
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 9

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas, los cuales sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante “EGASA”), Conelsur LT S.A.C. (en adelante “CONELSUR”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”) son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 9, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda.

Para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

Cabe precisar que, para los casos en que las observaciones no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como parte de la subsanación no resulta consistente o carece del debido sustento, Osinergmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De los TITULARES, SEAL ha presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 9, correspondiente al período 2025-2029; siendo que para el caso de ELECTROSUR en el estudio presentado para todas sus Áreas de Demanda, dicha empresa ha manifestado que no requiere inversiones en el Área de Demanda 9 para el presente Plan de Inversiones en Transmisión.

¹ Área de Demanda 9: Abarca el departamento de Arequipa.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

Conforme a la revisión y evaluación efectuada por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por la empresa SEAL:

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado correspondiente.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 9; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, traspasos de carga entre devanados, traspaso de carga a Subestaciones existentes y futuras; evitando y/o postergando, de esta manera, las soluciones que involucran una mayor inversión. Cabe señalar que, se consideró 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.
- Se considera las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025 y modificatoria, a fin de no considerar instalaciones adicionales en el nuevo Plan de Inversiones 2025-2029.

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

SEAL:

- Implementación de la nueva Línea de Transmisión en 138 kV La Huerta – Secocha de 60 km y nueva SET Secocha con Transformador de Potencia 138/33 kV de 30 MVA el año 2028, requerido para la atención de la demanda sustentada en la zona, lo cual incluye celdas de línea en la SET La Huerta.
- Implementación de un Transformador de Potencia 138/33 kV de 75 MVA, para la SET Intermedia Norte el año 2028, con la finalidad de reforzar la configuración de la red de transmisión existente en 33 kV, incluyendo la conexión en PI con el seccionamiento de la Línea de Transmisión en 33 kV Challapampa – Cono Norte, con lo cual se afianzarán los niveles de tensión en la SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, mejorando a su vez la confiabilidad de la red de transmisión en 33 kV al descargar las líneas Challapampa – Chilina (Convertidor) ante contingencias N-1.
- Implementación de un Banco de Compensación Capacitivo en 22,9 kV del tipo variable de 2 MVAR en SET Chuquibamba el año 2028, con la finalidad de mejorar los niveles de tensión; asimismo, se aprueban celdas de transformación, alimentador y medición para el año 2025 en dicha subestación.
- Implementación de un nuevo Transformador de Reserva compartida en 33/23/10 kV de 25/25/25 MVA a ubicarse en la SET Cono Norte para el año 2025.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9, para el período 2025 – 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1
PROPUESTA OSINERGMIN- ÁREA DE DEMANDA 9

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 09	13 216 025	60,05	105	26
SEAL	13 216 025	60,05	105	26
AT				
Celda	689 851			4
Línea	87 568	0,05		1
TP	746 389			1
MAT				
Celda	1 531 363			4
Línea	6 034 781	60,00		1
TP	2 992 038		105	2
Banco				
MT				
Celda	1 023 043			12
Banco	110 990			1

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

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	8
2. UBICACIÓN.....	11
3. PROPUESTA INICIAL	15
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	15
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	16
3.2.1 Propuesta Inicial de SEAL.....	16
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS.....	19
5. PROPUESTA FINAL	22
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	22
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	23
5.2.1 Propuesta Final de SEAL	23
5.2.2 Inversiones Propuestas.....	24
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	26
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	26
6.1.1 Información Base	27
6.1.1.1 Ventas de energía.....	27
6.1.1.2 Variables explicativas	27
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	27
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	27
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	27
6.1.5 Proyección Global.....	28
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	29
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	31
6.2.1 Consideraciones	32
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	33
6.2.3 Análisis de Alternativas	35
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Arequipa.....	36
6.2.3.2 Sistema de Islay.....	39
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigvas y Pampacolca (Ocoña, Caraveli y Atico)	39
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Repartición – La Cano	43
6.2.3.5 Transformadores de Reserva	44
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	46
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	46
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	47
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	48
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
8. ANEXOS.....	50
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL.....	51
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	112
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	129
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DEL TITULAR.....	138
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	140

ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN146

ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS148

REFERENCIAS 150

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029).

Cabe señalar que, 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 PI 2025-2029 y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

Los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)², aprobada con Decreto Ley N° 25844, establece que el sistema de precios 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 literal c) del artículo 43 de la LCE³.

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

Ahora bien, según el artículo 44⁴ de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

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

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

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

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

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

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

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

(...)

⁷ **Artículo 139.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinerghmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinerghmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por Osinerghmin; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

Asimismo, se cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinerghmin, que tienen relación con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023, se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico - Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, en adelante ESTUDIO o ESTUDIOS⁸ según corresponda, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al ESTUDIO

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

Respuesta a Observaciones

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

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

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba PI 2025-2029 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, para esta publicación.

Asimismo, como siguiente etapa del proceso, hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados podrán presentar a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el PI 2025-2029.

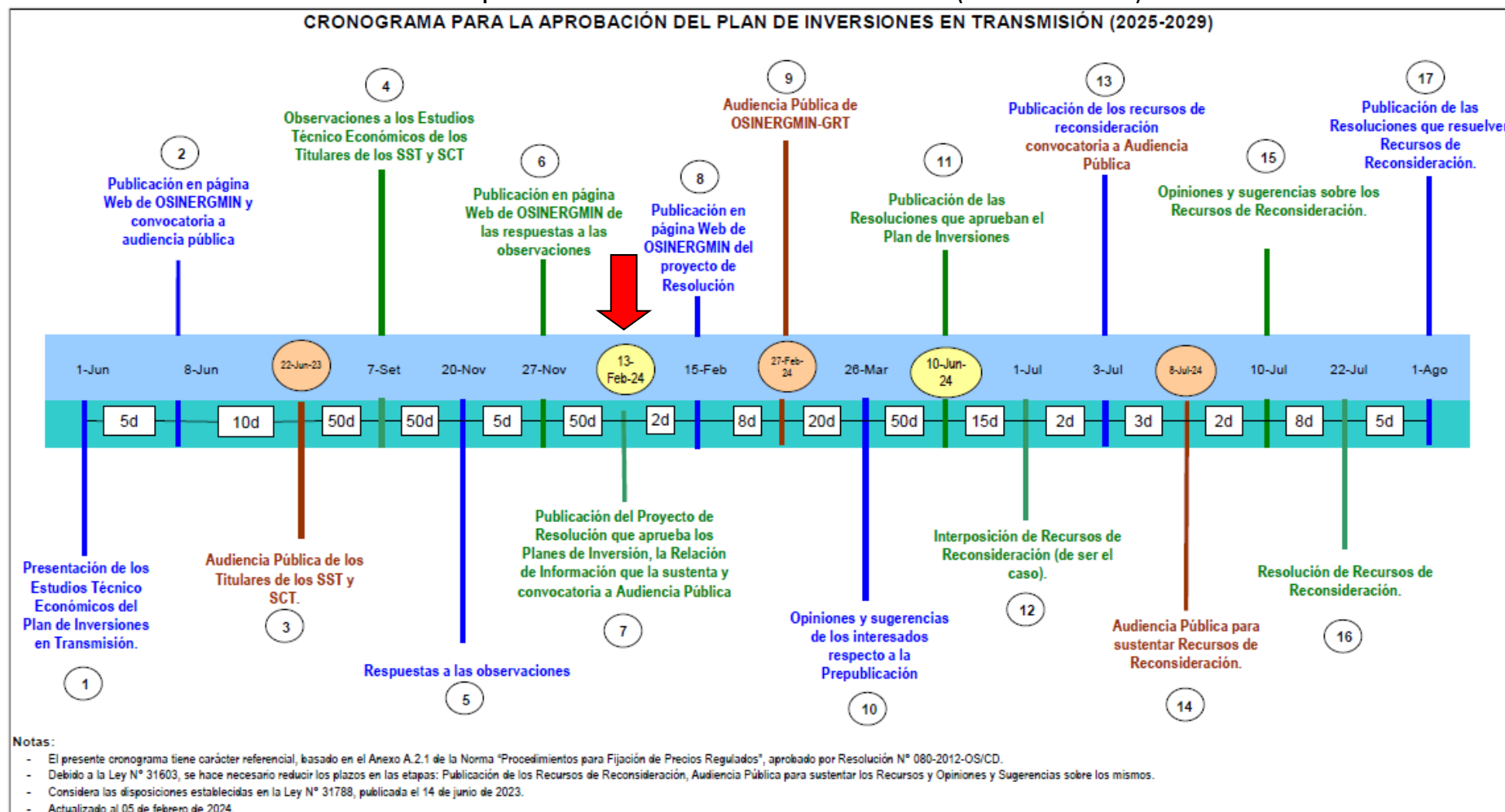
Con posterioridad a la decisión de Osinerghmin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

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

⁸ ESTUDIO: Definición conforme al numeral 3.9 de la NORMA TARIFAS

Figura 1.1

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 9 está circunscrita al departamento de Arequipa, el cual se ubica en la zona sur oeste del Perú.

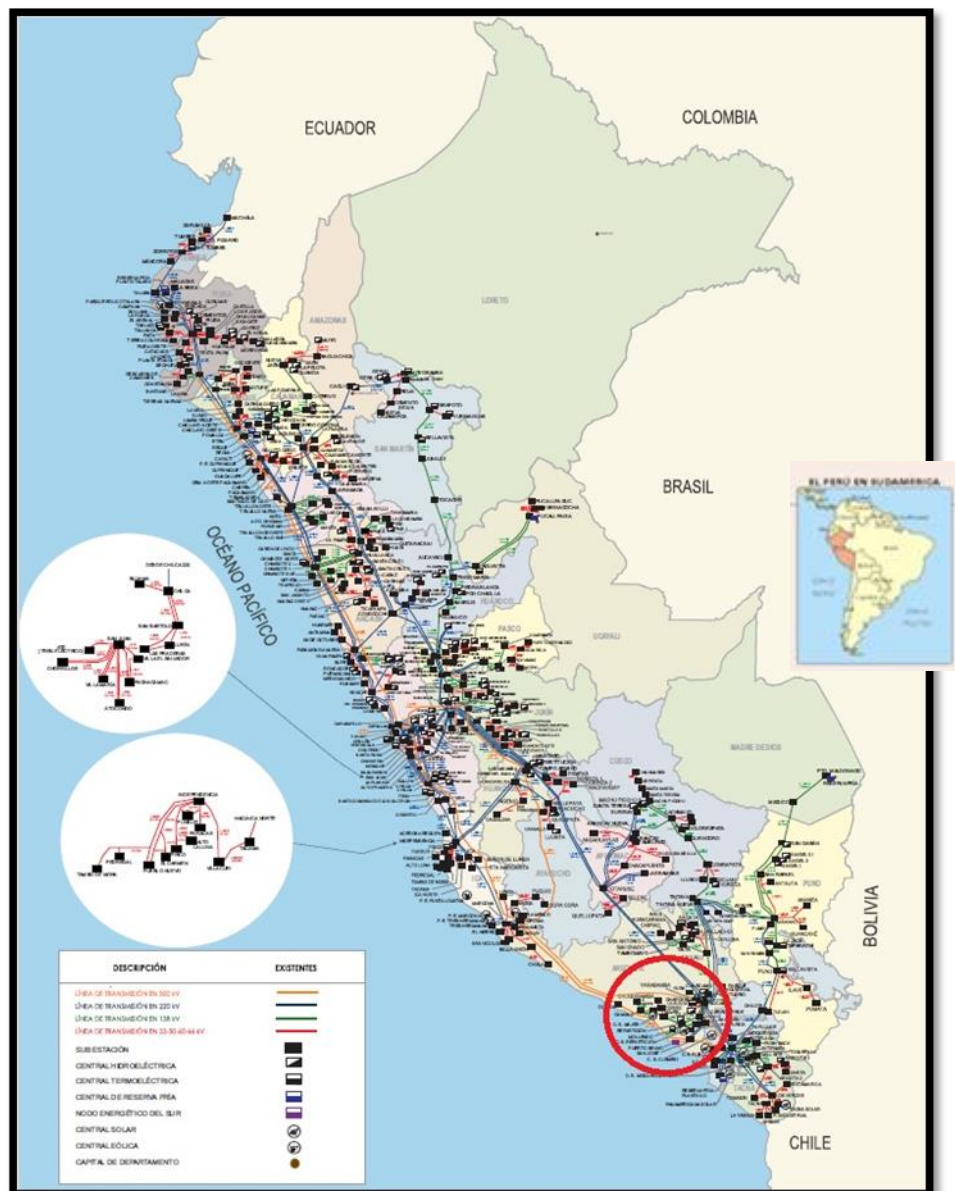
Ahora bien, en el Área de Demanda 9 se encuentran instalaciones de transmisión, remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”): Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante “EGASA”), Conelsur LT S.A.C. (en adelante “CONELSUR”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”).

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 9 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema de Arequipa.
- Sistema de Islay.
- Sistema de Camaná – Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes – Siguan.
- Sistema de Repartición - La Cano.
- Sistema de Orcopampa y Valle del Colca.
- Sistema de Puquina - Omate - Ubinas.
- Sistema de PSE Chuquibamba.

En el Gráfico 2-1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 9.

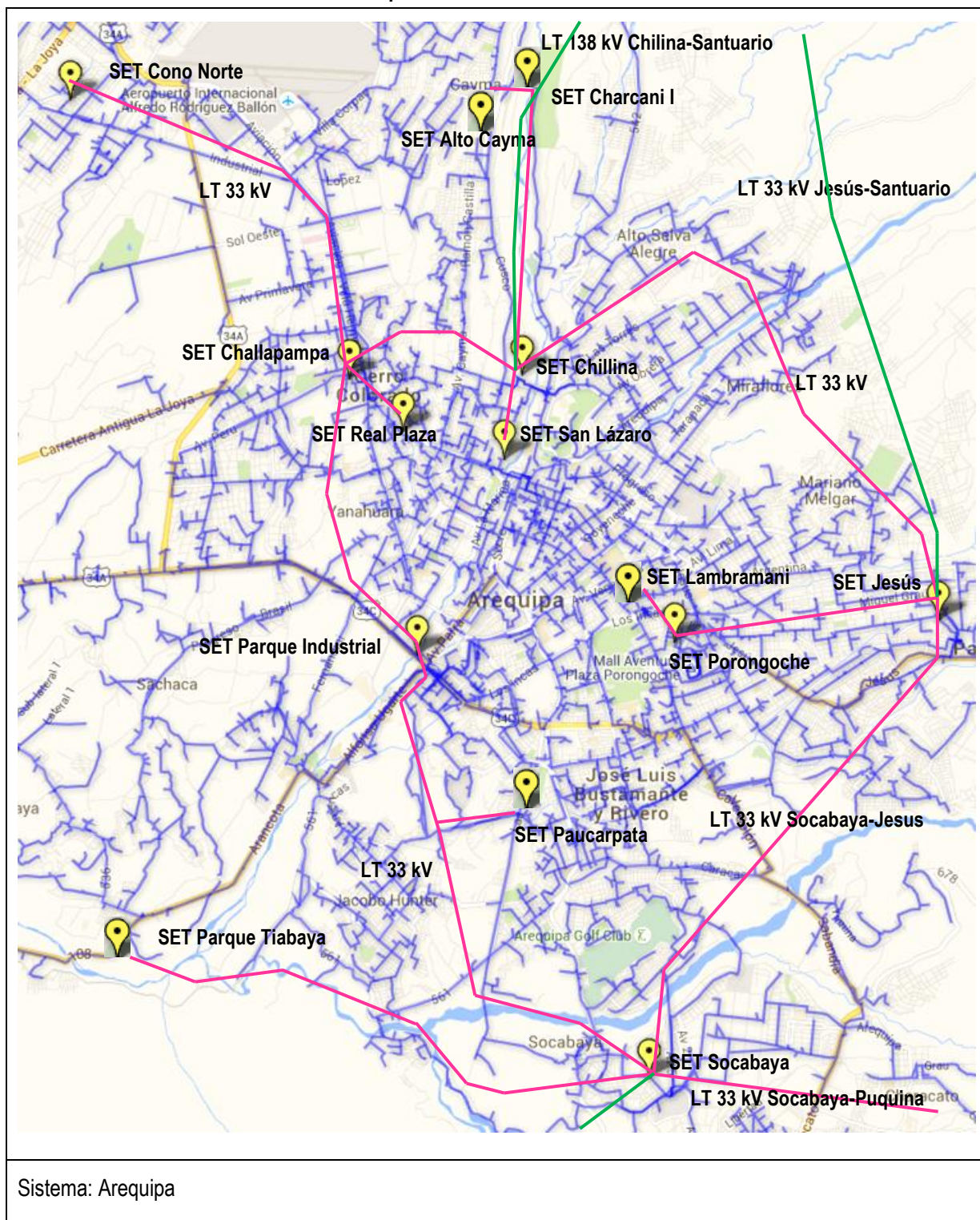
Gráfico 2-1. Ubicación Geográfica del Área de Demanda 9

