9 630 719,26	13 999 530,51	6 958 348,55	2 540 883,70	-23 895 140,50	7 634 712,48
2039	9 796 895,71	14 551 385,55	6 994 367,66	2 171 006,80	-27 380 851,79	7 700 955,19
2040	9 963 072,16	15 124 994,46	7 029 577,28	1 782 958,60	-31 108 895,12	7 766 264,66
2041	10 129 248,62	15 721 214,77	7 064 013,00	1 376 739,11	-35 086 742,54	7 830 674,35
2042	10 295 425,07	16 340 937,81	7 097 708,11	952 348,31	-39 321 866,04	7 894 215,83
2043	10 461 601,53	16 985 090,05	7 130 693,79	509 786,21	-43 821 737,68	7 956 918,89
2044	10 627 777,98	17 654 634,47	7 162 999,31	49 052,82	-48 593 829,46	8 018 811,73
2045	10 793 954,44	18 350 572,02	7 194 652,15	-429 851,88	-53 645 613,41	8 079 921,05
2046	10 960 130,89	19 073 943,12	7 225 678,16	-926 927,88	-58 984 561,56	8 140 272,13
2047	11 126 307,34	19 825 829,16	7 256 101,68	-1 442 175,17	-64 618 145,93	8 199 888,99
2048	11 292 483,80	20 607 354,21	7 285 945,67	-1 975 593,77	-70 553 838,55	8 258 794,41
2049	11 458 660,25	21 419 686,61	7 315 231,80	-2 527 183,67	-76 799 111,44	8 317 010,08
2050	11 624 836,71	22 264 040,79	7 343 980,54	-3 096 944,86	-83 361 436,62	8 374 556,64
2051	11 791 013,16	23 141 679,01	7 372 211,25	-3 684 877,36	-90 248 286,13	8 431 453,71
2052	11 957 189,62	24 053 913,33	7 399 942,28	-4 290 981,16	-97 467 131,99	8 487 720,06
2053	12 123 366,07	25 002 107,51	7 427 191,00	-4 915 256,25	-105 025 446,22	8 543 373,54
2054	12 289 542,53	25 987 679,06	7 453 973,91	-5 557 702,65	-112 930 700,85	8 598 431,23
	1,79%	3,94%	0,56%			0,92%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinermin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento promedio anual del modelo tendencial lineal 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 lineal donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2015, la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre.

En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 7

MODELO:	Modelo 1 (seleccionado)	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	
ECUACIÓN:	VENTAS C PBI TARIFA D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) LOG(CLIENTES) D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(TARIFA/ CLIENTES(-1)) AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA(-1) POBLACION	
R ²	0,9728	0,9022	0,9912	0,9894	0,9869	0,9623	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	273,73	67,67	375,96	514,46	395,12	187,10	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	12,88	4,62	1,04	5,23	2,71	7,82
	Prob.	0,0000	0,0001	0,3122	0,0000	0,0130	0,0000
Variable 2	Valor	25,19	5,46	2,71	4,62	2,03	5,76
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0134	0,0001	0,0549	0,0000
Variable 3	Valor	-10,84	-3,14	-2,63	-2,48	-2,97	-9,87
	Prob.	0,0000	0,0048	0,0159	0,0215	0,0073	0,0000
Variable 4	Valor	2,40	0,56	1,82	13,80	9,88	-0,04
	Prob.	0,0250	0,5817	0,0837	0,0000	0,0000	0,9685
Variable 5	Valor			0,65	2,41	3,01	
	Prob.			0,5205	0,0246	0,0066	
Variable 6	Valor			12,35			
	Prob.			0,0000			
Variable 7	Valor			2,38			
	Prob.			0,0273			

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 1, con un estimado de crecimiento promedio anual de 1,53%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 7 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	5 845 693,07	6 026 625,72	5 677 465,36	5 026 417,79	5 509 483,91	5 747 817,44
2023	5 902 570,01	6 543 796,93	5 628 748,01	5 068 854,76	5 660 883,15	5 650 283,75
2024	6 091 043,20	6 428 373,83	5 774 687,96	5 185 216,98	5 616 076,00	5 701 883,13
2025	6 207 725,69	6 576 003,60	5 894 744,10	5 260 323,01	5 745 869,05	5 875 340,96
2026	6 315 020,10	6 579 454,45	6 011 402,48	5 329 627,58	5 853 559,40	5 982 407,43
2027	6 425 594,91	6 564 850,91	6 129 214,19	5 400 230,55	5 958 049,80	6 080 766,51
2028	6 537 780,12	6 556 835,96	6 247 578,71	5 471 193,14	6 063 156,58	6 182 150,57
2029	6 650 754,84	6 551 986,87	6 366 199,11	5 542 060,33	6 168 386,37	6 285 012,83
2030	6 764 119,95	6 548 658,07	6 484 929,86	5 612 616,23	6 273 501,08	6 388 592,86
2031	6 877 672,73	6 546 065,74	6 603 696,20	5 682 755,90	6 378 389,55	6 492 115,23
2032	6 991 320,85	6 543 821,26	6 722 463,30	5 752 436,20	6 482 999,69	6 595 785,14
2033	7 105 015,63	6 541 750,62	6 841 212,29	5 821 638,38	6 587 312,49	6 699 516,61

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2034	7 218 731,66	6 539 764,62	6 959 932,88	5 890 356,59	6 691 321,95	6 803 264,07
2035	7 332 459,15	6 537 818,25	7 078 620,61	5 958 593,48	6 795 028,91	6 907 003,51
2036	7 446 191,83	6 535 894,70	7 197 272,49	6 026 353,60	6 898 438,74	7 010 725,37
2037	7 559 929,08	6 533 983,83	7 315 887,71	6 093 644,45	7 001 557,67	7 114 423,34
2038	7 673 666,57	6 532 084,95	7 434 464,27	6 160 471,52	7 104 393,46	7 218 096,31
2039	7 787 404,49	6 530 191,71	7 553 001,97	6 226 842,59	7 206 952,55	7 321 739,77
2040	7 901 141,38	6 528 304,93	7 671 500,10	6 292 764,50	7 309 242,55	7 425 353,35
2041	8 014 878,36	6 526 422,95	7 789 959,03	6 358 245,35	7 411 270,36	7 528 935,17
2042	8 128 616,33	6 524 547,93	7 908 379,14	6 423 293,02	7 513 043,45	7 632 485,70
2043	8 242 354,78	6 522 681,61	8 026 760,39	6 487 914,53	7 614 569,02	7 736 005,22
2044	8 356 093,35	6 520 823,56	8 145 102,90	6 552 116,93	7 715 853,63	7 839 492,68
2045	8 469 830,54	6 518 973,61	8 263 406,43	6 615 906,56	7 816 903,69	7 942 947,18
2046	8 583 568,96	6 517 129,93	8 381 672,31	6 679 291,74	7 917 725,07	8 046 366,73
2047	8 697 307,81	6 515 296,47	8 499 900,70	6 742 278,98	8 018 324,65	8 149 753,14
2048	8 811 045,42	6 513 472,32	8 618 091,50	6 804 874,23	8 118 708,10	8 253 105,05
2049	8 924 783,89	6 511 655,41	8 736 246,02	6 867 085,23	8 218 880,63	8 356 420,31
2050	9 038 522,11	6 509 848,77	8 854 364,46	6 928 918,01	8 318 848,38	8 459 700,21
2051	9 152 261,42	6 508 051,08	8 972 447,93	6 990 379,71	8 418 616,35	8 562 943,09
2052	9 265 999,56	6 506 264,19	9 090 496,28	7 051 475,59	8 518 190,08	8 666 149,50
2053	9 379 737,96	6 504 485,33	9 208 510,73	7 112 212,61	8 617 573,86	8 769 316,73
2054	9 493 475,19	6 502 716,42	9 326 491,48	7 172 596,22	8 716 772,91	8 872 445,38
	1,53%	0,24%	1,56%	1,12%	1,44%	1,37%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergrmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 1), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 97,28%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual considerando los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal considerando el test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 7