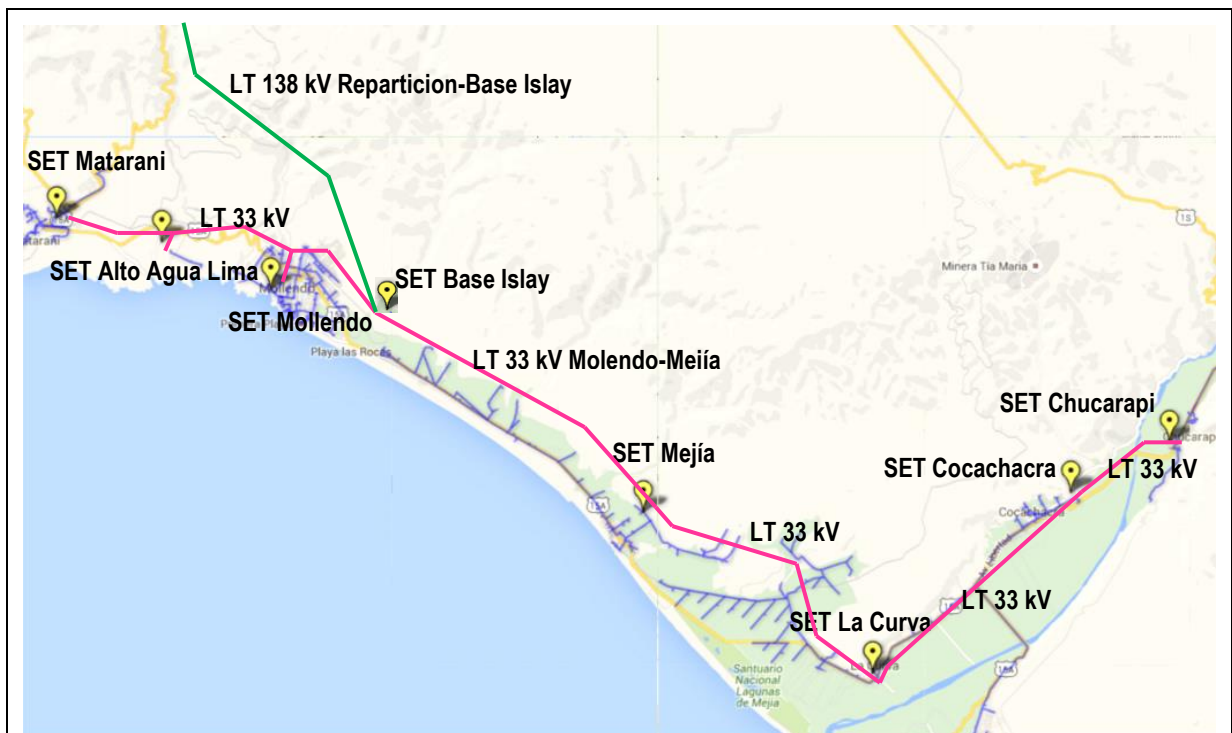


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: octubre 2023

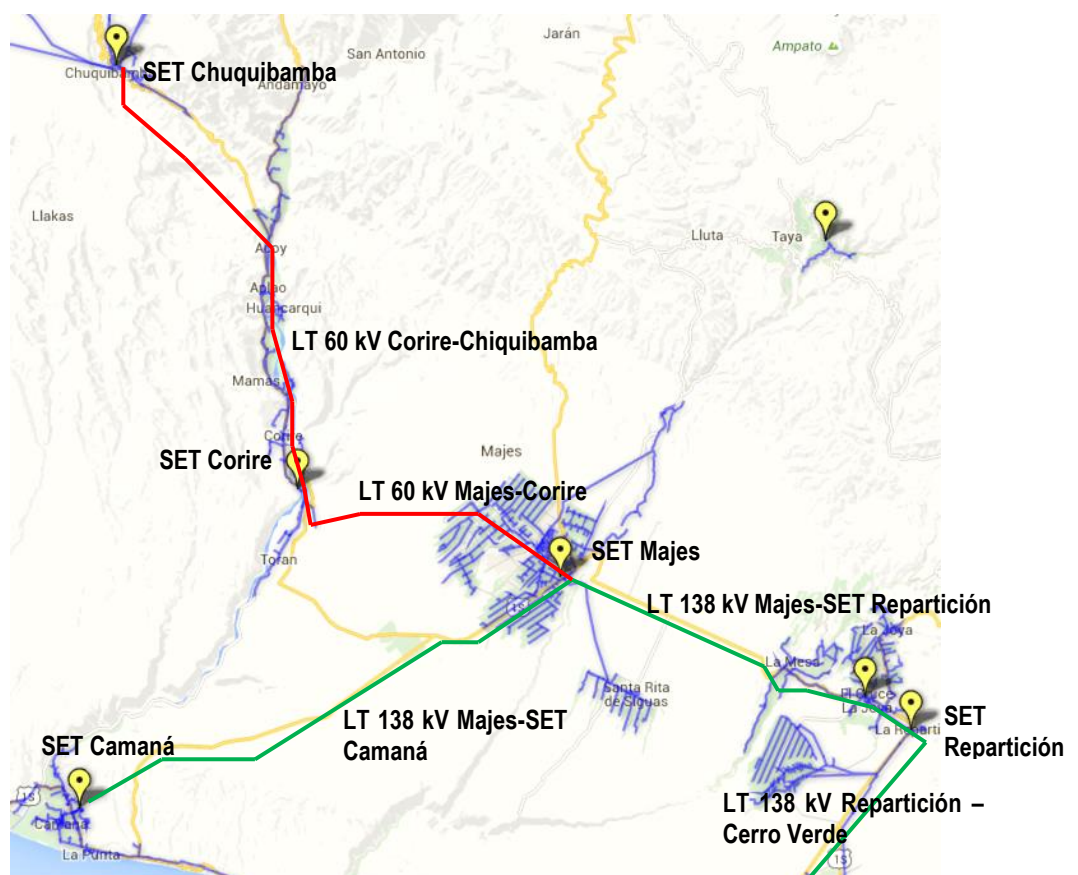
Asimismo, en el Gráfico 2-2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 9.

Gráfico 2-2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 9





Sistema: Islay



Sistemas: Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguan y Repartición-La Cano

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 01 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2085-2023, SEAL presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta para el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 9. Asimismo, se ha considerado la información remitida por SEAL el 08 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2184-2023, para subsanar un error material, según lo indicado por la concesionaria. Por otra parte, la empresa ELECTROSUR mediante carta GE-0756-2023, presentó un estudio en el cual indica que, para el Área de Demanda 9 no presenta PI 2025-2029; sin embargo, incluye información de la proyección de demanda de dicha área.

En base a ello, en adelante y en conjunto para el Área de Demanda 9, se considera para el PI 2025-2029 el estudio presentado por SEAL el cual se denominará “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En el estudio presentado por ELECTROSUR, dicha empresa indica haber procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 9, donde los modelos de proyección se construyeron en base a información histórica de ventas de energía y de variables explicativas. Agrega que, con los valores de potencia por barra obtenidos a partir de los registros de carga, se ha proyectado el crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión. Por su parte, en su PROPUESTA INICIAL, SEAL señala que la proyección de la demanda de energía se realizó mediante distintas metodologías diferenciando los tipos de usuario. En los estudios de ELECTROSUR y SEAL se aprecia que la proyección de demanda fue desglosada por sistema eléctrico, por SET y por nivel de tensión, y que, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 9 se aplicó métodos tendenciales y econométricos, lo cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

En lo que se refiere a la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, SEAL y ELECTROSUR han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. En lo particular, para las cargas de usuarios libres existentes consideraron aquellas vigentes a diciembre del año 2022, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), Osinergmin ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

Finalmente, para obtener el pronóstico de la demanda de toda el Área de Demanda 9, SEAL y ELECTROSUR suman la proyección de la demanda de Usuarios Libres a la de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

En el Cuadro 3-1 se muestra los resultados de la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de SEAL.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW) – Demanda MT

Año	Arequipa	Islay	Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigwas y Pampacolca	Repartición - La Cano	Orcopampa, Valle del Colca	Puquina - Omate - Ubinas
2022	155,31	15,74	18,35	14,88	9,20	1,33
2023	164,36	18,95	19,23	18,53	9,30	1,65
2024	172,04	20,09	20,86	19,72	9,40	1,74
2025	181,92	21,27	26,34	20,45	9,50	1,84
2026	188,13	22,06	27,41	20,88	9,60	1,97
2027	198,72	23,18	30,24	21,61	9,69	2,04
2028	207,30	25,66	39,22	22,15	9,79	2,27
2029	210,87	25,93	41,88	22,38	9,89	2,29
2030	214,30	26,19	44,59	22,61	9,99	2,32
2031	217,82	26,46	48,21	22,84	10,09	2,35
2032	221,34	26,73	51,37	23,07	10,19	2,38
2033	224,86	26,99	54,08	23,30	10,29	2,41
2034	228,38	27,26	56,79	23,53	10,38	2,44
TC	3,3%	4,7%	9,9%	3,9%	1,0%	5,2%

Notas:

- (1) Formato F-121 de SEAL.
- (2) La demanda del sistema eléctrico Puquina – Omate – Ubinas, corresponde a la propuesta de ELECTROSUR.
- (3) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (4) El Área de Demanda 9 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.

Del Cuadro N° 3.1, SEAL propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigwas y Pampacolca” de 128,2% en el año 2029 (41,88 MW) respecto del 2022 (18,35 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, solo SEAL presentó propuestas para el Área de Demanda 9, y ELECTROSUR no presentó propuesta para el sistema eléctrico Puquina - Omate - Ubinas que forma parte de dicha Área de Demanda.

3.2.1 Propuesta Inicial de SEAL

Sistema Arequipa

- Implementación de una línea de transmisión Intermedia Norte – Cono Norte en 138 kV de 2,1 km y un transformador de potencia de 138/33 kV de 60 MVA en la SET Cono Norte.

- Implementación de un transformador de potencia (en adelante “TP”) de 33/22,9/10,4 kV de 25 MVA en SET Paucarpata.

Sistema Islay

- Implementación de una línea de transmisión Base Islay – Mejía en 138 kV de 14,6 km y un transformador de potencia de 138/33 kV de 40 MVA en la SET Mejía.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET Mejía.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET La Curva.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET Chucarapi.

Sistema de Camaná - Chuquibamba, Valle de Majes – Siguan

- Implementación de una línea de transmisión Majes – Corire en 138 kV de 32,2 km y un transformador de potencia de 138/60/13,2 kV de 40 MVA en la SET Corire.
- Implementación de TP de 138/23 kV de 75 MVA en la SET Majes.
- Implementación de TP de 60/23 kV de 10 MVA en la SET Chuquibamba.
- Implementación de una línea de transmisión Chuquibamba – Yanaquigua en 60 kV de 35 km y una nueva SET Yanaquigua con TP de 60/23 kV de 10 MVA.
- Implementación de una línea de transmisión La Huerta (Ocoña) – Secocha en 60 kV de 53 km y una nueva SET Secocha con TP de 60/33 kV de 25 MVA.
- Implementación de TP de 138/60/33 kV de 60 MVA en la SET La Huerta (Ocoña).

Sistema Repartición – La Cano

- Implementación de una línea de transmisión Repartición – San Camilo en 138 kV de 25 km y una nueva SET San Camilo con TP de 138/23 kV de 25 MVA.

Según su PROPUESTA INICIAL, SEAL considera ejecutar el 100% de la inversión total en el año 2028.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, de la PROPUESTA INICIAL de SEAL se resumen en el Cuadro 3-2.

Cuadro 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Total Área de Demanda 9	39 157 370	165,45	505	100
SEAL	39 157 370	165,45	505	100
AT				
Celda	3 208 240			23
Línea	7 315 509	91,33		2
Transformador	3 788 238		115	7

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Banco				
MAT				
Celda	5 072 060			12
Línea	8 593 172	74,12		4
Transformador	8 712 055		390	7
Banco				
MT				
Celda	2 262 448			43
Banco	2 056 48			2

Nota:

- (1) El ESTUDIO presentado por SEAL como PROPUESTA INICIAL no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- (2) El ESTUDIO adicionalmente considera un transformador de reserva de 25 MVA que según lo indicado por SEAL servirá tanto para el Área de Demanda 9 como para el Área de Demanda 8.
- (3) El ESTUDIO adicionalmente considera sistemas de comunicaciones de fibra óptica y microondas tanto para subestaciones existentes como subestaciones propuestas, los cuales han sido valorizados por SEAL en USD 518 536.

4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

Mediante los Oficios N° 1501-2023-GRT y N° 1539-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a SEAL y ELECTROSUR respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

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

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

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

Asimismo, se agregó que, 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.

Del mismo modo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y costo de operación y mantenimiento (COyM) sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas

y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del PI 2025-2029.

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

- El ESTUDIO no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar su Estudio considerando lo mencionado en el presente numeral.
- En la información presentada como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su ESTUDIO teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se ha identificado en el ESTUDIO presentado por SEAL la falta de documentos que justifiquen la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas.
- SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- El ESTUDIO no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. seguridad, asimismo, no presentan propuestas claras en cuanto a los Elementos aprobados anteriormente.
- En el ESTUDIO se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en cada Área de Demanda; en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa y para el caso del AD 9 dos alternativas; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.
- En el ESTUDIO se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Islay, Majes, entre otros; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición.
- En el ESTUDIO no se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.
- SEAL no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS.
- Los formatos presentados como parte de los Anexos del ESTUDIO contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General

(F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pdf, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS

- En el ESTUDIO presentado por SEAL no se describe de manera clara cómo se realiza la Redistribución de la Máxima Demanda de la SET luego de la puesta en servicio de nuevas subestaciones de transmisión. Al respecto, se requiere que SEAL presente de manera detallada la información señalada como parte del planeamiento efectuado.
- La información presentada como parte del ESTUDIO consignada en los archivos de flujo de potencia (extensión .pdf), en algunos casos no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios. Al respecto, se requiere que SEAL revise toda la información y corrija dicha información donde corresponda.
- Las propuestas asociadas a transformadores de reserva deben ser sustentadas con un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentos de sustento, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, toda vez que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la normativa así lo establece.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta SEAL GG/TEP-4766-2023, SEAL presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL, conjuntamente con la información complementaria adjunta a las respuestas, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, SEAL presenta una proyección de la demanda superior al 3,9% en promedio para el sistema eléctrico “Orcopampa, Valle del Colca”, con respecto a su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, para el resto de sistemas eléctricos del Área de Demanda 9, la proyección de demanda de la PROPUESTA FINAL resulta menor que la PROPUESTA INICIAL.

Por otro lado, ELECTROSUR para su PROPUESTA FINAL no presenta proyección de demanda para el Área de Demanda 9.

En el Cuadro 5-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico en el nivel de media tensión (MT) presentada en la PROPUESTA FINAL de SEAL.

Además, del Cuadro 5-1, SEAL propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguan y Pampacolca” de 82,5% en el año 2029 (32,17 MW) respecto al año 2022 (17,63 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda en dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 9,9% a 7,0%.

Cuadro 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9 - SEAL
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW) – Demanda MT

Año	Arequipa	Islay	Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguas y Pampacolca	Repartición - La Cano	Orcopampa, Valle del Colca	Puquina - Omate - Ubinas
2022	155,31	15,75	17,63	12,70	9,56	1,35
2023	160,95	17,57	18,56	15,02	9,66	1,38
2024	166,49	18,23	21,15	15,60	9,77	1,42
2025	173,03	18,84	24,63	15,88	9,87	1,45
2026	177,83	19,22	25,40	16,06	9,98	1,49
2027	184,71	19,78	26,10	16,34	10,09	1,52
2028	190,67	20,31	26,64	16,56	10,19	1,55
2029	194,24	22,36	32,17	16,67	10,30	1,59
2030	197,29	22,63	33,00	16,77	10,39	1,62
2031	200,39	22,84	34,53	16,87	10,48	1,65
2032	203,56	23,05	36,53	16,97	10,58	1,68
2033	206,79	23,27	38,31	17,08	10,67	1,71
2034	210,09	23,49	39,87	17,18	10,77	1,74
TC	2,5%	3,4%	7,0%	2,6%	1,0%	2,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de SEAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 9 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 5.1.
- (4) El Sistema "Repartición-La Cano" que figura en el Cuadro ha sido consignado por Osinergmin, pues SEAL en su PROPUESTA FINAL no ha consignado el sistema Repartición-La Cano como tal en sus formatos F-100, en su lugar la SET y la barra de ese sistema lo ha consignado en el sistema de "Camaná, Ocoña, Caravelí; Chuquibamba; Majes-Siguas; Repartición-La Cano; Valle de Majes".