Dependent Variable: ENE07				
Method: Least Squares				
Date: 09/14/23 Time: 14:54				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5806468.	450888.9	12.87782	0.0000
PBIAD07	22.54265	0.895042	25.18613	0.0000
TARAD07	-138443.7	12775.30	-10.83683	0.0000
D2015	659444.3	275110.9	2.397013	0.0250
R-squared	0.972755	Mean dependent var		4811602.
Adjusted R-squared	0.969201	S.D. dependent var		1504102.
S.E. of regression	263963.4	Akaike info criterion		27.94096
Sum squared resid	1.60E+12	Schwarz criterion		28.13294
Log likelihood	-373.2030	Hannan-Quinn criter.		27.99805
F-statistic	273.7304	Durbin-Watson stat		1.325371
Prob(F-statistic)	0.000000			

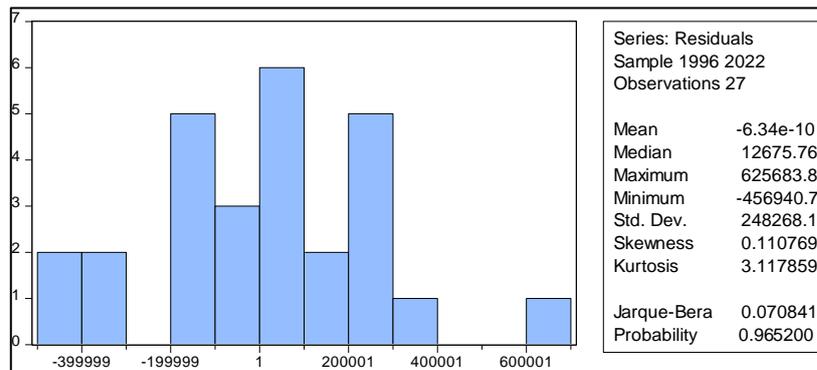
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 7 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del del Test de Jarque–Bera >5% (96,52%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (53,00%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.756304	Prob. F(3,23)	0.5300	
Obs*R-squared	2.424347	Prob. Chi-Square(3)	0.4891	
Scaled explained SS	1.862902	Prob. Chi-Square(3)	0.6013	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:49				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.32E+09	7.79E+10	-0.029742	0.9765
PBIAD07^2	1.127221	0.933670	1.207301	0.2396
TARAD07^2	28900051	66345266	0.435601	0.6672
D2015^2	-7.78E+10	9.33E+10	-0.834274	0.4127
R-squared	0.089791	Mean dependent var	5.94E+10	
Adjusted R-squared	-0.028932	S.D. dependent var	8.80E+10	
S.E. of regression	8.93E+10	Akaike info criterion	53.40408	
Sum squared resid	1.83E+23	Schwarz criterion	53.59605	
Log likelihood	-716.9550	Hannan-Quinn criter.	53.46116	
F-statistic	0.756304	Durbin-Watson stat	2.112644	
Prob(F-statistic)	0.530042			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (28,32%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.340472	Prob. F(2,21)	0.2832	
Obs*R-squared	3.056697	Prob. Chi-Square(2)	0.2169	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:50				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	125210.7	463025.5	0.270419	0.7895
PBIAD07	-0.241788	0.918122	-0.263350	0.7948
TARAD07	-2748.506	12923.18	-0.212680	0.8336
D2015	-95865.20	279699.7	-0.342743	0.7352
RESID(-1)	0.321678	0.227516	1.413872	0.1721
RESID(-2)	0.131341	0.251783	0.521642	0.6074
R-squared	0.113211	Mean dependent var	-6.34E-10	
Adjusted R-squared	-0.097929	S.D. dependent var	248268.1	
S.E. of regression	260140.6	Akaike info criterion	27.96896	
Sum squared resid	1.42E+12	Schwarz criterion	28.25693	
Log likelihood	-371.5810	Hannan-Quinn criter.	28.05459	
F-statistic	0.536189	Durbin-Watson stat	1.868787	
Prob(F-statistic)	0.746600			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento de 1,77% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 7 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	5 492 095	-
2023	5 575 951	1,53%
2024	5 661 087	1,53%
2025	5 769 533	1,92%
2026	5 869 254	1,73%
2027	5 972 023	1,75%
2028	6 076 290	1,75%
2029	6 181 290	1,73%
2030	6 291 763	1,79%
2031	6 404 211	1,79%
2032	6 518 669	1,79%
2033	6 635 172	1,79%
2034	6 753 758	1,79%
2035	6 874 463	1,79%
2036	6 997 325	1,79%
2037	7 122 383	1,79%
2038	7 249 676	1,79%
2039	7 379 244	1,79%
2040	7 511 127	1,79%
2041	7 645 368	1,79%
2042	7 782 008	1,79%
2043	7 921 090	1,79%
2044	8 062 658	1,79%
2045	8 206 756	1,79%
2046	8 353 429	1,79%
2047	8 502 724	1,79%
2048	8 654 686	1,79%
2049	8 809 365	1,79%
2050	8 966 808	1,79%
2051	9 127 065	1,79%
2052	9 290 187	1,79%
2053	9 456 223	1,79%
2054	9 625 227	1,79%
		1,77%

Fuente: Formato F-108 (PROPUESTA Osinergmin)

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 7) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. 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.

Dicho ello, en el Área de Demanda 7, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

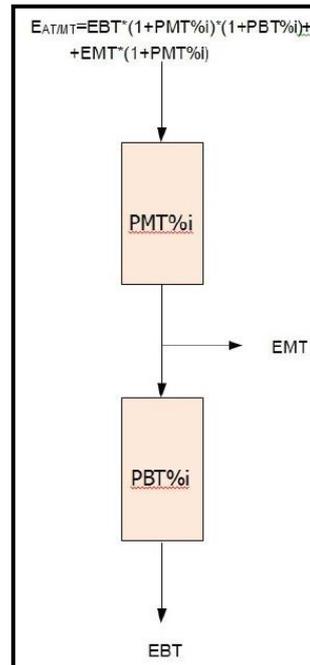
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 7 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

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

Anexo C

Metodología y Determinación de Transformadores de Reserva

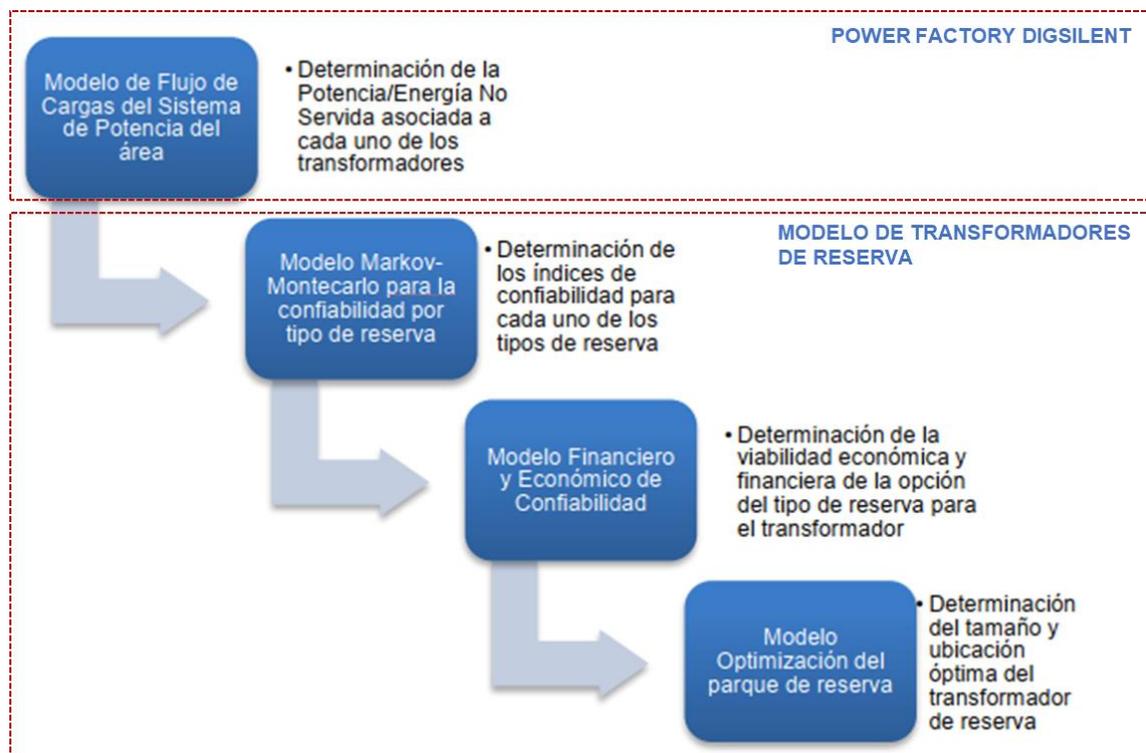
METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