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, SEAL presenta los siguientes proyectos:

5.2.1 Propuesta Final de SEAL

SEAL presentó su PROPUESTA FINAL de la siguiente manera:

Sistema Arequipa

- Reforma de la SET Parque Industrial considerando dos nuevos transformadores de 138/33/10 kV - 60/60/60 MVA en reemplazo de los tres transformadores existentes, uno de 138/33 kV - 75 MVA y dos de 33/10 kV - 25 MVA cada uno, con la finalidad de ser rotados a otras subestaciones dada la problemática identificada en Cono Norte y Paucarpata, lo cual no fue precisado en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Paucarpata de 33/10 kV - 10 MVA por uno de los transformadores de 33/10 kV - 25 MVA rotado de SET Parque Industrial para el año 2029 dada la problemática identificada tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL.
- Implementación de la SET Intermedia Norte correspondiente al ITC aprobado en el Plan de Transmisión 2023 - 2032 "NUEVA SUBESTACIÓN

PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, con los transformadores de 138/33 kV - 75 MVA y 33/10 kV - 25 MVA ambos rotados de la SET Parque Industrial y conexión en PI al seccionamiento de la línea en 33 kV Challapampa – Cono Norte, dada la problemática identificada en la zona de Cono Norte, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema Islay

- Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV de 28 km, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET La Curva por un transformador de 33/23/10 kV - 10 MVA, manteniendo su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Mejía con un transformador de 33/10 kV - 5,5 MVA rotado de la SET Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema de Camaná - Chuquibamba, Valle de Majes – Siguas

- Cambio de transformador en la SET Majes con la implementación de un transformador de 138/60/22,9 kV - 75/25/50 MVA, variando la alternativa indicada en su la PROPUESTA INICIAL.
- Implementación de un banco de compensación capacitiva de 2 MVar para la SET Chuquibamba; así como celdas en 60 kV y 23 kV, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Implementación de la L.T. La Huerta – Secocha en 138 kV de 60 km y una nueva SET Secocha con transformador de 138/33 kV - 75 MVA, incluyendo un banco de compensación de 7,5 MVAR, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema Eléctrico Repartición – La Cano

- Implementación de la nueva SET San Camilo con un transformador de 138/22,9 kV - 30 MVA con conexión en PI seccionando la línea de 138 kV Repartición - Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Otros requerimientos

- Transformador de reserva de 33/23/10kV-25MVA ubicado en la SET Cono Norte.
- Transformador de reserva de 33/10kV-25MVA ubicado en la SET San Luis.
- Transformador de reserva de 33/23/10kV-10 MVA ubicado en la SET Mollendo.

5.2.2 Inversiones Propuestas

Con relación a la PROPUESTA FINAL, SEAL considera ejecutar el 100 % de su inversión total en el año 2029. Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por SEAL se resumen en el Cuadro 5-2.

Cuadro 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Total Área de Demanda 9	36 701 985	88,12	310	93
SEAL	36 701 985	88,12	310	93
AT				
Celda	4 043 404			28
Línea	3 637 267	28,12		3
Transformador	684 756		10	1
Banco				
MAT				
Celda	5 826 368			12
Línea	7 722 911	60		2
Transformador	9 558 925		300	5
Banco				
MT				
Celda	4 577 063			40
Banco	651 290			2

Nota:

- (1) El ESTUDIO presentado por SEAL como PROPUESTA FINAL para el caso de valorización de líneas no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- (2) El ESTUDIO adicionalmente considera tres transformadores de reserva.
- (3) El ESTUDIO adicionalmente considera sistemas de comunicaciones de fibra óptica y microondas, los cuales han sido valorizados por SEAL en USD 1 546 766.

6. Análisis de Osinerghmin

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

En ese sentido, para los casos en los que las observaciones no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como parte de la subsanación no resulta consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el SER correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 9, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la información disponible, teniendo en cuenta que el Estudio presentado por SEAL se ha identificado inconsistencias tales como:

- Los formatos y/o los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.
- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes, según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la

demanda eléctrica, sobre la base de la metodología desarrollada en el Anexo B del presente informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 9, a nivel de barras, de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados del año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM disponible por Osinerghmin en el portal web; y, de los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificación del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025 (en adelante “PI 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 disponible por Osinerghmin en el portal web oficial.

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, número de Clientes, Población y la Tarifa Real. Ver detalle 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 desarrolla 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 mismos usuarios a través de encuestas efectuadas por los suministradores.

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

En caso de nuevas demandas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

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

Considerando lo anterior, en el Área de Demanda 9, SEAL en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 113 cargas, de

las cuales 81 no fueron seleccionadas por Osinerghmin, debido a que no contaban con el debido sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

ELECTROSUR por su parte, presentó en su PROPUESTA INICIAL tres cargas como Demanda Incorporada; sin embargo, en su PROPUESTA FINAL no presentó proyección de demanda. A pesar de ello, las cargas fueron evaluadas pero debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS no fueron seleccionadas por Osinerghmin en la proyección de la demanda.

Por tanto, de la revisión al sustento presentado por las Demandas Incorporadas, se han considerado 32 nuevas cargas que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS. En el Cuadro 6-1 se muestra la Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas e Incorporadas para la proyección de la demanda del Área de Demanda 9.

Cuadro N° 6-1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas e Incorporadas, según SET (en MW)

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CHILINA	CHILI010	10	-	0,2	0,7	1,1	1,5	2,7	2,7	2,7
CONO NORTE	CONOR010	10	-	0,7	1,4	1,7	2,0	2,3	2,6	2,6
LAMBRAMANI	LAMBR010	10	-	-	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
SAN LAZARO	SLAZA010	10	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8
SOCABAYA	SOCAB010	10	-	-	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CHUCARAPI	CHUCA010	10	-	-	-	0,4	0,8	1,2	1,6	1,6
MATARANI	MATAR010	10	-	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
CHUQUIBAMBA	CHUQU023	22.9	-	0,5	1,0	4,2	4,7	4,7	4,7	4,7
CAMANA	CAMAN010	10	-	0,4	0,6	0,8	1,2	1,6	1,6	1,6
LA HUERTA	HUERTA033	33	-	-	1,1	3,3	5,2	7,7	11,2	15,6
REPARTICION	REPAR023	22.9	-	0,3	1,2	2,5	3,3	3,8	4,3	4,3

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

Cabe indicar que la validación y revisión efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detallan en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades SEAL" y "Factibilidades ELS".

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 y por nivel de tensión; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 9. Ver Cuadro 6-2.

Cuadro 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 9 (en GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	3 947,92	106,30	1 313,57	5 367,79
2023	3 947,92	106,66	1 350,95	5 405,53
2024	3 947,92	113,62	1 397,42	5 458,96
2025	3 947,92	128,00	1 464,76	5 540,68
2026	3 947,92	140,40	1 510,87	5 599,19

Año	MAT	AT	MT	Total
2027	3 947,92	156,09	1 555,54	5 659,56
2028	3 947,92	178,33	1 592,76	5 719,02
2029	3 947,92	206,51	1 623,11	5 777,54
2030	3 947,92	219,92	1 645,59	5 813,43
2031	3 947,92	220,23	1 668,53	5 836,69
2032	3 947,92	220,56	1 691,93	5 860,41
2033	3 947,92	220,89	1 715,80	5 884,61
2034	3 947,92	221,22	1 740,16	5 909,30

- Notas:
- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
 - (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 0,8%.
 - (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el periodo 2022-2034 es 2,37%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

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

Con fines de 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).

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

El Cuadro 6-3 muestra la Máxima Demanda Coincidente del Área de Demanda 9.

Cuadro 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 9 (en MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ALTO CAYMA	10	7,8	8,0	8,3	8,5	8,8	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5
CHALLAPAMPA	10.5	17,9	18,3	18,7	19,1	19,5	19,9	20,4	20,8	21,1	21,5	21,8	22,1	22,5
CHILINA	10	18,5	19,2	20,3	21,2	22,2	23,9	24,5	25,1	25,6	26,0	26,5	27,0	27,5
CONO NORTE	10	8,9	9,7	10,5	11,0	11,5	12,0	12,4	12,7	12,8	13,0	13,2	13,4	13,5
CONO NORTE	22.9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7
JESUS	10	11,5	11,8	12,2	12,6	12,9	13,3	13,7	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5
JESUS B	10	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,4
JESUS B	22.9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
LAMBRAMANI	10	2,2	2,3	2,3	2,4	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0
PARQUE INDUSTRIAL	10	29,4	30,0	30,6	31,2	31,8	32,4	33,0	33,6	34,1	34,6	35,0	35,5	36,0
PORONGOCHÉ	10	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7	5,8	5,8	5,9	5,9	6,0
REAL PLAZA	10	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SAN LAZARO	10	12,3	12,6	13,0	13,5	14,0	14,5	15,1	15,4	15,7	16,0	16,3	16,6	16,9
SOCABAYA	10	13,6	13,9	14,5	15,3	15,6	16,0	16,3	16,7	16,9	17,2	17,5	17,7	18,0
TIABAYA	10	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1
PAUCARPATA	10	7,8	8,0	8,3	8,5	8,8	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5
SOCABAYA	220	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2
SAN JOSE	500	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5
PARQUE INDUSTRIAL	33	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
CERRO VERDE	138	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
MINA CERRO VERDE	220	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7
SANTUARIO	138	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7
AGUA LIMA	10	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
COCACHACRA	10	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
CHUCARAPI	10	0,3	0,3	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
LA CURVA	10	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7
MATARANI	10	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7
MEJIA	10	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7
MOLLENDON	10	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4
ISLAY	33	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
MATARANI	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAMANA	10	5,2	5,6	6,0	6,3	6,8	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,1	8,2
CAMANA	22.9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHUQUIBAMBA	22.9	2,6	2,9	3,3	5,6	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2
MAJES	22.9	8,5	8,8	9,0	9,3	9,6	9,8	10,1	10,4	10,6	10,8	11,0	11,2	11,4
CORIRE	13.2	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
LA HUERTA	33	4,6	4,7	5,5	7,2	8,6	10,4	13,0	16,2	17,8	17,8	17,9	18,0	18,0
REPARTICION	22.9	12,7	13,1	14,0	15,2	16,0	16,6	17,2	17,3	17,5	17,6	17,7	17,9	18,0
HUANCARAMA	22.9	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
CALLALLI	22.9	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
ARES	66	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
TALTA	138	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
CAYLLOMA	15	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PUQUINA	22.9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
TOTAL		998,8	1005,1	1013,6	1025,6	1034,5	1043,9	1052,8	1061,2	1066,7	1070,7	1074,8	1078,9	1083,2

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinergmin.

En el Cuadro 6-4 y Gráfico 6-1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinergmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de SEAL.

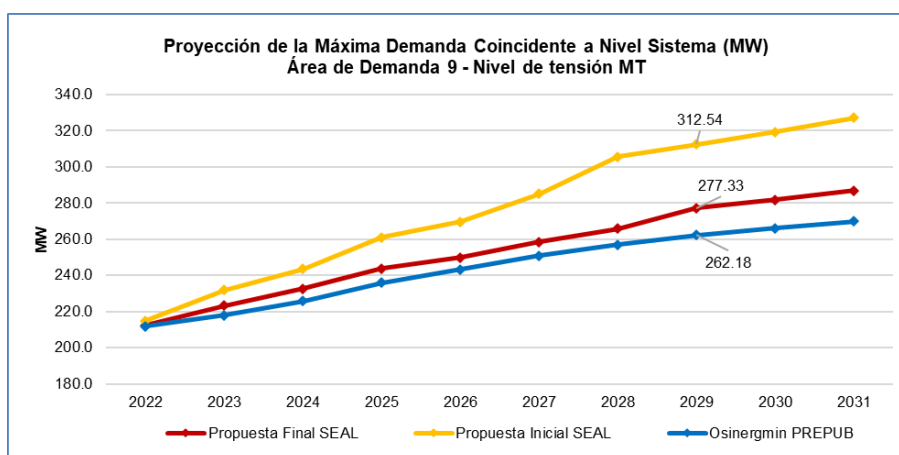
Cuadro 6-4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW) – Demanda MT

Año	PROPUESTA Osinergmin	PROPUESTA FINAL SEAL	PROPUESTA INICIAL SEAL
2022	211,79	212,29	214,84
2023	217,97	223,15	231,75
2024	225,72	232,65	243,51
2025	235,91	243,71	260,92
2026	243,31	249,98	269,57
2027	250,78	258,53	284,97
2028	256,95	265,92	305,67
2029	262,18	277,33	312,54

Año	PROPUESTA Osinergrmin	PROPUESTA FINAL SEAL	PROPUESTA INICIAL SEAL
2030	266,05	281,69	319,31
2031	270,00	286,76	327,07
2032	274,03	292,37	334,38
2033	278,14	297,83	341,24
2034	282,34	303,14	348,10
TC	2,4%	3,0%	4,1%

Fuente: Formato F-121

Gráfico 6-1



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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergrmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9, en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, considerando que en el ESTUDIO presentado por SEAL se identificó lo siguiente:

- Las vistas de planta de las subestaciones existentes no fueron presentadas, lo cual no permite la validación de espacio y el contraste de la ubicación de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- En las alternativas presentadas, no se evaluó mejoras en el Sistema de Arequipa, tales como reforzamientos de la red de 33 kV, entre otros, en comparación con alternativas de reforma de subestaciones existentes.
- No sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER en el sistema eléctrico al que pertenecen; por ejemplo, no sustenta los criterios considerados y resultados obtenidos para determinar la nueva capacidad de transformación solicitada en cada caso. Es decir, no evalúa las nuevas subestaciones propuestas con otra alternativa como la ampliación de las subestaciones existentes.
- En la redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones existentes como medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones o ampliación de las instalaciones existentes, se debió realizar adicionalmente a la rotación de transformadores, la posibilidad de mayores

traslados de cargas entre subestaciones cercanas, entre otros. La empresa evalúa parcialmente estos criterios definidos en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

- Como parte de las propuestas de rotación de transformadores, SEAL considera elementos sin tener en cuenta las Bajas asociadas a los mismos; asimismo, dentro de la evaluación de nuevos requerimientos, no considera todos los elementos que se encuentran aprobados en anteriores Planes de Inversiones en Transmisión.

6.2.1 Consideraciones

Los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT y remunerados por la demanda, se toma 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 considera como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin. Se ha tomado en cuenta la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- 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 estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.
- En caso corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para tal efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- 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, analizando la potencia instalada existente en las Subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes, tomando como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o previstas hasta antes de mayo 2025. 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 los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 9 a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, mediante el formato “F-202” se procedió a identificar las Subestaciones que superan la capacidad de diseño; para lo cual 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 identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga 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 9, se solucionan parte de las sobrecargas presentadas en las subestaciones existentes; sin embargo, en la SET La Huerta aún se presenta sobrecargas al año 2034.

a) Sobrecarga en Transformadores

Teniendo en cuenta la proyección de la demanda, los Transformadores de Potencia de dos (2) devanados no presentarían sobrecargas. Al año 2034, los transformadores de este tipo que tendrían el mayor factor de utilización se muestran en el Cuadro 6-5.

Cuadro N°6-5
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de dos (2) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
CHILINA	CHILI033	CHILI010	25	0,86
PARQUE INDUSTRIAL	PINDU033	PQSEA010	10	0,84

Fuente: F-202 (Osinergmin)

No se considera el incremento en el factor de uso del actual transformador de la SET Chuquibamba (60/23 kV-4 MVA) debido a que en la modificación del PI 2021-2025 se aprobó el reemplazo por un transformador de 15 MVA.

El transformador de potencia de tres (3) devanados que presentaría sobrecarga en el año 2034 se muestra en el Cuadro 6-6.

Cuadro N°6-6
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de tres (3) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
LA HUERTA	LA HUERTA138	LA HUERTA60	LA HUERTA33	32,5	20	12,5	0,64	0	1,68

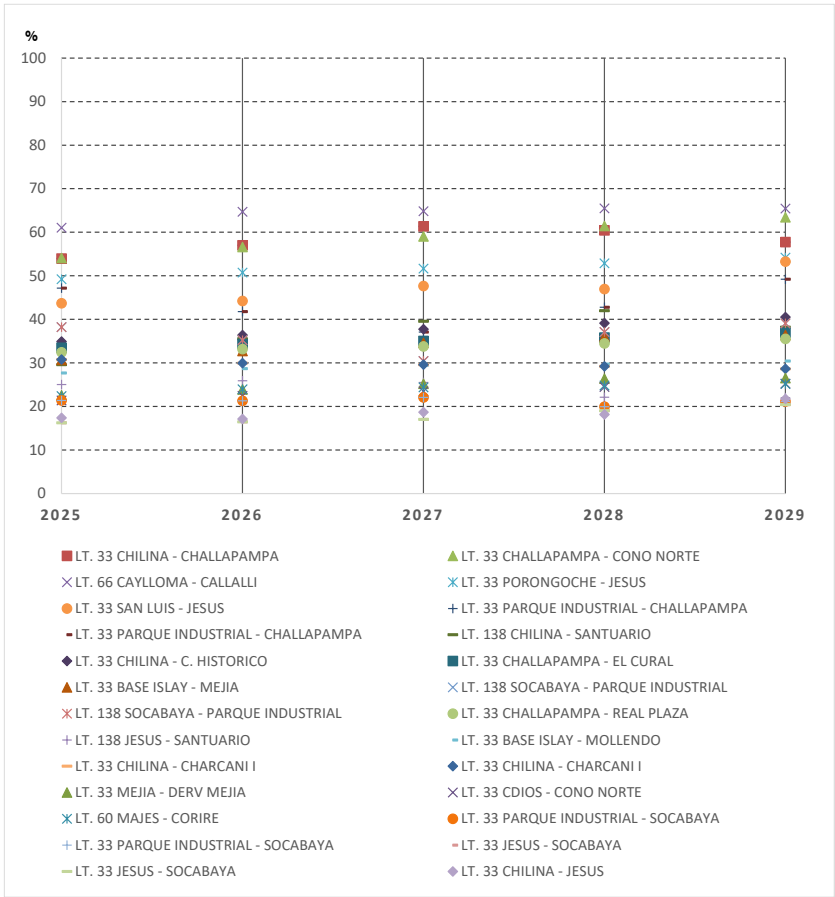
Fuente: F-202 (Osinergmin)

Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 9, estos 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 las placas de los transformadores de potencia obtenidos en las visitas técnicas, realizadas en el mes de julio de 2023. La demanda utilizada corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tienen los siguientes resultados:

Respecto a las líneas de transmisión, estas no presentan mayores dificultades en el período 2025-2029, observándose que los mayores niveles de carga de líneas en 33 kV corresponden al enlace Challapampa – Chilina (Convertidor), y Challapampa – Cono Norte, conforme se muestra en la Gráfico 6-2.

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



Respecto a los perfiles de tensión de las barras, se verifica que las tensiones se encuentran dentro rango de mínima y máxima; a excepción de la barra en 33 kV

de la zona del cono norte del Sistema de Arequipa vinculada a la SET Ciudad de Dios; así como la barra en 60 kV de la SET Chuquibamba, saliendo de la tolerancia mínima de 0,95 p.u a partir del año 2028, tal como se observa el Gráfico 6-3.

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



Nota: En el gráfico anterior se incluyen los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.).

Como resultado del diagnóstico general y teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, los sistemas eléctricos que requieren nuevas inversiones en transmisión corresponden a los sistemas eléctricos de Arequipa, Ocoña y Chuquibamba, sin perjuicio de las necesidades que podrían identificarse respecto a celdas de transformador y/o alimentador en los otros sistemas.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 9, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025 – 2029.

El diagnóstico advierte una problemática en el Sistema de Ocoña, reflejados en la sobrecarga del transformador MAT/AT de la SET La Huerta; asimismo, se identifica problemas de tensión en el Sistema de Arequipa y el Sistema Chuquibamba.

En ese sentido, considerando la problemática identificada y las soluciones propuestas por SEAL para el PI 2025-2029, se realiza el análisis correspondiente por sistema eléctrico; asimismo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se

identifican solicitudes de Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con las razones señaladas por dicho TITULAR.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Arequipa

- **Sobre la reforma de la SET Parque Industrial**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, se observó a SEAL que en el Área de Demanda 9 consideraba la renovación de elementos de la SET Parque Industrial, pero no presentó sustento. En la etapa de subsanación de observaciones, SEAL precisó que realizó un mayor análisis y llegó a la reformulación de la SET Parque Industrial, proponiendo su reforma ya que la demanda supera los 30 MW, argumentando el criterio de confiabilidad.

Al respecto, SEAL planteó en su PROPUESTA FINAL la reforma de la SET Parque Industrial considerando dos nuevos transformadores de 138/33/10 kV de 60/60/60 MVA en reemplazo de los tres transformadores existentes, uno de 138/33 kV - 75 MVA y dos de 33/10 kV - 25 MVA cada uno, que deberían ser rotados a otras subestaciones, dada la problemática identificada en la SET Cono Norte y SET Paucarpata; sin embargo, no sustentó técnicamente el criterio de confiabilidad sobre el cual se basa para realizar dicha propuesta.

Considerando el diagnóstico realizado en la sección 6.2.2 del presente informe, no se ha identificado instalaciones de la SET Parque Industrial que presenten alguna problemática que requiera atenderse con inversiones durante el periodo 2025-2029. Por otro lado, respecto a los aspectos de confiabilidad basado en que la demanda atendida supera los 30 MW, corresponde señalar que bajo el criterio de N-1, las salidas de servicio tanto de las líneas de 138 kV como de 33 kV no ocasionan la restricción del suministro atendido por dicha subestación; más aún si como parte del ITC “NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023 - 2032, se contempla una nueva línea de transmisión en 138 kV SET Intermedia Norte – SET Parque Industrial.

Sin perjuicio de lo señalado, se debe considerar que la propuesta de SEAL en la SET Parque Industrial contempla la necesidad de requerir de dos (02) transformadores de 3 devanados y 60 MVA cada uno, a pesar que la demanda proyectada no superará la capacidad del actual transformador de potencia de 138/33 kV – 75 MVA, ello porque SEAL de depender de un solo transformador de 3 devanados, la desconexión del mismo ocasionaría la interrupción total de la carga atendida por dicha subestación, menoscabando el nivel de seguridad de la actual configuración de transformación en cascada que posee dicha subestación, con lo cual SEAL tendría la necesidad de contar necesariamente con los dos transformadores propuestos con una potencia instalada total de 120 MVA, superando notablemente la demanda proyectada a ser atendida por dicha subestación inclusive a largo plazo, lo cual no resulta eficiente.

Por lo tanto, no se justifica la reforma de SET Parque Industrial, ya sea por el criterio de N-1 como por temas de seguridad ante la salida de servicio del actual transformador de 138/33 kV.

- **Sobre la ampliación de la capacidad de transformación de SET Paucarpata**

SEAL indicó en su PROPUESTA FINAL la necesidad del cambio del transformador de la SET Paucarpata de 33/10 kV - 10 MVA por uno de los transformadores de 33/10 kV - 25 MVA rotado desde la SET Parque Industrial para el año 2029, en base a la propuesta de reforma de esta última subestación,

sustentado en el diagnóstico efectuado por SEAL respecto a que la proyección de la demanda superaría la capacidad de transformación de SET Paucarpata; asimismo, como parte de su propuesta en los anexos presentados incorpora elementos adicionales en 33 kV.

Al respecto, si bien SEAL como parte de su proyección de demanda determina que se alcanzaría la capacidad máxima de transformación de la SET Paucarpata a partir del año 2028, de la proyección de demanda revisada y los traslados de carga hacia las subestaciones cercanas a la SET Paucarpata, tales como SET Porongoche y SET Parque Industrial entre otras (establecidas incluso desde el planeamiento realizado en planes anteriores), dicha subestación quedaría totalmente descargada. Por otro lado, respecto a los elementos adicionales en 33 kV, SEAL no adjunta ningún sustento y no se advierte ninguna necesidad en el diagnóstico determinado.

En ese sentido, corresponde que SEAL adopte las medidas necesarias a nivel de la red de distribución de MT, con la finalidad de trasladar la carga de la SET Paucarpata a las subestaciones cercanas. Por lo tanto, dado que dicha subestación no suministrará energía a la demanda, corresponde dar de Baja a la SET Paucarpata a partir del año 2025.

- **Implementación de la SET Intermedia Norte 138/33 kV y 33/10 kV**

SEAL, en su PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, identificó problemas de caída de tensión en la red de transmisión dada la proyección de la demanda. En su PROPUESTA FINAL, SEAL propuso el proyecto de conexión de la SET Intermedia Norte seccionando la línea LT 33 kV Challapampa – Cono Norte, e implementando un sistema de transformación en cascada con el transformador de potencia 138/33 kV – 75 MVA y un transformador de potencia 33/10 kV - 25 MVA, ambos rotados de la SET Parque Industrial considerando los transformadores que quedaban disponibles dada la propuesta de SEAL de reformar esta última subestación; ello en reemplazo del proyecto planteado en su PROPUESTA INICIAL que comprendía la línea 138 kV Intermedia Norte – Cono Norte y un transformador de potencia 138/33 kV – 60 MVA en la SET Cono Norte.

Al respecto, los perfiles de tensión en el Área de Demanda 9 correspondiente al Sistema de Arequipa, han sido determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent (.pfd). Estos resultados corroboran, bajo la proyección de la demanda a ser atendida en la SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, se presentará problemas de caída de tensión en la red de 33 kV a partir del año 2028; asimismo, ante una contingencia en una de las líneas de 33 kV Challapampa – Chilina (Convertidor), se registraría un nivel elevado de carga en la otra terna, superando el nivel de cargabilidad permitido de 120 % a partir del año 2029.

Ahora, con las instalaciones del proyecto ITC “NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, si bien se mejora el nivel de confiabilidad bajo el criterio N-1 en la alimentación de la SET Parque Industrial, los problemas de tensión identificados en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios aún persisten, y asimismo se presentan cargas elevadas en las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa en caso de contingencia con el criterio N-1.

Por lo expuesto, se considera necesario plantear una alternativa de inversión para dar solución a la problemática identificada. A continuación, se evalúan las siguientes alternativas:

Alternativa 1

Se analizó la necesidad de contar con transformación en la SET Intermedia Norte, para su conexión a la actual red de 33 kV, con lo cual se solucionarían tanto los niveles de tensión en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, como las sobrecargas de las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa ante contingencias con el criterio N-1, contribuyendo a la seguridad operativa del Sistema de Arequipa.

Entonces, para el año 2028, se considera la implementación de un transformador de 138/33 kV – 75 MVA en la SET Intermedia Norte, y la conexión en PI correspondiente al seccionamiento de la línea L.T. 33 kV Challapampa – Cono Norte dada la proximidad a dicha línea a la referida subestación, lo cual incluye una celda de transformador de 138 kV, una celda de transformador de 33 kV y dos celdas de línea en 33 kV. Cabe precisar que, dicha subestación es parte de un proyecto ITC aprobado por el COES, y de acuerdo al Anteproyecto respectivo tiene espacio suficiente para esta implementación.

Respecto a la transformación de 33/10 kV solicitada para la SET Intermedia Norte por parte de SEAL, de la proyección de la demanda en la zona de Cono Norte, no se evidencia aún la necesidad de contar un nuevo punto de suministro en 10 kV para la zona donde se ubica la SET Intermedia Norte; más aún si parte de la carga de la SET Challapampa cercana a SET Intermedia Norte será transferida a la SET Goyoneche dada la capacidad de transformación de esta última subestación.

Alternativa 2

Se analizó la necesidad de contar con transformación en la SET Cono Norte en el nivel de 138 kV para su conexión a la actual red de 33 kV, solucionando los niveles de tensión en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, como las sobrecargas de las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa ante contingencias bajo el criterio N-1.

Entonces, para el año 2028, se considera la implementación de (i) un transformador de 138/33 kV – 75 MVA, incluye una celda de transformador de 33 kV en la SET Cono Norte; y, (ii) la implementación de una línea de transmisión en 138 KV SET Intermedia Norte – SET Cono Norte de 2.1 km, incluye una celda de línea en SET Intermedia Norte y una celda línea - transformador en SET Cono Norte. Ambas subestaciones tienen espacio suficiente para dicha implementación.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el Cuadro 6-7.

Cuadro 6-7
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 9
Análisis de alternativas

Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	62 329	1 293 429	296 247	1 652 005	289 114	-669 662	1 271 458
Alternativa 2	280 041	-	1 747 166	46 725	2 073 931	360 687	-439 881	1 994 737
Alternativa seleccionada: Alternativa 1								

Fuente: Formatos F-205 determinado por Osinergmin.

Al respecto, se identifica que la Alternativa 1 representa el menor costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En ese sentido, para el presente PI 2025-2029, corresponde implementar en la SET Intermedia Norte un transformador de 138/33 kV – 75 MVA y una conexión en PI con el seccionamiento de la línea LT 33 kV Challapampa – Cono Norte a partir del año 2028, para con ello mantener niveles de tensión adecuados en la zona norte de Arequipa y mejorar la seguridad operativa del Sistema de Arequipa ante contingencias con el criterio N-1.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinergmin.

6.2.3.2 Sistema de Islay

• Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la construcción de una línea de transmisión en 138 kV SET Base Islay - SET Mejía de 14,6 km y la instalación de un transformador de 138/33 kV - 40 MVA en SET Mejía, basado en la identificación de problemas de caída de tensión a nivel de transmisión. Como parte de la etapa de observaciones a la PROPUESTA INICIAL de SEAL se solicitó que analice la configuración de la red de 33 kV indicando cómo quedará configurado el sistema existente; es decir, si la SET La Curva será alimentada en 33 kV desde Mejía, precisando la configuración en 138 y 33 kV en el período de evaluación y en el horizonte de largo plazo para este caso.

Como subsanación a las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, SEAL indicó que realizaron un mayor análisis y reformularon las alternativas, en este sentido para la caída de tensión y cargabilidad de transformadores en su PROPUESTA FINAL propone lo siguiente para el Sistema Eléctrico de Islay:

- Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV de 28 km, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET La Curva por un transformador de 33/23/10 kV - 10 MVA, manteniendo su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Mejía con un transformador de 33/10 kV - 5,5 MVA rotado de la SET Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Al respecto, en base a la proyección de la demanda que se encuentra debidamente sustentada por parte de SEAL, en la red de transmisión de 33 kV de SET Mejía – SET La Curva – SET Cocachacra y SET Chucarapi no se superan las capacidades de transformación en SET La Curva y SET Mejía en el periodo 2025-2029; asimismo, en base a dicha proyección de demanda con la actual configuración de la red de transmisión en 33 kV no se presentarían problemas de caída de tensión.

En ese sentido, dado el análisis efectuado mediante flujos de carga, no se requieren los proyectos propuestos para el Sistema Eléctrico de Islay ya que no se presentan los problemas identificados por la concesionaria.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguan y Pampacolca (Ocoña, Caraveli y Atico)

• Sobre la ampliación de la capacidad de transformación de SET Majes

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso incorporar un transformador de potencia de 138/23 kV - 75 MVA para reducir la carga del transformador actual y así poder suplir el incremento de demanda que estima en dicha subestación; en su PROPUESTA FINAL, ante un mayor análisis la concesionaria propone el cambio de transformador en la SET Majes con la

implementación de un transformador de 138/60/22,9 kV - 75/25/50 MVA, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Respecto a la ampliación de la capacidad de transformación de la SET Majes, la empresa sustenta dicha inversión en base a su proyección de demanda en la zona; sin embargo, se ha determinado que la proyección de la demanda realizada con la información de demanda debidamente sustentada por parte de SEAL, no superará, tanto para el año 2029 como para el año 2034, la capacidad de transformación en el devanado de 22,9 kV, así como tampoco la capacidad de transformación del actual transformador de SET Majes. En ese sentido, en el presente Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, no se requiere la ampliación de la capacidad de transformación en la SET Majes.

Respecto a la proyección de demanda para el caso de la SET Majes, se advierte que, el incremento de demanda propuesto por SEAL, se debe principalmente al proyecto "Majes Sigvas II", para el cual, como documentación de sustento, solo se ha presentado una carta de fecha mayo de 2023 correspondiente a una actualización del cronograma de ingreso de carga para los 42,719 MW solicitados, además dicho proyecto, de acuerdo con información pública, se encuentra paralizado desde hace 13 años.