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

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

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

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



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

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida

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

LDS en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad a transformadores en el AD7 requiere contar con 11 transformadores de reserva en todo su parque:

Necesidad de transformadores de reserva, según norma (11 Transformadores)
1 de 50 MVA - 220/10 kV
1 de 50 MVA - 220/22,9 kV
2 de 50 MVA - 60/10 kV
2 de 50 MVA - 60/22,9 kV
3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV

Por tanto, LDS ha solicitado la aprobación de los siguientes transformadores de reserva en el PI 25-29 (Adicionales a las que ya tiene):

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
Luz del Sur	1 TR 50 MVA	60/10	Puente	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 50 MVA	60/23	Alto Pradera	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Santa Clara	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Limatambo	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Las Praderas	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 15 MVA	60/23/10	Surco	Nuevo

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD7

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 7 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 5 MVA 2 transformadores de 17,2 MVA 19 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 20 transformadores de 50 MVA
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA

60/22,9/10 kV	1 transformador de 10 MVA 7 transformadores de 25 MVA 12 transformadores de 40 MVA
---------------	--

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 7

Área de Demanda *	Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
7	LUZ DEL SUR	Surco	TP-060010-005SI2E
7	LUZ DEL SUR	Chosica	TP-060010-020CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chosica	TP-060010-020CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Bujama	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	La Planicie	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	La Planicie	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Manchay	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Monterrico	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Pachacámac	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Pachacámac	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Bartolo	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Vicente	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Clara	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa María	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa María	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Huaycán	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-025CO1I
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-025CO1I
7	LUZ DEL SUR	Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Salamanca	TP-060010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chorrillos	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Anita	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Vertientes	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-050CO1I

7	LUZ DEL SUR	Huachipa	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Salamanca	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Juan	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Mateo	TP-060023010-015SI3E
7	LUZ DEL SUR	Chilca	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Manchay	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Bartolo	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Vicente	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Vertientes	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Bujama	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chorrillos	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Lurin	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Clara	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa Maria	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	Alto Pradera	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chilca	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Huachipa	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Lurin	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Monterrico	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Anita	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060MT-050COE

Asimismo, según lo informado por LDS en su PROPUESTA FINAL y en relación con los archivos de remuneración de peajes de los SST y SCT, en el AD 7, actualmente se tiene los siguientes transformadores de reserva y transformadores disponibles:

Tipo	Cantidad	Transformadores Disponibles/Reserva
60/10 kV - 50 MVA	1	Reserva - SCT
60/23 kV - 50 MVA	1	Reserva - SCT
60/23/10 kV - 40 MVA	1	Disponibles - SST
60/23/10 kV - 25 MVA	2	Disponibles - SST
60/10 kV - 25 MVA	1*	Disponibles - SST
60/10 kV - 17,2 MVA	2	Disponibles - SST
60/10 kV - 12,5 MVA	1	Disponibles - SST

(*) Se tiene 2 TP disponibles de 60/10 kV – 25 MVA, de los cuales uno será ubicado en la nueva SET Huaycán. Y para el año 2027, se contará con un TP disponible adicional proveniente de Monterrico.

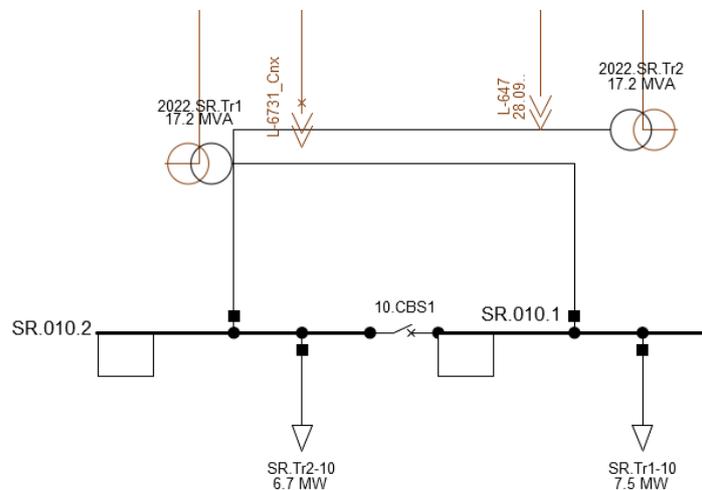
Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción Proyecto	Tensión [kV]	Potencia [MVA]
2025	Nueva SET Huaycán, con TP rotado de reserva disponible	60/10	25
2027	Nuevo TP Monterrico	60/23/10	40

Definido el parque de transformadores y las reservas disponibles, se determina mediante simulaciones de flujo de carga, con y sin el transformador en estudio, las Potencias No Servidas.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Cabe precisar que, ante un evento de falla de un transformador, LDS deberá efectuar operaciones de maniobra que permitan restablecer el servicio eléctrico, tal como el cierre de acoplamiento de barras en MT. Por ejemplo, ante la indisponibilidad del transformador “2022.SR.Tr1” el acoplamiento “10 CBS1” deberá cerrarse (ver gráfico).



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
Surco	TP-060010-005SI2E	1.18	1.20	1.22	1.24	1.26	1.28	1.31	1.33	1.35	1.38
Chosica	TP-060010-020CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chosica	TP-060010-020CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Barranco	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Barranco	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bujama	TP-060010-025CO1E	8.85	8.98	9.11	9.24	9.38	9.52	9.66	9.81	9.96	10.11
La Planicie	TP-060010-025CO1E	6.57	7.39	7.18	8.26	8.30	9.01	9.53	10.11	10.95	11.44
La Planicie	TP-060010-025CO1E	6.57	7.39	7.18	8.26	8.30	9.01	9.53	10.11	10.95	11.44
Manchay	TP-060010-025CO1E	9.59	9.76	9.93	10.10	10.28	10.46	10.65	10.84	11.03	11.23