Por lo tanto, no corresponde considerar la ampliación de la SET Majes en el PI 2025-2029.

- **Niveles de tensión en SET Chuquibamba**

En la PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la línea de transmisión en 138 kV SET Majes - SET Corire de 32 km debido a los problemas de tensión identificados en el sistema de transmisión en la zona de la SET Chuquibamba; asimismo, para el caso de esta última subestación solicita un nuevo transformador de 60/23 kV - 10 MVA, incluyendo la nueva SET Yanaquihua 60/23 kV – 10 MVA para atender el incremento de demanda en la zona. Al respecto, se observó que en la modificación del PI 2021-2025, a solicitud de SEAL, se aprobó un transformador 60/22,9 kV de 15 MVA para la SET Chuquibamba dada la solicitud de SEAL en dicho proceso.

Como levantamiento a las observaciones realizadas sobre los proyectos propuestos, SEAL indicó que realizaron mayores análisis, descartando los proyectos de línea de transmisión en 138 kV SET Majes - SET Corire, la nueva SET Yanaquihua y la ampliación de la SET Corire. Al respecto, en su PROPUESTA FINAL la concesionaria considera la instalación del nuevo transformador 60/22,9 kV - 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025, y propone un banco de compensación capacitivo de 2 MVAR incluyendo según su informe elementos de celdas en 60 kV y 23 kV, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Al respecto, de la proyección de la demanda de la SET Chuquibamba se observa que con el transformador 60/22,9 kV - 15 MVA aprobado, no se presenta problemas de capacidad de transformación, permitiendo cubrir la demanda; sin embargo, se identificaron los problemas en los niveles de tensión del sistema de transmisión que abastece la subestación.

Con respecto a los problemas de los niveles de tensión identificados en la barra de 60 kV de SET Chuquibamba, se considera que se requiere de compensación reactiva a partir del año 2028, por lo que se aprueba la incorporación de un banco de capacitores en dicha subestación, con una capacidad variable de 2 MVAR con dos pasos (1x2) derivado del análisis de flujo de carga, incluyendo la respectiva celda para su conexión en 22,9 kV, con la finalidad de mejorar los niveles de tensión dada la proyección de la demanda.

En ese sentido, para el PI 2025-2029, corresponde implementar un banco de capacitores en dicha subestación, con una capacidad variable de 2 MVAR con dos pasos (1x2) a partir del año 2028, para con ello mantener niveles de tensión adecuados en la SET Chuquibamba.

Respecto a la implementación de celdas de 60 kV y 22,9 kV propuestas, estas se sustentan en el informe “ANEXO 0 – Informe de la Infraestructura de la SET Chuquibamba” adjunto por SEAL en su PROPUESTA FINAL, en el cual se detalla el equipamiento con el que cuenta dicha subestación, así como las condiciones de las salidas en 22,9 kV con las que actualmente atiende su demanda en la zona. En ese sentido, dada la nueva capacidad de transformación y el sustento presentado por SEAL respecto al actual equipamiento, lo cual fue corroborado en la visita técnica realizada a dicha subestación en el mes de julio 2023, se sustenta los nuevos Elementos de celdas para la SET Chuquibamba a ser aprobados; sin embargo, en el caso de las celdas de alimentador, sólo se aprueban 4 celdas debido a la cantidad de alimentadores con los que actualmente se abastece la demanda desde dicha subestación, ya que SEAL a pesar de habersolicitado 5 celdas de alimentador, en el caso de la celda adicional, no justifica la necesidad de la misma. Finalmente, una vez dados de Alta los Elementos aprobados, el equipamiento que corresponda deberá ser retirado de operación.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinergmin.

- **Implementación de la L.T. La Huerta – Secocha 138 kV y nueva SET Secocha**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la línea La Huerta - Secocha en 60 kV, la incorporación de un transformador 138/60/33kV - 60MVA en la SET Ocoña (La Huerta) y la implementación de la nueva SET Secocha con transformador de 60/33 kV - 25 MVA; sin embargo, en la etapa de observaciones, se indicó que SEAL no mostraba un análisis detallado de los mismos, y que no se incluía información sobre los Mapas de Densidad de Carga correspondientes al Área de Demanda 9 que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la nueva SET Secocha propuesta.

Como levantamiento a las observaciones realizadas a los proyectos propuestos en el sistema de transmisión que abastece a la zona de Ocoña desde la SET La Huerta, SEAL indicó que realizaron mayores análisis, descartando la ampliación de la SET La Huerta, considerando la línea La Huerta - Secocha en 138 kV. Al respecto, en su PROPUESTA FINAL la concesionaria propone la implementación de la L.T. La Huerta – Secocha en 138 kV de 60 km y la nueva SET Secocha con transformador de 138/33 kV - 75 MVA, incluyendo un banco de compensación de 7,5 MVAR, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL; asimismo, con respecto a la información sobre los Mapas de Densidad de Carga, el levantamiento de esta observación fue parcial como se observa en el análisis correspondiente incluido en el Anexo A; sin embargo, SEAL incluyó información respecto a la ubicación de los suministros atendidos por la SET La Huerta en la zona de Ocoña, lográndose obtener la distribución espacial de las cargas que atiende el alimentador Río Grande, el cual suministra energía a la zona de Secocha y Caraveli.

Al respecto, de la proyección de demanda que se encuentra debidamente sustentada por parte de SEAL, se evidencia que se sobrecargaría la actual capacidad de transformación de la SET La Huerta en el devanado de 33 kV; asimismo, de la distribución espacial de las cargas que atiende SET La Huerta hacia la zona de Ocoña en 33 kV dada la configuración de dicha red, se observa

que el alimentador Río Grande es un alimentador extenso que suministra energía en la zona de Secocha y Caravelí, zona donde se ubica la mayor carga atendida.

En ese sentido, se analizó la necesidad de contar con una nueva subestación en la zona de Secocha, dado que la mayor demanda se concentra en la zona de Secocha y Caravelí, la cual se encuentra alejada de SET La Huerta, con ello se superan los problemas de sobrecarga identificados y se logra descargar la SET La Huerta.

En consecuencia, las alternativas evaluadas son las siguientes:

Alternativa 1

Para el año 2028, se considera la inversión en la implementación de la nueva SET Secocha con un transformador de 138/33 kV – 30 MVA dada la proyección de demanda, lo cual incluye una celda línea - transformador de 138 kV, una celda de transformador de 33 kV, celda de medición y 3 celdas de alimentador; para su conexión se considera una línea de transmisión en 138 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km, y las respectivas dos celdas de línea en 138 kV para SET La Huerta, dada la actual celda línea-transformador en 138 kV que dispone dicha SET, la cual será configurada como celda de transformación.

Respecto a la propuesta de SEAL sobre la inclusión de un banco de capacitores de 7,5 MVAR, de las simulaciones de flujo de potencia con la proyección de la demanda sustentada y dada la magnitud de la demanda que se proyecta ser atendida por dicha subestación, no se registran problemas de calidad de tensión; por lo tanto, no se requiere dicho equipamiento de compensación.

Alternativa 2

Para el año 2028, se considera la inversión en la implementación de la nueva SET Secocha con un transformador de 60/33 kV – 30 MVA dada la proyección de demanda, lo cual incluye una celda línea - transformador de 60 kV, una celda de transformador de 33 kV, celda de medición y 3 celdas de alimentador, para su conexión se considera una línea de transmisión en 60 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km; asimismo, un nuevo transformador 138/60/33 kV – 30 MVA paralelo al existente y celdas de transformación en 138, 60 y 33 kV, así como las respectivas celdas de línea en 138 kV y en 60 kV para SET La Huerta dado que la actual configuración de la subestación en el lado de 138 kV sólo cuenta con celda línea-transformador.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el Cuadro 6-8.

Cuadro N° 6-8
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 9
Análisis de alternativas

Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT	Inversión			
Alternativa 1	4 295 438	-	1 926 239	363 730	6 585 407	1 152 008	-490 190	7 247 224
Alternativa 2	-	4 486 022	1 258 436	2 398 206	8 142 664	1 369 651	425 766	9 938 080
Alternativa seleccionada: 1								

Fuente: Formatos F-205 determinado por Osinergmin.

Al respecto, se puede notar que la Alternativa 1 es la alternativa de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En ese sentido, para el presente Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, corresponde implementar la nueva SET Secocha con TP de 138/33 kV – 30 MVA y la línea de transmisión en 138 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinerghmin.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Repartición – La Cano

- **Implementación de la nueva SET San Camilo 138/22,9 kV**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la construcción de una nueva SET San Camilo alimentada desde la SET Repartición a través de una nueva línea L.T. Repartición – San Camilo en 138 kV de 25 km; asimismo, incluyó la instalación de un transformador de 138/23 kV - 25 MVA. Como parte de las observaciones a dicho proyecto, se observó que no se presenta sobrecarga en el transformador de 138/22,9/10 kV y 30/30/30 MVA de la SET Repartición que actualmente abastece la zona de San Camilo, por lo cual no se justifica la necesidad de trasladar carga y/o proponer la ampliación de la misma; asimismo, que SEAL no incluía información sobre los Mapas de Densidad de Carga correspondientes al Área de Demanda 9.

Como parte del levantamiento de estas observaciones, SEAL indicó que el problema en la zona de San Camilo son las caídas de tensión que se originan en las redes de media tensión. Con respecto a la información sobre los Mapas de Densidad de Carga, el levantamiento de esta observación fue parcial como se observa en el análisis correspondiente incluido en el Anexo A; sin embargo, SEAL incluyó información respecto a la ubicación de los suministros atendidos por la SET Repartición, lográndose obtener la distribución espacial de las cargas que atiende el alimentador San Camilo, el cual suministra energía a la zona de San Camilo.

En su PROPUESTA FINAL, SEAL propone la nueva SET San Camilo en una nueva ubicación con un transformador de 138/23 kV - 30 MVA con conexión en PI seccionando la línea de 138 kV Repartición - Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Respecto al proyecto de la nueva SET San Camilo, se observa que actualmente la demanda de la zona de San Camilo se encuentra atendida desde la SET Repartición a través de un alimentador en 22,9 kV; asimismo, de acuerdo a la información de SEAL, el alimentador estaría bordeando los 14 MW al año 2029 y al año 2034 presentaría un incremento de 3%. Al respecto, considerando la distribución de los suministros que atiende dicho alimentador, se observa que el mismo tiene dos ramales, uno que se dirige al área de La Cano donde se concentra la mayor demanda, y el otro ramal que se dirige al área de San Camilo.

El sustento de SEAL para la necesidad de una nueva SET San Camilo, se basa en la mejora de la calidad de tensión en el área de San Camilo.

En primer lugar, se observa que la SET Repartición no supera el 60% de la capacidad de transformación en el devanado de 22,9 kV al año 2029, siendo que para el año 2034 no superaría el 62% de dicha capacidad, según la propia información de la concesionaria, por lo que la subestación tiene capacidad suficiente para atender el crecimiento de la demanda en la zona. Cabe mencionar que, actualmente la SET Repartición cuenta con cinco (05) celdas de alimentador en 22,9 kV aprobadas en el Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021 que, según los registros, aún no se encuentran ejecutados.

En este contexto, dado que, se evidencia que no se supera la capacidad de transformación en la SET Repartición (según formato F-202) y que según la

actual distribución del alimentador San Camilo la mayor demanda se encuentra en la zona de La Cano, se considera que la solución para la atención del suministro de electricidad con una mejor calidad de tensión en el área de San Camilo se encuentra en el ámbito de la mejora de la red de distribución en MT, para lo cual se hace necesario reformular la red de MT para asumir parte de la carga del actual alimentador San Camilo, dada la distribución geográfica de las cargas, por lo que corresponde que SEAL realice las acciones necesarias para la solución del problema de calidad de tensión a nivel de distribución. En ese sentido, y debido a que SEAL cuenta con celdas de alimentador en 22,9 kV aprobadas para la SET Repartición que aún no se encuentran ejecutadas, no se requiere la nueva SET San Camilo.

6.2.3.5 Transformadores de Reserva

- **Implementación de tres (03) transformadores de reserva**

SEAL, ha solicitado la aprobación de tres (3) transformadores de reserva (TP 33/10 kV- 25 MVA, TP 33/23/10 kV – 10 MVA y TP 33/23/10 kV – 25 MVA), sustentando su pedido en la aplicación de los criterios y metodología definidas en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Además, propuso la aprobación de un transformador de 60/23/10 kV – 25 MVA para las SET's Corire y Chuquibamba; sin embargo, no ha remitido ningún sustento que justifique dicha solicitud.

Al respecto, de la revisión del parque de transformadores del AD9, y luego de la evaluación de confiabilidad haciendo uso del modelo de transformadores de reserva, se definen los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores en 33/10 kV de 1,2,4,10,12,20 y 25 MVA

Se toma como primer criterio de agrupamiento el tamaño en función de la capacidad del transformador, definiéndose los siguientes grupos:

- Grupo de transformadores de 10 MVA, 12 MVA, 20 MVA y 25 MVA. Considerando que estos transformadores pueden compartir un tipo de reserva, este grupo se considera en la optimización de transformadores.
- Grupo de transformadores de 1,2,4 y 6 MVA. Al respecto, este es el grupo más reducido, que por su tamaño no pueden incluirse en la agrupación de los transformadores de 20 y 25 MVA. Por tanto, no se considera en la optimización. Además, es preciso indicar que SEAL solicitó reservas en 25 MVA.

Transformadores en 33/23/10 kV de 25/25/25 MVA

En este grupo se tiene 6 transformadores (incluido los transformadores aprobados en Planes de Inversión en Transmisión anteriores). Estos transformadores serán incluidos en la evaluación de optimización.

Transformadores en 60/23 kV y 60/10 kV de 4 MVA

En el AD9, se tiene 1 transformador de 60/23 kV - 4 MVA y un transformador de 60/10 kV – 4MVA. Estos transformadores por el nivel de tensión no pueden compartir una reserva entre sí. Además, no cumplen los requisitos mínimos de cantidad (mínimo 2 transformadores) para ser evaluados con el modelo de transformadores de reserva.

Sin perjuicio de ello, es preciso indicar que, en el PI 21-25 se aprobó el reemplazo del transformador de 60/23 kV - 4 MVA de la SET Chuquibamba, por uno de 15 MVA. Por tanto, el transformador de 4 MVA quedará para ser utilizado como reserva disponible.

En resumen, los transformadores que serán evaluados con el modelo de optimización son:

Tipo	Grupo de Transformadores
33/10 kV	TPs de 10 MVA TPs de 12 MVA TPs de 20MVA TPs de 25 MVA
33/23/10 kV	06 transformadores de 25 MVA

Luego de la evaluación con el modelo de transformadores de reserva, se concluye que, para brindar una reserva a los transformadores del AD9, se requiere:

- 01 transformador de reserva 33/10 kV – 20 MVA, en SET Real Plaza.
- 01 transformador de reserva 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA, en SET Cono Norte.

En tal sentido, para el PI 2025-2029, se dispone la aprobación de un transformador de reserva en 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA para la SET Cono Norte el año 2025; asimismo, se desestima la baja solicitada por SEAL respecto al actual transformador de reserva en 33/10 kV – 20 MVA ya que se requiere dicha reserva, para el cual se dispone su ubicación en la SET San Luis, dado el espacio en dicha subestación a comparación de la SET Real Plaza.

La metodología y los resultados se desarrollan en el Anexo C del presente informe.

• Renovación de equipamiento de subestaciones

SEAL como parte de su PROPUESTA INICIAL incluyó elementos a renovar; sin embargo, se observó que estas solicitudes deben contar con el respectivo informe técnico y/o información que sustente la antigüedad de los mismos de manera detallada y su estado operativo, así como corregir la relación de instalaciones a considerar para renovación según corresponda, ya que para el caso de las SET Cono Norte y SET Parque Industrial solicitaba elementos a renovar sin sustento, más aún si el equipamiento de estas no sería equipamiento antiguo.

Asimismo, se precisó que la información contenga los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas entre otros; que sustente la condición de los mismos.

Al respecto, como se puede apreciar en el levantamiento de observaciones que se analiza en el Anexo A, SEAL en su respuesta desestimó la solicitud de renovación de elementos en SET Cono Norte y SET Parque Industrial, corrigiendo la relación de instalaciones a considerar para renovación en su PROPUESTA FINAL; asimismo, indicó que había adjuntado un listado de instalaciones con más de 30 años, sin embargo no precisó, como en los demás casos de su levantamiento de observaciones, la ubicación o nombre del archivo correspondiente al listado indicado, ni tampoco muestra dicho listado como parte de su informe, sin haber adjuntado mayor información respecto al sustento de renovación de los elementos solicitados para tal fin.