Monterrico	TP-060010-025CO1E	18.48	25.74	26.18	26.58	26.91	27.26	27.62	27.98	28.34	28.72
Pachacámac	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.10	0.75	1.08	1.64	2.13	0.00	0.00	0.00
Pachacámac	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.10	0.75	1.08	1.64	2.13	0.00	0.00	0.00
San Bartolo	TP-060010-025CO1E	9.69	9.83	9.98	10.13	10.29	10.45	10.61	10.78	10.95	11.12
San Isidro	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Vicente	TP-060010-025CO1E	11.07	11.56	11.93	12.63	13.14	13.56	13.99	6.13	6.49	7.12
Santa Clara	TP-060010-025CO1E	11.99	12.26	12.54	12.85	13.03	13.23	13.42	13.63	10.52	10.68
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	4.73	5.75	5.36	6.78	6.53	7.37	7.85	8.30	9.10	9.46
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	4.73	5.75	5.36	6.78	6.53	7.37	7.85	8.30	9.10	9.46
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Huaycan	TP-060010-025CO1E	15.11	15.50	15.89	16.09	16.29	16.50	19.67	19.92	20.18	20.45
Gálvez	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gálvez	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E	26.16	26.45	26.75	27.06	27.36	27.69	28.01	28.35	28.69	29.04
Salamanca	TP-060010-040CO1E	2.97	3.76	4.29	5.46	5.89	6.85	7.65	8.50	9.43	10.31
Central	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chorrillos	TP-060010-050CO1E	18.17	18.87	19.53	20.58	21.09	22.00	22.75	16.16	16.92	19.94
Limatambo	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Limatambo	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Neyra	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	1.87	2.55	4.00	5.10	6.29	7.63	9.26
Puente	TP-060010-050CO1E	5.51	8.10	5.98	9.53	7.69	9.55	10.21	11.29	13.04	13.18
Puente	TP-060010-050CO1E	5.51	8.10	5.98	9.53	7.69	9.55	10.21	11.29	13.04	13.18
Santa Anita	TP-060010-050CO1E	28.86	29.32	29.78	30.25	30.73	31.23	31.73	32.25	25.85	26.27
Vertientes	TP-060010-050CO1E	16.78	17.02	17.26	17.51	17.76	18.03	18.30	18.57	18.85	19.13
Balnearios	TP-060010-050CO1I	7.19	8.74	9.64	11.87	12.62	14.44	15.90	10.19	11.80	13.32
Balnearios	TP-060010-050CO1I	7.19	8.74	9.64	11.87	12.62	14.44	15.90	10.19	11.80	13.32
Gálvez	TP-060010-050CO1I	4.89	5.52	6.15	7.34	7.93	8.99	9.88	10.89	11.65	12.71
Huachipa	TP-060010-050CO1I	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89	43.39	43.91	44.44	36.30	36.74
Neyra	TP-060010-050CO1I	0.00	0.00	0.00	1.87	2.55	4.00	5.10	6.29	7.63	9.26
Salamanca	TP-060010-050CO1I	13.32	14.10	14.67	15.80	16.28	17.24	18.04	18.90	19.82	20.74
San Isidro	TP-060010-050CO1I	3.29	4.73	4.27	6.19	5.88	7.13	7.88	8.80	10.01	10.60
San Juan	TP-060010-050CO1I	23.97	24.37	24.78	25.19	25.61	26.05	26.49	24.17	24.58	25.01
San Mateo	TP-060023010-015SI3E	1.07	1.08	1.09	1.09	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15
Chilca	TP-060023010-025CO1E	6.10	21.22	22.59	22.71	22.16	22.27	22.39	22.51	22.63	22.75
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	8.15	8.36	8.72	8.91	8.90	9.03	9.11	9.25	9.37	9.55
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	7.92	8.12	8.48	8.67	8.66	8.79	8.87	9.01	9.13	9.30
Manchay	TP-060023010-025CO1E	11.61	11.70	11.79	11.88	11.97	12.07	12.17	12.27	12.37	12.47
San Bartolo	TP-060023010-025CO1E	0.88	0.91	0.95	0.99	0.99	1.00	1.00	1.01	1.01	1.02
San Vicente	TP-060023010-025CO1E	10.47	10.96	11.33	12.01	12.53	12.95	13.39	8.00	8.00	8.00
Vertientes	TP-060023010-025CO1E	14.19	14.89	15.58	16.28	16.29	16.29	16.30	16.30	16.30	16.31
Balnearios	TP-060023010-040CO1E	6.11	6.15	6.18	6.22	6.25	6.29	6.33	6.36	6.40	6.44
Bujama	TP-060023010-040CO1E	10.61	10.69	10.78	10.86	10.95	11.04	11.14	11.23	11.33	11.43
Chorrillos	TP-060023010-040CO1E	20.34	20.49	20.64	20.80	20.96	21.13	21.30	21.47	21.64	21.82
Las Praderas	TP-060023010-040CO1E	25.50	25.69	25.88	24.32	24.47	24.64	24.81	24.98	25.16	25.34

Lurin	TP-060023010-040CO1E	23.48	23.80	24.13	24.46	24.80	25.15	25.51	25.88	26.26	26.64
Puente	TP-060023010-040CO1E	12.97	13.04	13.12	13.17	13.23	13.29	13.35	13.41	13.47	13.53
Santa Clara	TP-060023010-040CO1E	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53	23.71	23.91	24.10	24.30	24.51
Villa Maria	TP-060023010-040CO1E	5.34	5.34	5.35	5.35	5.35	5.35	5.35	5.35	5.35	5.35
Limatambo	TP-060023010-040CO1I	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98
Neyra	TP-060023010-040CO1I	6.21	6.26	6.31	6.36	6.41	6.47	6.52	6.58	6.63	6.69
San Isidro	TP-060023010-040CO1I	11.14	11.23	11.32	11.42	11.51	11.61	11.71	11.82	11.92	12.03
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	32.11	35.70	39.30	44.66	44.80	44.95	45.10	45.25	45.40	45.56
Central	TP-060023-050CO1E	16.16	16.34	16.53	16.72	16.91	17.12	17.32	17.53	17.75	17.96
Chilca	TP-060023-050CO1E	29.42	17.41	19.14	22.12	22.81	22.84	22.87	22.90	22.93	22.96
Huachipa	TP-060023-050CO1E	36.09	36.89	37.69	38.54	38.71	38.89	39.08	39.27	25.82	25.94
Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E	29.87	30.19	30.51	30.85	31.01	31.17	31.33	31.49	31.66	31.84
Lurin	TP-060023-050CO1E	26.38	26.40	26.42	26.44	26.46	26.48	26.51	26.53	26.55	26.58
Monterrico	TP-060023-050CO1E	38.66	32.25	32.67	33.13	33.36	33.60	33.85	34.11	34.36	34.63
Santa Anita	TP-060023-050CO1E	28.01	28.15	28.30	28.46	28.61	28.77	28.94	29.11	24.93	25.07
Barranco	TP-060MT-050COE	8.15	9.16	9.90	11.33	11.97	13.19	14.22	15.33	16.52	17.69

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	¿Cuál tipo de reserva se recomienda?
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	\$ 6,232,987	\$ 6,288,156	\$ 5,793,943	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060023010-040CO1E	\$ 917,189	\$ 827,254	\$ 151,659	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060010-050CO1I	\$ 2,385,489	\$ 2,341,914	\$ 1,756,131	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060010-050CO1I	\$ 2,395,393	\$ 2,351,084	\$ 1,765,227	Reserva en Bodega
Barranco	TP-060010-050CO1E	\$ 3,002,893	\$ 2,973,177	\$ 2,401,050	Reserva en Bodega
Bujama	TP-060010-025CO1E	\$ 1,964,971	\$ 1,931,692	\$ 1,396,618	Reserva en Bodega
Bujama	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,137,213	\$ 2,078,278	\$ 1,431,085	Reserva en Bodega
Central	TP-060023-050CO1E	\$ 3,762,567	\$ 3,751,942	\$ 3,197,223	Reserva en Bodega
Chilca	TP-060023010-025CO1E	\$ 4,796,029	\$ 4,820,243	\$ 4,281,654	Reserva en Bodega
Chilca	TP-060023-050CO1E	\$ 5,112,068	\$ 5,135,669	\$ 4,613,427	Reserva en Bodega
Chorrillos	TP-060010-050CO1E	\$ 4,373,537	\$ 4,378,598	\$ 3,838,262	Reserva en Bodega
Chorrillos	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,816,595	\$ 4,821,843	\$ 4,235,030	Reserva en Bodega
Galvez	TP-060010-050CO1I	\$ 1,874,153	\$ 1,817,020	\$ 1,218,672	Reserva en Bodega
Huachipa	TP-060010-050CO1I	\$ 9,359,673	\$ 9,488,257	\$ 9,064,381	Reserva en Bodega
Huachipa	TP-060023-050CO1E	\$ 7,351,763	\$ 7,433,333	\$ 6,965,898	Reserva en Bodega
La Planicie	TP-060010-025CO1E	\$ 1,951,532	\$ 1,918,641	\$ 1,383,839	Reserva en Bodega
La Planicie	TP-060010-025CO1E	\$ 1,962,131	\$ 1,928,825	\$ 1,393,977	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,629,855	\$ 5,658,909	\$ 5,095,129	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,675,874	\$ 1,623,445	\$ 1,013,681	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,629,735	\$ 1,575,665	\$ 964,592	Reserva en Bodega
Limatambo	TP-060023010-040CO1I	\$ 2,283,834	\$ 2,229,784	\$ 1,587,635	Reserva en Bodega
Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E	\$ 6,469,641	\$ 6,536,630	\$ 6,069,670	Reserva en Bodega

Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E	\$ 7,254,289	\$ 7,332,200	\$ 6,859,994	Reserva en Bodega
Lurin	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,869,285	\$ 5,900,590	\$ 5,338,989	Reserva en Bodega
Lurin	TP-060023-050CO1E	\$ 6,098,499	\$ 6,146,017	\$ 5,645,735	Reserva en Bodega
Manchay	TP-060010-025CO1E	\$ 2,180,159	\$ 2,153,719	\$ 1,624,546	Reserva en Bodega
Manchay	TP-060023010-025CO1E	\$ 2,456,727	\$ 2,424,017	\$ 1,832,263	Reserva en Bodega
Monterrico	TP-060023-050CO1E	\$ 8,281,168	\$ 8,377,156	\$ 7,923,513	Reserva en Bodega
Monterrico	TP-060010-025CO1E	\$ 6,300,887	\$ 6,376,845	\$ 5,944,388	Reserva en Bodega
Neyra	TP-060023010-040CO1I	\$ 949,282	\$ 860,808	\$ 186,423	Reserva en Bodega
Neyra	TP-060010-050CO1E	\$ 732,900	\$ 647,930	\$ 23,475	Reserva en Bodega
Neyra	TP-060010-050CO1I	\$ 725,401	\$ 640,299	\$ 15,897	Reserva en Bodega
Puente	TP-060010-050CO1E	\$ 2,003,648	\$ 1,950,957	\$ 1,356,717	Reserva en Bodega
Puente	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,715,522	\$ 2,670,495	\$ 2,036,391	Reserva en Bodega
Puente	TP-060010-050CO1E	\$ 1,994,609	\$ 1,941,873	\$ 1,347,591	Reserva en Bodega
Salamanca	TP-060010-050CO1I	\$ 3,824,620	\$ 3,819,358	\$ 3,269,640	Reserva en Bodega
Salamanca	TP-060010-040CO1E	\$ 1,364,292	\$ 1,302,939	\$ 715,885	Reserva en Bodega
San Bartolo	TP-060010-025CO1E	\$ 2,190,111	\$ 2,163,164	\$ 1,633,807	Reserva en Bodega
San Isidro	TP-060010-050CO1I	\$ 1,402,460	\$ 1,333,678	\$ 724,440	Reserva en Bodega
San Isidro	TP-060023010-040CO1I	\$ 2,181,448	\$ 2,126,722	\$ 1,482,966	Reserva en Bodega
San Juan	TP-060010-050CO1I	\$ 5,807,326	\$ 5,846,311	\$ 5,336,985	Reserva en Bodega
San Vicente	TP-060010-025CO1E	\$ 1,849,004	\$ 1,814,443	\$ 1,278,343	Reserva en Bodega
San Vicente	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,857,998	\$ 1,809,224	\$ 1,203,157	Reserva en Bodega
Santa Anita	TP-060023-050CO1E	\$ 6,124,152	\$ 6,173,543	\$ 5,674,994	Reserva en Bodega
Santa Anita	TP-060010-050CO1E	\$ 6,654,142	\$ 6,712,689	\$ 6,222,969	Reserva en Bodega
Santa Clara	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,701,141	\$ 5,726,044	\$ 5,158,171	Reserva en Bodega
Santa Clara	TP-060010-025CO1E	\$ 2,481,447	\$ 2,461,664	\$ 1,938,961	Reserva en Bodega
Vertientes	TP-060010-050CO1E	\$ 3,942,340	\$ 3,937,422	\$ 3,388,602	Reserva en Bodega
Vertientes	TP-060023010-025CO1E	\$ 3,535,565	\$ 3,527,288	\$ 2,958,138	Reserva en Bodega
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	\$ 1,480,704	\$ 1,436,301	\$ 890,649	Reserva en Bodega
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	\$ 1,456,761	\$ 1,412,015	\$ 866,350	Reserva en Bodega
Villa Maria	TP-060023010-040CO1E	\$ 624,764	\$ 528,845	-\$ 152,512	Reserva en Bodega
Huaycan	TP-060010-025CO1E	\$ 4,175,825	\$ 4,198,328	\$ 3,715,433	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Barranco	TP-060010-025CO1E	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
Barranco	TP-060010-025CO1E	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
Central	TP-060010-050CO1E	-\$ 680,424	-\$ 800,499	-\$ 1,457,638	No viable
Central	TP-060010-050CO1E	-\$ 680,424	-\$ 800,499	-\$ 1,457,638	No viable
Chosica	TP-060010-020CO1E	-\$ 502,079	-\$ 590,681	-\$ 1,168,217	No viable
Chosica	TP-060010-020CO1E	-\$ 502,079	-\$ 590,681	-\$ 1,168,217	No viable
Galvez	TP-060010-025CO1I	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
Galvez	TP-060010-025CO1I	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
Limatambo	TP-060010-050CO1E	-\$ 680,424	-\$ 800,499	-\$ 1,457,638	No viable
Limatambo	TP-060010-050CO1E	-\$ 680,424	-\$ 800,499	-\$ 1,457,638	No viable
Los Sauces	TP-220010-050CO1E	-\$ 1,028,254	-\$ 1,209,711	-\$ 2,320,834	No viable
Los Sauces	TP-220010-050CO1E	-\$ 1,028,254	-\$ 1,209,711	-\$ 2,320,834	No viable
Pachacamac	TP-060010-025CO1E	-\$ 152,892	-\$ 237,990	-\$ 821,550	No viable

Pachacamac	TP-060010-025CO1E	-\$ 158,497	-\$ 243,598	-\$ 827,174	No viable
San Bartolo	TP-060023010-025CO1E	-\$ 373,329	-\$ 477,342	-\$ 1,135,225	No viable
San Isidro	TP-060010-025CO1E	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
San Mateo	TP-060023010-015SI3E	-\$ 240,181	-\$ 326,499	-\$ 952,592	No viable
Surco	TP-060010-005SI2E	-\$ 1,301	-\$ 51,116	-\$ 564,741	No viable
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	-\$ 535,073	-\$ 629,497	-\$ 1,221,760	No viable

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

De acuerdo con los resultados obtenidos con el modelo de confiabilidad, se tienen los siguientes transformadores que pueden compartir reserva:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega (según potencia del lado primario)	Transformadores de reserva o disponibles existentes
60/10 kV	11 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 15 transformadores de 50 MVA	1 transformadores de 12,5 MVA 2 1 transformadores de 17,2 MVA 1 transformadores de 25 MVA ⁽¹⁾ 1 transformador de 50 MVA
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	6 transformadores de 25 MVA 11 transformadores de 40 MVA	2 transformador de 25 MVA 1 transformador de 40 MVA ⁽²⁾

(1) Se considera solo 1 transformador puesto que el otro disponible se utilizará en la nueva SET Huaycán.

(2) se considera la reserva existente de 40 MVA, debido a que no se ha aprobado el proyecto nueva SET Vitarte, donde LDS planteaba utilizar dicho transformador.

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (11 en total), se cuenta con una reserva existente (1) y para el 2027 se contará con una reserva adicional proveniente de la SET Monterrico, por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/10 kV, de 40 y 50 MVA (17 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9 kV – 50 MVA (8 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV, 25 MVA (6 en total), se cuenta con reservas existentes (2), por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV – 40 MVA (11 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.