La información relacionada a la renovación de elementos fue incluida en su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, sólo se muestran imágenes de algunos equipos, sin precisar a qué elementos se refieren.

A continuación, se detalla las subestaciones de transmisión para las cuales, SEAL en su PROPUESTA FINAL sólo indicó la relación de elementos a renovar; siendo que para caso se incluye el análisis al respecto.

- Elementos a renovar en la SET Alto Cayma: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere, en las cuales se identifican placas de transformadores de tensión, corriente y transformador de SSAA posteriores al año 2002. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.
- Elementos a renovar en la SET Base Islay: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa borrosas (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere, con las cuales no se puede se identificar los datos del equipamiento. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.
- Elementos a renovar en la SET Mollendo: Al respecto, SEAL no adjunta información ni sustento al respecto.
- Elementos a renovar en la SET Ocoña: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa de un transformador 33/10 kV las cuales muestran que el transformador ha tenido un overhaul del año 2014 (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.

De lo analizado en los párrafos anteriores, en el PI 2025 – 2029 no se aprueban elementos por renovación para el Área de Demanda 9, ya que SEAL no ha sustentado, ni precisado las renovaciones solicitadas.

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. Asimismo, en el formato “F-305”, se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** Se debe precisar que en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones

aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

En el caso del Área de Demanda 9, se han programado las Bajas para el período 2025-2029 de acuerdo a lo consignado en el Cuadro 6-9.

Cuadro 6-9
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 9

Programación de Bajas AD09				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	SEAL	2025	Celda línea-transformador 33 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
2	SEAL	2025	Transformador de 33/10 kV – 10 MVA - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
3	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
4	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
5	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
6	SEAL	2025	Celda transformador 10 kV – SET Paucarpata	SET PAUCARPATA

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 9, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6-10. Se incluyen únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

Cuadro N° 6-10
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 9
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 09	13 216 025	60,05	105	26
SEAL	13 216 025	60,05	105	26
AT				
Celda	689 851			4
Línea	87 568	0,05		1
TP	746 389			1
MAT				
Celda	1 531 363			4
Línea	6 034 781	60,00		1
TP	2 992 038		105	2
Banco				

MT				
Celda	1 023 043			12
Banco	110 990			1

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁹, los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que no han sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinergmin, son materia de evaluación en la elaboración del PI 2025–2029.

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS¹⁰, en caso de que el 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 FINAL y el análisis efectuado en el Área de Demanda 9, no se han presentado casos que impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025.

⁹ 5.7.2.- “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”.

¹⁰ 5.8.5.- La aplicación del Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de SST y SCT, quedará sujeta al resultado de la revisión y pronunciamiento de Osinergmin al que se refiere el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, respecto de la eliminación de proyectos o reprogramación del inicio de su implementación, que se formulen ya sea en una solicitud de modificación del Plan de Inversiones o en una propuesta del mismo para el siguiente Período Tarifario. En caso sea negativo el pronunciamiento de Osinergmin, se mantendrá el plazo original establecido para la implementación de dichos proyectos.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por SEAL se concluye lo siguiente:

- a) Se ha obtenido el valor de 2,4% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (MT) en el Área de Demanda 9 (período 2025-2034), menor que el valor de 3,0% presentado por SEAL en su PROPUESTA FINAL.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 9, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 13 216 025 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a SEAL.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 9, se han previsto Bajas en el período 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 9, 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 es responsabilidad de la empresa distribuidora su implementación

[sbuenalaya]

/rho-jfp

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 del TITULAR.
Anexo E	Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin.
Anexo F	Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.
Anexo G	Cuadros Comparativos.

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. El ESTUDIO no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar el ESTUDIO considerando lo mencionado en el presente numeral.

Respuesta

La observación no especifica los documentos faltantes, sin embargo, para el presente levantamiento de observaciones se ha revisado la documentación y se ha verificado que se encuentre completo. El expediente comprende dos informes de plan de inversiones uno para el área de demanda 8, y el otro para el área de demanda 9 con sus respectivos anexos, que comprenden la demanda, el SER y la valorización. En la carpeta de valorización se adjunta el archivo pdf. de simulación.

Análisis de Osinergmin

Como parte del levantamiento de la presente observación, SEAL ha incluido mayor información respecto a lo presentado en su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, su PROPUESTA FINAL, aún se encuentra incompleta ya que por ejemplo no presenta un Resumen Ejecutivo según lo consignado en el numeral 5.7.1 de la NORMA TARIFAS, entre otros documentos incompletos.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

2. La información presentada como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su ESTUDIO teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

[Ver respuesta observación 1.](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL, si bien SEAL presenta en el Anexo 1 de su INFORME la relación de los documentos adjuntos, esta no contiene la descripción de su contenido.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

3. Se ha identificado la falta de los documentos que justifiquen la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas en las dos áreas de demanda.

Asimismo, con relación a la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, no presenta en algunos casos documentos que sustenten la magnitud de demanda y su respectivo cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS. Por lo anterior, se requiere que SEAL revise su ESTUDIO teniendo en cuenta las presentes observaciones, completando la información que sustente la demanda considerada donde corresponda y, de ser el caso, realice las correcciones pertinentes.

Respuesta

Se ha procedido a adjuntar la información que sustenta la incorporación de nuevas demandas, las cuales toman en cuenta las disposiciones señaladas en la NORMA TARIFAS.

Los sustentos se encuentran en la carpeta 05 REQUERIMIENTO para cada área de demanda.

Análisis de Osinerghmin

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

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación realizada por Osinerghmin de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas no considerada en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades SEAL" del archivo del Formato "F-100".

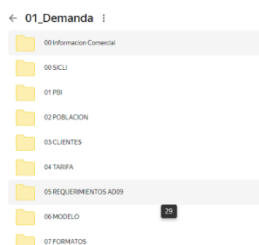
Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

4. SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS; asimismo, respecto a los formatos F-100 se ha evidenciado el uso de factores de expansión de pérdidas que no están aprobados ni vigentes a la fecha. Al respecto, se requiere que SEAL verifique y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los archivos que sustentan los valores consignados en los formularios de demanda, entre ellos, los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes. La información se encuentra en los siguientes archivos enviados.



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha actualizado la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, sin embargo, para algunos casos los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.

Por otro lado, se verifica que SEAL ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones N° 168-2019-OS/CD y N° 224-2019-OS/CD. No obstante, para la etapa de Pre-Publicación ya se cuenta con la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. En ese sentido, corresponde tomar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

5. En el ESTUDIO no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad, asimismo, no presentan propuestas claras en cuanto a los Elementos aprobados anteriormente, por ejemplo, en la modificación del PI 2021-2025 como es el caso del transformador 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, SEAL debe completar la información faltante y precisar su propuesta donde corresponda.

Respuesta

Se ha elaborado un catálogo de los proyectos requeridos para el PI 2025-2029. Además, se ha tomado la decisión de no sustituir el transformador de 60/22.9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba.

Con respecto a la relación de los proyectos propuestos, se encuentra en la hoja F-209 del libro F-200 AD009.xls.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado el transformador de 60/22.9 kV de 15MVA aprobado para la SET Chuquibamba. Por otra parte, respecto a la observación de la relación de proyectos, sólo se ha limitado a indicar que dicha relación se encuentra en la hoja F-209; sin embargo, se aprecia que en su Informe no se presenta la relación de proyectos clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta en lo que respecta al Área de Demanda 9.

6. SEAL de proponer el retiro de Elementos aprobados en el PI 2021-2025 para luego ser considerados en el PI 2025-2029 (reemplazo o reprogramación), debe tener en cuenta que, no corresponde evaluar ni aprobar en el presente proceso regulatorio, la reprogramación o reemplazo de inversiones del PI 2021-2025, cuya necesidad se mantiene en los próximos años.

Cabe mencionar que los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 son materia de evaluación en la elaboración del PI 2025-2029. Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta evaluación tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el PI 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Ahora, según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del PI 2021-2025, prevalece 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. En ese sentido, si SEAL ha incluido un Elemento (o proyecto) que reemplazaría al aprobado en el PI 2021-2025 cuya necesidad se mantiene, no correspondería su reemplazo, toda vez que la misma estaría motivada fundamentalmente por el incumplimiento en la ejecución de la inversión.

Por lo anterior, se requiere que SEAL revise su ESTUDIO teniendo en cuenta la presente observación y, de ser el caso, realice la corrección donde corresponda.

Respuesta

Se ha reevaluado los proyectos y se espera que todos los proyectos previstos en el plan 2021-2025 ingresen antes del 2029, así mismo se ha verificado que los mismos son válidos para los próximos años, por lo que no se propone la modificación ni el cambio de alguno de ellos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado el transformador de 60/22.9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba en la modificatoria del PI 2021-2025, el cual no se había considerado en su PROPUESTA INICIAL; así mismo, no presenta alguna solicitud de retiro de elementos aprobados en el PI 2021-2025.

Conclusión

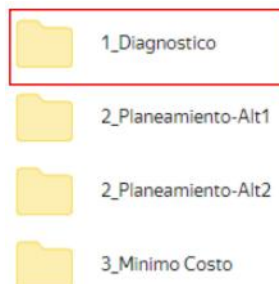
Por lo tanto, la presente observación se considera absuelta.

7. En el ESTUDIO, se presenta el Diagnóstico de los Sistemas Eléctricos del AD 9; sin embargo, en el caso del Diagnóstico del Sistema Eléctrico del AD 8, no se realiza un diagnóstico detallado del mismo, limitándose a realizar una breve descripción de los criterios generales para realizar el diagnóstico, sin presentar en el ESTUDIO los resultados detallados correspondientes al mismo (páginas 53 y 54), ya que no se muestran cuadros de resultados de verificación de capacidades, ni los resultados de las simulaciones de flujo de potencia a comparación de lo presentado en el caso del AD 9,

en cumplimiento del numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, SEAL debe revisar y completar su ESTUDIO con la finalidad de determinar de manera adecuada el diagnóstico de sus instalaciones.

Respuesta

En el informe se muestra los criterios de evaluación para la etapa de diagnóstico, el mismo que se rige conforme lo indica la sección de Plan de Inversiones de la NORMA TARIFAS, se presenta la foto completa de las redes para cada año de evaluación, los mismos que pueden ser verificados en la base de datos que se adjunta en 02_SER, en esta carpeta se encuentra las siguientes carpetas:



Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado un mayor análisis en cuanto al diagnóstico para dicha área efectuado en su PROPUESTA INICIAL, así mismo presenta las imágenes de las redes consideradas en su evaluación; sin embargo, en algunos casos como en su diagnóstico para la SET Parque Industrial indicado en la página 42 del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, sólo se limita a indicar: *“no se observa sobrecarga de los transformadores, pero si se ve necesario la confiabilidad del sistema debido a que al 2029 la demanda supera los 30 MW”*, sin realizar la evaluación correspondiente como parte del diagnóstico que sustente la necesidad de mayor confiabilidad considerando la actual configuración de la SET Parque Industrial; es decir, no se realiza un diagnóstico detallado del mismo, en línea con lo observado anteriormente.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 08, su diagnóstico presenta los resultados de la cargabilidad de los transformadores del SE Bella Unión – Chala, así como también las imágenes del resultado de flujo de potencia.

Conclusión

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

8. En el ESTUDIO presentado por SEAL, se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en cada área de demanda; en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa y para el caso del AD 9 dos alternativas; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.

Al respecto, se requiere que SEAL presente para el caso del AD 8 alternativas adicionales que sean excluyentes entre sí; así mismo, tanto para el AD 9 como para el AD 8, la alternativa seleccionada debe ser sustentada mediante el respectivo análisis técnico y económico. Cabe mencionar que para la planificación se debe tener en cuenta

los Criterios Generales establecidos en el Artículo 11° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros el numeral 11.3; asimismo, se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas operativas alternativas como por ejemplo para los casos de problemas de tensión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

Respuesta

Se ha realizado la evaluación del mínimo costos para dos alternativas en cada área de demanda, estas se encuentran en la carpeta 3_Minimo Costo.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado dos alternativas generales, que, si bien presenta la evaluación económica, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que SEAL realiza dos alternativas generales, donde se propone el mismo proyecto "SET Jaqui". Al respecto, se debe mencionar que, las alternativas planteadas deben ser excluyentes entre sí, tal como indica el Numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS.

Por otro lado, se debe mencionar que, el desarrollo de las alternativas propuestas no es trazable, por ejemplo, no se ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión.

Conclusión

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

9. SEAL en su ESTUDIO, no presenta mapas de densidad de cargas. Por lo que deberá cumplir con presentar dichos mapas de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.1.2 y 36 de la NORMA TARIFAS para los años 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30.

Respuesta

En la carpeta de 01_Demanda se puede observar la carpeta de los mapas de densidad, ver subcarpeta 08 MAPAS DE DENSIDAD.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL, SEAL presenta los mapas de densidad de carga en formato .ggz; sin embargo, los mapas de densidad de carga debieron ser presentados en formato AutoCAD; no cumpliendo con lo solicitado.

Por otra parte, de la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que, dentro de la carpeta "ANEXO 02 ÁREA DEMANDA 08" no se encuentra la carpeta "08 MAPAS DE DENSIDAD".

Conclusión

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

10. En el ESTUDIO presentado por SEAL, se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Islay, Majes, Chala – Bella Unión, entre otros; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha adjuntado en las carpetas de las alternativas los archivos kmz de la ubicación tentativa de las subestaciones, sin embargo, debemos mencionar que parte de los proyectos son reemplazos de transformadores por capacidad por lo que mantendrán la ubicación existente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el Área de Demanda 8 como para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL sólo se ha limitado a indicar en el archivo .kmz una ubicación tentativa para cada nueva subestación de transmisión propuesta, sin incluir la determinación de dicha ubicación basándose en un mapa de densidad de carga.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

11. En el ESTUDIO, SEAL no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.

Respuesta

Se ha actualizado los módulos estándares conforma a la Resolución N° 041-2023-OS/CD, estos se encuentran en el libro Formato F-300.xlsx.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL para el caso de elementos de subestaciones ha corregido la información ya que utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión vigente; sin embargo, aún mantiene el uso de una base de datos no vigente en el caso de la valorización de elementos de líneas.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta en lo que respecta al Área de Demanda 9.

12. Los formatos presentados como parte de los Anexos del ESTUDIO contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General (F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pfd, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema

Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta el formato F-000 en la carpeta 00_Formatos 0. Con respecto los formatos F-200 y F-300 se encuentran debidamente vinculados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL, se observa que SEAL para el caso de los formatos F-000, presenta información incompleta; asimismo, como se observó anteriormente los formatos F-300 aún no se encuentran debidamente vinculados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

13. En el ESTUDIO presentado por SEAL no se describe de manera clara cómo se realiza la Redistribución de la Máxima Demanda de la SET luego de la puesta en servicio de nuevas subestaciones de transmisión. Al respecto, se requiere que SEAL presente de manera detallada la información señalada como parte del planeamiento efectuado.

Respuesta

En el libro F-200, hoja F-202 y F-203 se realiza los traslados de demanda para el diagnóstico de los transformadores como también para el planeamiento, en la columna de la derecha del formato se muestran anotaciones. Igualmente, en el informe se enumeran los traslados de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL para el caso de los formatos F-202 y F-203, se indican los valores de traslado de carga entre subestaciones; sin embargo, existen traslados donde se excluye algunos usuarios libres, sin precisar el motivo o el criterio utilizado para dicha excepción.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que SEAL ha considerado la Redistribución de la Máxima Demanda considerando las nuevas SETs propuestas en el formato F-203; sin embargo, se realizan traslados donde no se indica el motivo o criterio utilizado, asimismo, se observan ciertas incoherencias, por ejemplo, para la SET Jaqui, se propone trasladar 5,82 MW de demanda Vegetativa desde la SET Bella Unión, lo cual es incoherente, ya que, según su formato F-110 (SET), la demanda regulada en SET Bella Unión en el año 2029 es de 5,55 MW.

Conclusión

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

14. La información presentada como parte del ESTUDIO consignada en los archivos de flujo de potencia (extensión .pfd), en algunos casos no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios. Al respecto, se requiere que SEAL revise toda la información y corrija dicha información donde corresponda.