En tal sentido, con el modelo de optimización se evaluarán los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega
60/10 kV	2 transformadores de 40 MVA 15 transformadores de 50 MVA
60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA

60/22,9/10 kV	11 transformadores de 40 MVA
---------------	------------------------------

C.5.4.1. Parque de transformadores en 60/10 kV – 40, 50 MVA

Los 17 transformadores de este Parque se encuentran ubicadas en 13 subestaciones, las cuales se encuentran ubicadas dentro o cercanos a los distritos de Lima Metropolitana; es decir, se encuentran cercanos entre sí. Por lo que, la evaluación se podría realizar considerando un solo agrupamiento para este grupo de transformadores.

Sin embargo, considerando la cantidad de transformadores de 60/10 kV – 40, 50 MVA disponible en todo el AD7, resulta conveniente dividir el parque de transformadores en 2 grupos, considerando la ubicación geográfica.

Alternativa II	
Grupo	SET
G1	Balnearios
G1	Gálvez
G1	Huachipa
G1	Los Ingenieros
G1	Neyra
G1	Puente
G1	Salamanca
G1	San Isidro
G1	Santa Anita
G2	Barranco
G2	Chorrillos
G2	San Juan
G2	Vertientes

C.5.4.2. Parque de transformadores en 60/23 kV – 50 MVA

En este grupo se tiene en total 8 transformadores. Por tanto, al ser un grupo reducido de transformadores se evaluará la optimización como único grupo.

Alternativa I	
Grupo	SET
G1	Huachipa
G1	Santa Anita
G1	Los Ingenieros
G1	Monterrico
G1	Central
G1	Alto Pradera
G1	Lurin
G1	Chilca

C.5.4.3. Parque de transformadores en 60/23/10 kV – 40 MVA

El criterio aplicado para el agrupamiento de este grupo de transformadores es similar al descrito en la sección C.5.4.1.

Alternativa II	
Grupo	SET
G1	Santa Clara
G1	San Isidro
G1	Puente
G1	Balnearios
G1	Limatambo
G1	San Isidro
G2	Villa María
G2	Chorrillos
G2	Las Praderas
G2	Lurín
G2	Bujama

C.5.5. Resultados de Optimización

C.5.5.1. Parque 60/10 kV – 40 y 50 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
7_G1_TP-060	Balnearios	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Galvez	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Huachipa	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Los Ingenieros	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Neyra	NA	Santa Anita		0.00	0.00		
		Móvil	Santa Anita				42.40	42.89
	Puente	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Salamanca	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	San Isidro	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
7_G2_TP-060	Santa Anita	Móvil	Santa Anita	39.36	40.36	41.38	42.40	42.89
	Barranco	Móvil	San Juan	23.97	24.37	24.78	25.19	25.61
	Chorrillos	Móvil	San Juan	23.97	24.37	24.78	25.19	25.61
	San Juan	Móvil	San Juan	23.97	24.37	24.78	25.19	25.61
	Vertientes	Móvil	San Juan	23.97	24.37	24.78	25.19	25.61
Total general				410.78	420.38	430.14	482.38	488.39

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/10 kV – 40 y 50 MVA, resulta necesario contar en total con 2 transformadores de reserva en 60/10 kV – 50MVA, a ubicarse en las SETs Santa Anita y San Juan.

C.5.5.2. Parque 60/23 kV – 50 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
7_G1_TP-060	Alto Pradera	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Central	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Chilca	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Huachipa	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Los Ingenieros	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Lurin	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
	Santa Anita	Móvil	Los Ingenieros	38.66	36.89	39.30	44.66	44.80
Total general				309.27	295.12	314.43	357.31	358.43

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/23 kV – 50 MVA, resulta necesario contar en total con 1 transformador de reserva en 60/23 kV – 50MVA, a ubicarse en las SETs Lon Ingenieros.

C.5.5.3. Parque 60/23/10 kV – 40 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
7_G1_TP-060	Balnearios	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	Limatambo	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	Neyra	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	Puente	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	San Isidro	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	Santa Clara	Móvil	Puente	26.52	26.76	23.17	23.35	23.53
	7_G2_TP-060	Bujama	Móvil	Lurin	25.50	25.69	25.88	24.46
Chorrillos	Móvil	Lurin	25.50	25.69	25.88	24.46	24.80	
Las Praderas	Móvil	Lurin	25.50	25.69	25.88	24.46	24.80	
Lurin	Móvil	Lurin	25.50	25.69	25.88	24.46	24.80	
Villa María	Móvil	Lurin	25.50	25.69	25.88	24.46	24.80	
Total general				286.62	288.98	268.41	262.38	265.15

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/23/10 kV – 40 MVA, resulta necesario contar en total con 2 transformador de reserva en 60/23/10 kV – 40 MVA, a ubicarse en las SETs Puente y Lurín.

C.6. Reserva Plan de Inversión 2025-2029

C.6.1. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

De acuerdo a los resultados obtenidos, luego de la aplicación de los criterios y la metodología para determinar transformadores de reserva, se dispone:

Para el Parque 60/10 kV – 40, 50 MVA:

Aprobar un (1) transformador de reserva en 60/10 kV – 50 MVA (adicional al que tiene), a ubicarse en la SET Santa Anita. Y reubicar el transformador de reserva existente a la SET San Juan.

Para el Parque 60/23 kV – 50 MVA:

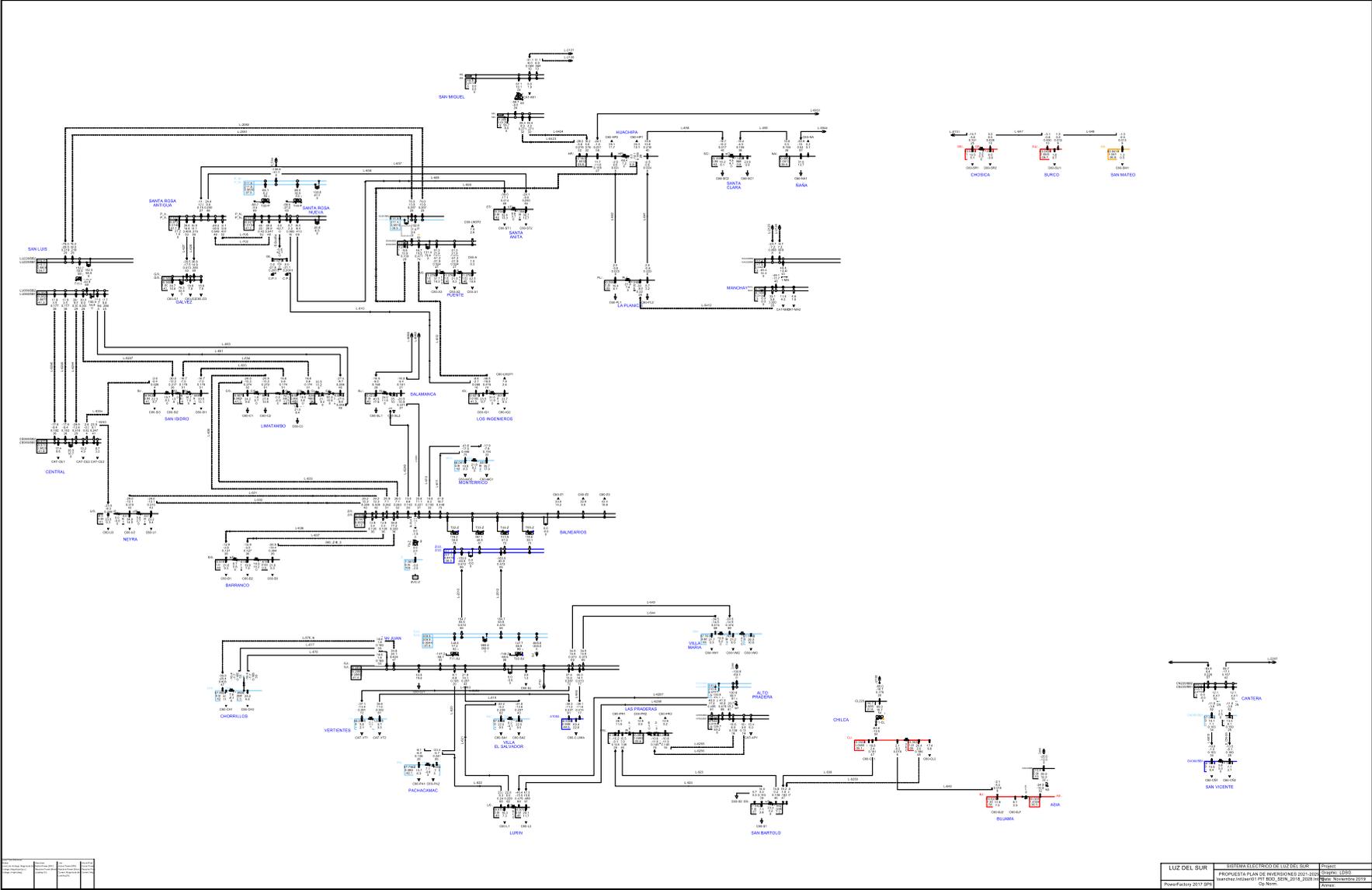
No se requiere reserva adicional al que ya tiene.

Para el Parque 60/23/10 kV – 40 MVA:

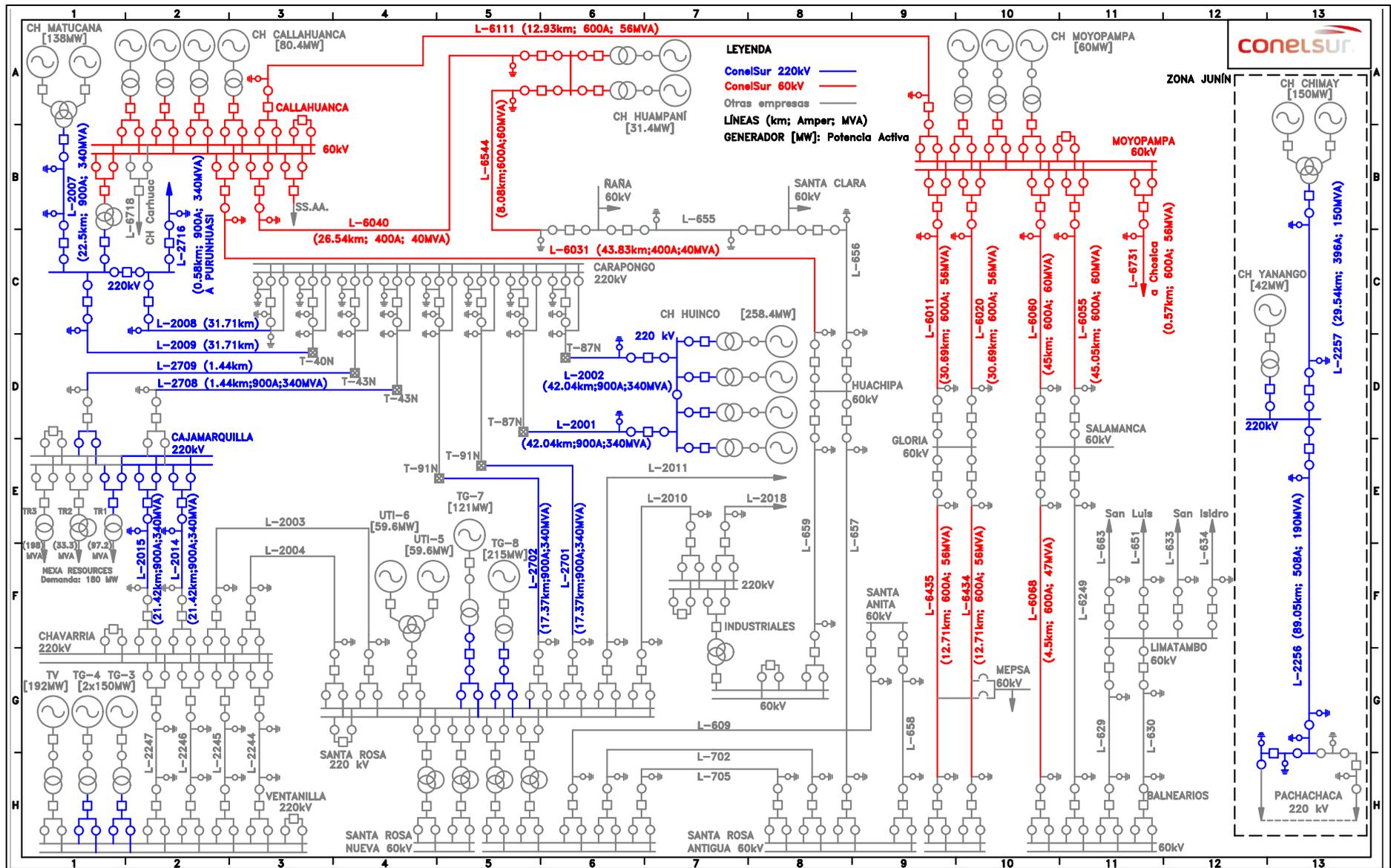
Un (1) transformador de reserva en 60/23/10 kV – 40 MVA (adicional a la reserva disponible del SST), a ubicarse en la SET Los Ingenieros. Y reubicar el transformador de reserva disponible a la SET Lurín.

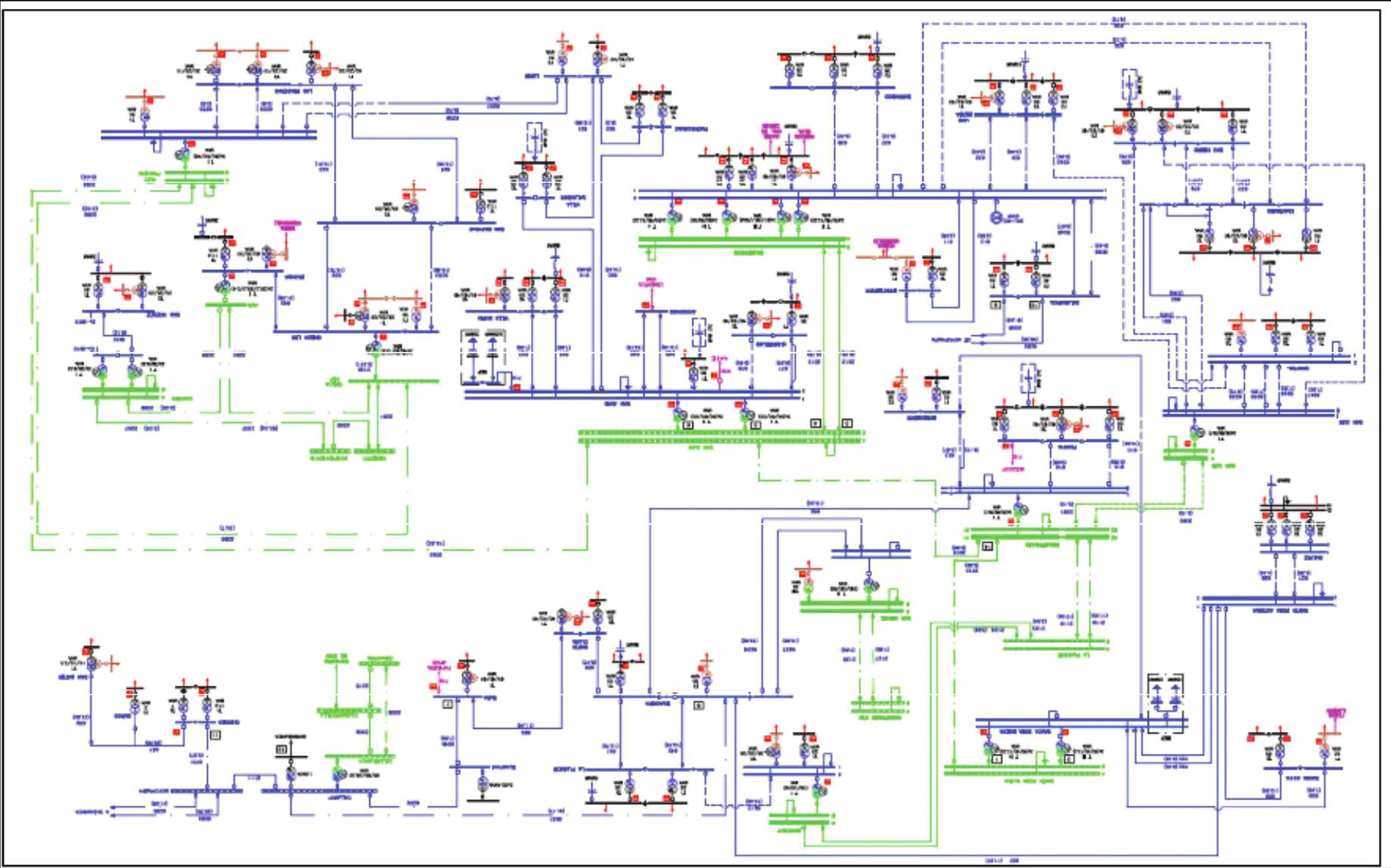
Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