Respuesta

La observación no especifica lo que no guarda relación, sin embargo, para el presente levantamiento de observaciones se ha revisado la documentación y se ha verificado que se encuentra completa tanto la extensión pfd como los formatos y anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado en el caso de la línea de 33 kV Base Islay – La Curva, dos conductores por fase, según lo indicado en su Informe; sin embargo, en el archivo .pdf considera dos ternas de 150 mm² sin subconductores. Por otro lado, se observa que ya no se presenta variaciones entre la capacidad del banco de capacitores compensación en SET Secocha.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8, se verifica que SEAL ha actualizado su archivo pfd; sin embargo, se siguen presentando inconsistencias con los formatos y anexos de sustento. Por ejemplo, SEAL ha considerado una longitud de 0,1 km para la LT 60 kV Cahuachi – Nazca, lo cual, no corresponde.

Conclusión

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

15. Se observa en el ESTUDIO que SEAL no ha presentado el listado de las instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025-2029 como resultado del planeamiento realizado. Al respecto SEAL debe verificar y precisar esta información en cumplimiento del numeral 11.7 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el informe se adjunta el lista de instalaciones que requieren ser cambiados por antigüedad. En la sección 9 del informe se menciona los elementos de baja.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que, SEAL no ha presentado el listado de instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025-2029; sin embargo, de la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido lo indicado en la respuesta a la observación para el caso de un transformador de reserva.

Conclusión

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

16. El ESTUDIO plantea Elementos a ser renovados en SETs como Cono Norte y Parque Industrial (página 65); sin embargo, no sustenta la necesidad de dichas renovaciones,

ya que no adjunta la información correspondiente respecto al estado de las instalaciones; más aún si el equipamiento de estas no sería equipamiento antiguo.

Al respecto, SEAL debe precisar las instalaciones a ser renovadas basándose en la existencia de los Elementos a renovar, informes técnicos que contengan los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, adjuntando el correspondiente diagrama unifilar y esquema o plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos a renovar, entre otros; que sustente la condición de los mismos de manera detallada, considerando Elementos ya aprobados en planes anteriores.

Respuesta

Se realiza un mayor análisis y se ha llegado a la reformulación con respecto a la SET Parque Industrial, se propone por confiabilidad ya que la demanda supera los 30 MW valor mínimo exigido en el numeral 12.3 Criterios de Confiabilidad y Seguridad de la Norma Tarifas, así mismo los transformadores de esta subestaciones serán reubicados conforme se describe en el informe técnico de la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha retirado de la relación de elementos a renovar los elementos de las subestaciones Cono Norte y Parque Industrial; sin embargo, no ha adjuntado mayor información respecto al sustento de renovación de varios de los elementos solicitados. Por otra parte, en el caso de la SET Chuquibamba, SEAL adjunta un informe técnico que sustenta las características del actual equipamiento de dicha subestación y las condiciones de las salidas en 22,9 kV con las que actualmente atiende su demanda en la zona, cuyas características no se encuentran acordes con la nueva capacidad de transformación.

Por otro lado, para el caso del Área de Demanda 8, la concesionaria en su PROPUESTA FINAL no ha solicitado renovaciones.

Conclusión

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

17. Las propuestas asociadas a transformadores de reserva deben ser sustentadas con un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentos de sustento, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, toda vez que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la normativa así lo establece.

Respuesta

Los cálculos y resultados sobre los transformadores de reserva se encuentran en la carpeta 04_Transformadores de Reserva.



Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, SEAL en su PROPUESTA FINAL, solicitó la aprobación de 3 transformadores de reserva (02 TP 33/23/10 kV – 10 y 25 MVA, 01 TP 33/10 kV – 25 MVA), sustentando su pedido en la aplicación de los criterios y metodología definido en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Además, propuso la aprobación de un (01) transformador de reserva en 60/23/10 kV – 25 MVA; sin embargo, no remitió ningún documento de sustento.

Conclusión

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

18. La propuesta de SEAL no incluye el sustento del espacio disponible en los casos de nuevos Elementos en SETs existentes. En ese sentido, se requiere que SEAL adjunte los diagramas unifilares y vistas de planta de las instalaciones existentes adicionando la ubicación de los Elementos propuestos y/o proyectados que permitan verificar la disponibilidad de espacios.

Respuesta

La selección preliminar de las nuevas subestaciones se realizó considerando la situación del real del mercado, los espacios disponibles conforme al conocimiento de la empresa.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el para el Área de Demanda 9 como para el Área de Demanda 8, se observa que SEAL ha incluido los diagramas unifilares de las subestaciones existentes; sin embargo, respecto a las vistas de planta, la concesionaria no ha incluido la información correspondiente.

Conclusión

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

19. En el ESTUDIO se solicita incluir elementos de fibra óptica para las nuevas líneas propuestas. Al respecto, SEAL no ha presentado el sustento de incluir elementos de fibra óptica en sus líneas propuestas, teniendo en cuenta que la regulación no contempla este tipo de elementos. En ese sentido, SEAL debe sustentar su propuesta o, en caso contrario, retirar las inversiones propuestas.

Respuesta

Se ha propuesto fibra óptica para las nuevas líneas de transmisión, ya que se espera a que futuro todas las comunicaciones se realicen por este medio.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el para el Área de Demanda 9 como para el Área de Demanda 8, se observa que SEAL ha incluido como parte de la valorización de elementos, elementos de Fibra Óptica, tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones existentes sin indicar mayor sustento.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

20. Fuente de información Base

SEAL 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 procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGHMIN.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx".

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

21. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD9 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que SEAL no ha adjuntado la fuente de información de los PBI departamentales con los cuales se calcula el PBI del AD9 de 2022

En el ESTUDIO (ítem 3.2.2, Folio 000012), SEAL ha señalado que "*El PBI de Arequipa fue estimado tendencialmente tomando como base valores históricos 1996-2022 hasta el año 2054*", cabe indicar que el AD9 no solo está conformado por el departamento de Arequipa, sino también por Moquegua. SEAL debe corregir y actualizar la información del ESTUDIO, de modo que evidencie la metodología y fuentes de información empleadas.

Al respecto, SEAL debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD9 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.

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

Así también se ha verificado que los valores de PBI nacional presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados por el PI 2021-2025 ni en su correspondiente Modificatoria.

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

Luego SEAL 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

Se ha procedido a actualizar la información del Producto Bruto Interno Nacional y por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible con cifras preliminares en la página web del INEI:

<https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/4390712-producto-bruto-interno-por-departamentos-2007-2022-cifras-preliminares>

Asimismo, se han actualizado las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el "Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: octubre 2023" elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú.

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento del PBI se ubique en 1,9% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 1,0%.

En cuanto a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, los economistas elevaron su estimado de crecimiento de 2.5% en julio a 2.6% en agosto para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en agosto para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.3% y 2.7% para los años 2024 y 2025):

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	2,3	=
2025	2,7	2,6	2,7	↔
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	2,0	1,9	↓
2024	2,9	2,9	2,6	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

1/ 18 analistas en junio, 19 en julio, y 16 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

En tal sentido, se propone el siguiente crecimiento del PBI para el horizonte de estudio 2023-2054:

Tasas	2023	2024	2025-2054
PBI NACIONAL	1.0%	2.6%	3.0%

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 9:

PBI Departamental	PBI (Millones de Soles)	MWh	%
Arequipa	31,478	841,828	99.5%
Moquegua	15,284	4,647	0.5%
PBI Regional	31,389	846,476	

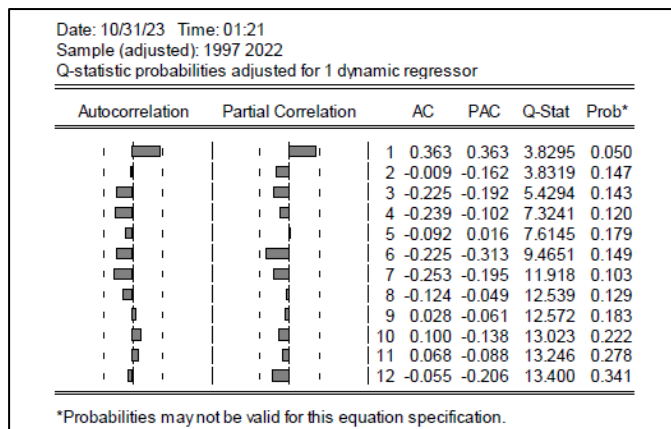
Posteriormente, para estimar su crecimiento, se elaboró un modelo econométrico que tiene como variable dependiente el PBI Regional y como variable independiente el PBI Nacional.

A continuación, se detallan los resultados:

Dependent Variable: LOG(PBI09) Method: Least Squares Date: 09/21/23 Time: 04:04 Sample (adjusted): 1997 2022 Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.564216	0.592274	-4.329442	0.0003
LOG(PBIPERU)	0.674639	0.127656	5.284819	0.0000
D2016	0.130304	0.042067	3.097563	0.0053
LOG(PBI09(-1))	0.384724	0.111052	3.464348	0.0022
R-squared	0.991806	Mean dependent var	9.821361	
Adjusted R-squared	0.990689	S.D. dependent var	0.399343	
S.E. of regression	0.038535	Akaike info criterion	-3.533875	
Sum squared resid	0.032668	Schwarz criterion	-3.340321	
Log likelihood	49.94037	Hannan-Quinn criter.	-3.478138	
F-statistic	887.6336	Durbin-Watson stat	1.267195	
Prob(F-statistic)	0.000000			

PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

a) Prueba de correlograma de los residuos

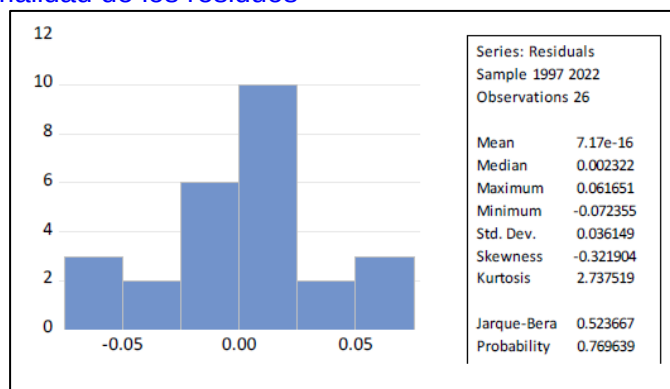


b) Prueba de correlación entre las variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test
Null hypothesis: No serial correlation at up to 2 lags

F-statistic	3.035447	Prob. F(2,20)	0.0706
Obs*R-squared	6.054385	Prob. Chi-Square(2)	0.0485

c) Prueba de normalidad de los residuos



Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información presentada por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 9, si bien se evidencia que ha cumplido con presentar la fuente de información de donde se obtuvo el PBI departamental del año 2022, en el archivo "PBI-2022-2054 AD09.xlsx" presenta un valor de PBI departamental para el año 2022 que no corresponde al valor de la fuente referida, tal como se evidencia en la figura que se presenta a continuación:

Cuadro N° 1
PERÚ: Producto Bruto Interno por Años, según Departamentos
 Valores a precios constantes de 2007 (Miles de soles)

Departamentos	2020P/	2021E/	2022E/
Amazonas	3,034,150	3,129,734	3,074,240
Ancash	18,770,139	21,491,279	21,751,039
Apurímac	6,437,777	6,593,721	6,133,984
Arequipa	26,491,442	29,989,964	31,478,366
Ayacucho	5,200,203	5,812,277	5,992,550
Cajamarca	10,316,482	11,507,718	11,939,309
Cusco	19,326,435	20,594,957	21,528,113
Huancavelica	3,284,707	3,501,268	3,462,845
Huánuco	5,444,897	5,974,351	6,192,423
Ica	15,621,323	19,590,684	20,589,844
Junín	13,870,724	15,966,218	16,340,682
La Libertad	21,239,307	23,571,322	23,926,592
Lambayeque	11,357,224	13,104,922	13,374,058
Lima	212,087,261	242,552,423	248,502,039
Prov. Const. del Callao	18,855,112	21,348,632	22,803,495
Región Lima	16,333,918	18,048,712	17,826,274
Provincia de Lima	176,898,231	202,335,179	207,872,270
Loreto	8,046,179	8,915,929	9,380,755
Madre de Dios	1,611,133	1,758,085	1,780,713
Moquegua	8,585,078	9,190,284	10,279,119
Passco	4,432,727	5,288,311	5,352,624
Piura	18,706,852	20,888,363	20,802,245
Puno	8,717,266	9,724,375	10,064,069
San Martín	5,857,760	6,297,136	6,340,869
Tacna	8,503,244	8,885,861	8,459,468
Tumbes	2,520,920	2,753,187	2,936,338
Ucayali	4,027,781	4,580,823	4,703,281

AÑO	PBI PERU Millones de Soles	Tasas %	PBI DEPARTAMENTAL Arequipa Moquegua	PBI AD09 Millones de Soles	Tasas %
1996	201,009		9,753	4,548	9,725
1997	214,028	6.5%	10,452	5,128	10,423
1998	213,190	-0.4%	10,491	4,701	10,459
1999	216,377	1.5%	10,746	5,195	10,716
2000	222,207	2.7%	11,116	5,468	11,085
2001	223,580	0.6%	10,953	5,354	10,922
2002	235,773	5.5%	11,879	6,241	11,848
2003	245,593	4.2%	12,296	6,692	12,266
2004	257,770	5.0%	12,966	7,193	12,935
2005	273,971	6.3%	13,854	7,510	13,819
2006	294,598	7.5%	14,699	7,547	14,660
2007	319,693	8.5%	16,992	7,525	16,940
2008	348,870	9.1%	18,886	7,464	18,823
2009	352,693	1.1%	19,032	6,334	18,963
2010	382,081	8.3%	20,159	8,177	20,093
2011	406,256	6.3%	21,039	8,711	20,971
2012	431,199	6.1%	22,034	7,842	21,956
2013	456,435	5.9%	22,629	8,266	22,550
2014	467,308	2.4%	22,773	7,666	22,690
2015	482,506	3.3%	23,525	7,463	23,436
2016	501,581	4.0%	29,623	7,403	29,501
2017	514,215	2.5%	30,725	8,471	30,603
2018	534,626	4.0%	31,507	9,069	31,384
2019	546,605	2.2%	31,404	8,477	31,278
2020	487,191	-10.9%	26,491	8,862	26,395
2021	552,560	13.4%	29,990	14,277	29,903
2022	567,390	2.7%	31,478	15,284	31,389
2023	573,064	1.0%			32,092
2024	586,603	2.6%			32,932
2025	605,603	3.0%			33,931
2026	623,771	3.0%			35,014
2027	642,484	3.0%			36,154
2028	661,758	3.0%			37,340
2029	681,611	3.0%			38,568
2030	702,059	3.0%			39,837
2031	723,121	3.0%			41,149
2032	744,815	3.0%			42,504
2033	767,159	3.0%			43,905
2034	790,174	3.0%			45,351
2035	813,879	3.0%			46,845

- Considerando ello, el valor del PBI del Área de Demanda 9 del año 2022 en el formato F-104 no estaría correctamente calculado conforme las indicaciones de la presente observación.
- Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que la observación era referente al valor histórico del 2022, puesto que el resto de los valores históricos del PBI del Área de Demanda 9 eran correctos en el formato F-104 y en los demás archivos de su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, SEAL como parte de su PROPUESTA FINAL ha presentado en el F-104 valores para el periodo 1996-2021 que no corresponden a los valores históricos aprobados en el PI 2021-2025 ni en su Modificatoria. Asimismo, en los archivos "PBI-2022-2054 AD09.xlsx" y workfile "ad09_pi 2025-2029.wf1" los valores históricos del periodo 1996-2021 tampoco corresponden a los valores históricos aprobados en el PI 2021-2025 ni en su Modificatoria.
- Por otro lado, se ha evidenciado que en el workfile "ad09_pi 2025-2029.wf1" los valores históricos del PBI del Área de Demanda 9 empleados en las proyecciones de la variable referida, no guardan coherencia con los valores históricos presentados en el formato F-104; tal como se evidencia en la siguiente figura:

AÑO(2)	PBI (Millones)	TASA DE CRECIM. (%)	Nº CLIENTES	TASA DE CRECIM. (%)
1996	8,724.37		145,006	
1997	10,422.87	7.18%	175,126	20.77%
1998	10,459.13	0.35%	178,257	1.79%
1999	10,715.50	2.45%	188,329	5.65%
2000	11,084.63	3.44%	192,360	2.14%
2001	10,921.89	-1.47%	208,897	8.60%
2002	11,847.70	8.48%	217,277	4.01%
2003	12,865.35	8.53%	227,583	4.56%
2004	12,534.56	-2.56%	235,178	3.35%
2005	13,819.77	10.24%	250,344	6.41%
2006	14,659.58	6.08%	261,569	4.48%
2007	16,939.86	15.55%	261,569	0.00%
2008	18,823.10	11.12%	277,808	6.31%
2009	18,962.76	0.74%	290,102	4.43%
2010	20,082.95	5.96%	305,524	5.32%
2011	20,971.13	4.37%	320,175	4.80%
2012	21,255.63	1.36%	338,696	5.76%
2013	22,550.25	6.09%	351,275	3.72%
2014	22,660.37	0.49%	367,801	4.79%
2015	23,436.41	3.42%	384,660	4.58%
2016	25,501.12	8.81%	396,103	2.97%
2017	30,502.82	19.57%	409,182	3.30%
2018	31,383.83	2.89%	421,222	2.94%
2019	31,275.46	-0.34%	436,489	3.53%
2020	26,364.66	-15.61%	443,566	1.62%
2021	29,303.37	11.29%	454,713	2.51%
2022	31,389.45	7.13%	487,021	7.13%
2023				
2024				
2025				