Sistema Eléctrico Lima Sur



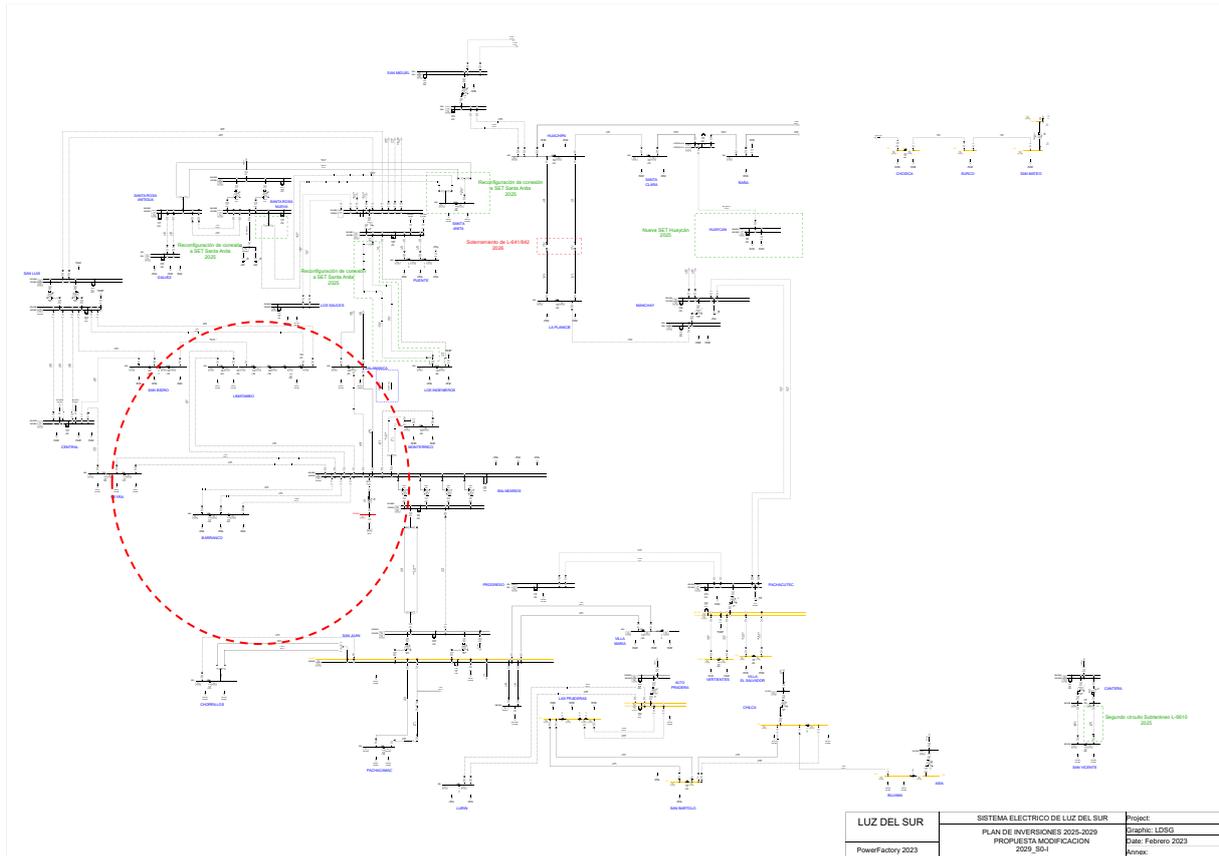
LUZ DEL SUR	SISTEMA ELÉCTRICO DE LUZ DEL SUR	Proyecto
	PROPUESTA PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	Estudio: LSS
	MANEJO DE RIESGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	Fecha: Noviembre 2024
	PROYECTO 2017-031	Version: 04





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

Área de Demanda 7 (año 2029)



LUZ DEL SUR PowerFactory 2023	SISTEMA ELÉCTRICO DE LUZ DEL SUR	Proyecto:
	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 PROPUESTA MODIFICACION 2025_001	Diagrama: LD95G Fecha: Febrero 2023 Ingeniero:

Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 7

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (*)
1	2025	LDS	Nueva SET Huaycán AT/MT 25 MVA	SET Huaycán	15 800 703
2	2026	LDS	Ampliación SET Monterrico AT/MT	SET Monterrico	1 613 751
3	2025	LDS	Reconfiguración de Líneas a SET Santa Anita	Líneas	2 380 330
4	2025	LDS	Nueva Línea 60 kV Cantera – San Vicente	Línea	9 607 398
5	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT Limatambo	SET Limatambo	3 857 132
6	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT San isidro	SET San Isidro	3 322 592
7	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT Gálvez	SET Gálvez	1 831 995
8	2026	LDS	Transformadores de reserva	SET Varias	1 937 595
9	2025	LDS	Barra 22,9 kV SET AT/MT Ñaña	SET Ñaña	173 731
10	2026	LDS	Soterramiento Líneas 60 kV Huachipa - Planicie	Líneas	3 204 716
11	2028	LDS	Celdas MT	SET Varias	693 889
12	2028	LDS	Autotransformador 60/50 kV y Línea San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS)	SET San Mateo (LDS) Línea	1 583 473

(*) 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

Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 7

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Transformador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Medición 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Acoplamiento 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Tramo de Líneas Huachipa – Planicie L-641/L-642 (E45-E49)	Línea
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Medición 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT Limatambo

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Medición 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV (se encuentra instalada una celda de transformador)	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2025	Línea 60 kV Cantera – San Vicente L-6610	Línea

Anexo G

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 7

Año	LUZ DEL SUR		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	9 297,77	-	9 686,29	-
2023	9 638,68	3,67%	9 808,34	1,26%
2024	9 942,36	3,15%	9 940,25	1,34%
2025	10 298,45	3,58%	10 140,94	2,02%
2026	10 613,61	3,06%	10 325,85	1,82%
2027	10 935,61	3,03%	10 514,08	1,82%
2028	11 176,86	2,21%	10 703,93	1,81%
2029	11 399,88	2,00%	10 818,12	1,07%
2030	11 645,27	2,15%	10 938,26	1,11%
2031	11 888,11	2,09%	11 060,54	1,12%
2032	12 143,96	2,15%	11 185,01	1,13%
2033	12 392,80	2,05%	11 311,71	1,13%
2034	12 648,59	2,06%	11 440,67	1,14%

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 LDS corresponde a la PROPUESTA FINAL.

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 7
(USD)

Año	Propuesta Inicial LDS (A)	Propuesta Final LDS (B)	Osinergmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 084 111	1 158 541	27 834 645	2568%	2303%
2026	83 184 953	87 996 107	6 756 062	-92%	-92%
2027	21 881 876	5 682 056	0	-100%	-100%
2028	16 845 537	9 131 416	11 289 081	-33%	24%
2029	0	1 138 837	127 518	-	-89%
TOTAL	122 996 477	105 106 956	46 007 306	-63%	-56%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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