- Con respecto a los valores del PBI nacional del periodo 2015-2021 que fueron presentados en el formato F-104 de la PROPUESTA INICIAL de SEAL y que fueron observados por no corresponder a los valores aprobados en el PI 2021-2025 ni en su Modificatoria, en los archivos "PBI-2022-2054 AD09.xlsx" y workfile "ad09_pi 2025-2029.wf1" de la PROPUESTA FINAL de SEAL, se evidencia que no ha cumplido con actualizar los valores históricos de manera que correspondan a los valores aprobados.
- Por otro lado, la observación indica que la proyección del PBI nacional debía efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31.07.2023 a los Analistas Económicos, publicadas por el BCRP; sin embargo, se evidencia que no se han usado esas encuestas indicadas.
- Cabe señalar también que, en respuesta a la presente observación, SEAL manifiesta haber "actualizado las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el "Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: octubre 2023" elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú." Sin embargo, la fuente referida en el archivo "PBI-2022-2054 AD09.xlsx" corresponde al Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: Agosto 2023, mientras que en el ESTUDIO (archivo "ER_PIT_SEAL_Informe AD09.pdf" no se hace referencia alguna a la metodología de proyección ni a la fuente empleada. Por lo que los valores históricos y proyectados del PBI nacional empleados en la proyección de la variable PBI del Área de Demanda 9 no habrían sido actualizados conforme a lo solicitado.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

22. Variable Clientes

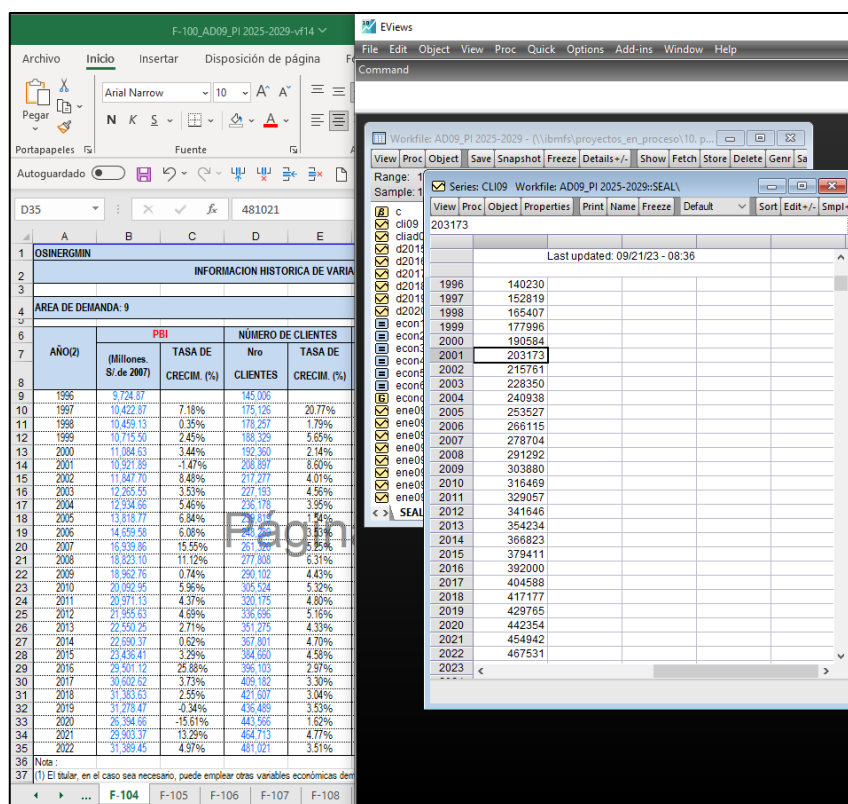
El valor de la variable Clientes del año 2022 no coincide con el de la base de datos del SICOM 2022. Por lo que SEAL debe corregir dicho valor de manera que sea coherente con la base de datos referida y actualizar los archivos correspondientes (formato F-104 y workfile).

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la PROPUESTA FINAL se ha procedido a corregir el número de clientes del área de demanda tomando como referencia la Base de datos del SICOM 2022.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se evidencia que si bien la empresa ha procedido a corregir el valor de la variable clientes del año 2022 de manera que este valor coincida con el de la base de datos del SICOM 2022; los valores históricos de dicha variable presentados en el workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1” no corresponden a los que se presentan en el formato F-104; tal como se evidencia en la siguiente figura:



Se ha evidenciado también que los valores históricos de la serie CLI09 en el workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1” presentado en la PROPUESTA FINAL (valores incorrectos), han sido empleados para estimar el modelo tendencial lineal con el cual se ha procedido a proyectar la variable CLIENTES del Área de Demanda 9, por lo que la información presentada tampoco guarda coherencia.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera absuelta parcialmente.

23. Variable Población

El valor de la variable Población del AD9 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado; ya que SEAL no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada para la obtención de los datos históricos de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Al respecto, SEAL 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 AD9 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 AD9.

Por consiguiente, SEAL debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la PROPUESTA FINAL se ha actualizado la referencia de las variables explicativas, considerando para la variable de población la referencia sugerida por Osinerghmin: INEI “Estimaciones y Proyecciones de la Población por Departamento, 1995 - 2030 Boletín De Análisis Demográfico N° 39 (octubre 2019)”.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que la empresa ha corregido el valor de la variable Población del Área de Demanda 9 del año 2022 conforme lo solicitado y ha cumplido con adjuntar la fuente de información utilizada en la obtención de los datos históricos de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda; sin embargo, se evidencia que la información consignada en el workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1” no es coherente con la información presentada en el formato F-104, tal como se observa en la siguiente figura:

The screenshot displays two windows in EViews. The left window, titled 'F-104', shows a spreadsheet with columns for 'CLIENTES', 'POBLACION', and 'OTRAS'. The right window, titled 'EViews', shows a time series plot for 'POBAD09' with a range from 1996 to 2024. The time series data shows a sharp increase in 2022, which is highlighted in the plot.

Year	TASA DE CRECIM. (%)	HABITANTES	TASA DE CRECIM. (%)	Tarifa Real cts. s/ de 2009	TASA DE CRECIM. (%)
1996	20.77%	1,022,474	1.91%	42.32	-0.54%
1997	1.79%	1,041,991	1.75%	38.99	-7.28%
1998	5.65%	1,077,230	1.60%	42.97	10.22%
1999	2.14%	1,092,755	1.44%	43.04	0.15%
2000	8.60%	1,106,118	1.22%	39.85	-7.41%
2001	4.01%	1,117,381	1.02%	38.69	-2.89%
2002	4.56%	1,127,649	0.92%	38.65	-0.12%
2003	3.95%	1,138,026	0.92%	37.10	-3.96%
2004	1.54%	1,149,514	1.02%	39.30	5.92%
2005	8.83%	1,162,089	1.08%	38.51	-2.00%
2006	5.86%	1,174,655	1.08%	33.67	-12.58%
2007	6.31%	1,187,891	1.13%	30.11	-10.56%
2008	4.43%	1,202,297	1.21%	32.48	7.65%
2009	5.32%	1,218,394	1.34%	29.67	-8.63%
2010	4.80%	1,235,647	1.42%	28.66	-3.42%
2011	5.16%	1,253,711	1.46%	29.24	2.03%
2012	4.33%	1,273,387	1.57%	28.56	-2.32%
2013	4.70%	1,295,480	1.73%	31.37	9.82%
2014	4.58%	1,320,790	1.95%	34.12	8.77%
2015	2.97%	1,350,977	2.29%	36.46	6.85%
2016	3.30%	1,385,505	2.56%	36.31	-0.39%
2017	3.04%	1,421,887	2.63%	38.04	4.75%
2018	3.53%	1,457,639	2.51%	37.73	-0.81%
2019	1.62%	1,490,275	2.24%	40.77	8.06%
2020	4.77%	1,519,359	1.95%	41.37	1.47%
2021	3.51%	1,546,546	1.79%	42.16	1.91%
2022					
2023					
2024					

Asimismo, se evidencia que los valores proyectados de la variable referida que se muestran en el archivo “Población_AD9.xlsx” no son coherentes con los valores proyectados que se presentan en la serie “POBAD09 del workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1”.

En ese sentido, SEAL no ha presentado, de manera coherente, los archivos que sustenten haber realizado las acciones solicitadas en la presente observación.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente no absuelta.

24. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD9 del año 2022 se ha construido sobre valores del IPC departamental que no corresponden a la fuente citada (INEI). Por lo anterior, SEAL debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

Respuesta

Para determinar la Tarifa Regional Real (a precios base 2009), se ha procedido a corregir el IPC publicado por el INEI, el cual está referido a precios base del 2021.

Año-mes	Arequipa	Moquegua
Ene-21	145.05	134.9
Feb-21	145.68	135.55
Mar-21	146.59	136.09
Abr-21	147.05	137.39
May-21	147.09	138.49
Jun-21	148.21	139.79
Jul-21	149.58	142.18
Ago-21	150.62	143.89
Set-21	151.32	145.19
Oct-21	152.12	146.04
Nov-21	153	147.1
Dic-21	154.21	148
Ene-22	100.36	100.7
Feb-22	100.7	101.91
Mar-22	102.02	103.41
Abr-22	103.13	103.94
May-22	104.2	103.96
Jun-22	105.28	104.34
Jul-22	106.59	105.83
Ago-22	107.27	106.44
Set-22	107.45	107.24
Oct-22	108.48	107.85
Nov-22	108.78	108.15
Dic-22	109.47	109.06

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

Finalmente, se obtuvo el valor del IPC para el año 2022 expresado a precios del año 2009, en concordancia a la serie histórica:

IPC	En base 2009	En base 2021	
	2021 (diciembre)	2022	2022 (diciembre)
Arequipa	154.21	168.81	109.47
Moquegua	148.00	161.41	109.06
AD09		168.77	109.47

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se evidencia que ha cumplido con justificar el valor de Tarifa Real consignado en el F-104 del Área de Demanda 9 del año 2022.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

25. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del año 2022 para el AD9 consignado por SEAL no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, se debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Adicionalmente, en el formato F-105, se observa que, los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD9 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución N° 081-2021-OS/CD, mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la denominación y alcance de los sistemas eléctricos para el Área de Demanda 9:

Sistemas Eléctricos del AD8	MT	BT
Arequipa	80,205	589,046
Islay	7,466	31,571
Ichuña; Puquina-Omate-Ubinas	498	4,149
Camaná, Ocoña, Caravelí; Chuquibamba; Majes-Sihuas; Repartición-La Cano; Valle de Majes	27,860	94,801
Cotahuasi, Orcopampa; Valle del Colca	1,496	8,410
Chuquibamba	15	151

Fuente: Ventas de Energía del año 2022 proveniente del SICOM (MWh).

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL de SEAL, se evidencia que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 9 del año 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras, por lo que SEAL debió tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente absuelta.

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

En el formato F-107 se observa que los valores de los estadísticos de los modelos econométricos: modelo 1, modelo 3, modelo 4 y modelo 6 no corresponden a los valores que se observan en el workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1”. Al respecto, SEAL debe corregir lo indicado.

Asimismo, en el formato F-107 se observa que SEAL ha elegido un modelo econométrico (modelo 5) en cuya ecuación se muestra una variable categórica sin mayor sustento sobre la especificación de la regresión. Se desconoce las razones del uso de una variable dicotómica D2015 para explicar el comportamiento de las ventas de energía de los usuarios regulados del AD9. Por tanto, SEAL debe especificar, reestimar y/o fundamentar la validez estadística de dicho modelo.

De la información presentada por SEAL, se observa que no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación del ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía para el AD9. Por lo que, SEAL debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda vegetativa del periodo comprendido entre el año 2023 y el 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 promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.

- Las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa a partir del año 2030 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, SEAL debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD9. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta

Una vez actualizada la información de cada una de las variables macroeconómicas se ha procedido a determinar el modelo econométrico más representativo que explica el crecimiento de las ventas reguladas del Área de Demanda 9:

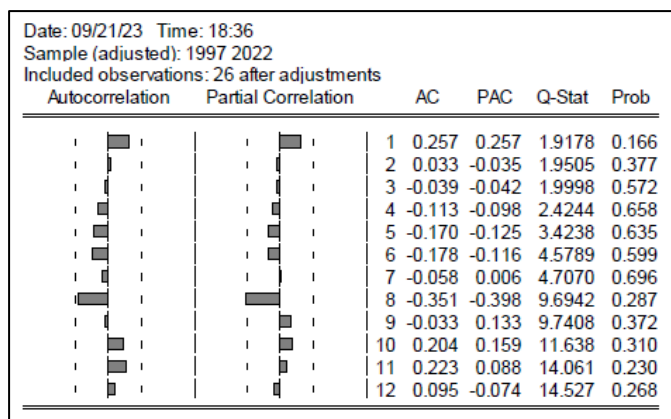
$$\text{Log(Demanda)} = f(\text{Tarifa Eléctrica}, \text{Número de Clientes}, D2015)$$

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por la Tarifa Eléctrica, el número de usuarios regulados y una variable dicotómica que representa el año (2015) donde se presentó el quiebre estructural de la serie producto de la migración de los usuarios regulados al mercado libre.

Dependent Variable: LOG(ENE09)				
Method: Least Squares				
Date: 09/21/23 Time: 18:35				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.102227	0.570978	5.433177	0.0000
LOG(TARAD09)	-0.828520	0.082166	-10.08355	0.0000
LOG(CLIAD09)	1.046408	0.032408	32.28903	0.0000
D2015	0.130936	0.055299	2.367787	0.0267
R-squared	0.985494	Mean dependent var	13.28044	
Adjusted R-squared	0.983602	S.D. dependent var	0.417192	
S.E. of regression	0.053424	Akaike info criterion	-2.885172	
Sum squared resid	0.065644	Schwarz criterion	-2.693196	
Log likelihood	42.94982	Hannan-Quinn criter.	-2.828087	
F-statistic	520.8467	Durbin-Watson stat	1.631750	
Prob(F-statistic)	0.000000			

$$\begin{aligned} \text{Log(Demanda)} &= 3.102227 - 0.828520 \times \text{Log(Tarifa Eléctrica)} \\ &+ 1.046408 \times \text{Log(Usuarios regulados)} + 0.130936 \times D2015 \end{aligned}$$

a) Prueba de correlograma de los residuos



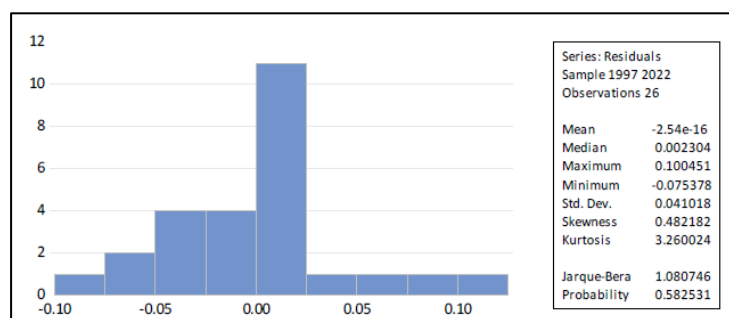
En este modelo los residuos no presentan autocorrelación, dado que las barras se encuentran dentro de las bandas de confianza, además el estadístico de Durban Watson es 1.63 y está alrededor de 2.

b) Prueba de Correlación entre las Variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test			
Null hypothesis: No serial correlation at up to 2 lags			
F-statistic	0.760996	Prob. F(2,19)	0.4809
Obs*R-squared	1.928262	Prob. Chi-Square(2)	0.3813

Para precisar la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en este modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.4809 y es mayor al 0.05, por lo que se puede sentenciar que no hay evidencia de presencia de autocorrelación.

c) Prueba de normalidad de los residuos



Aquí se determina que los residuos tienen una media igual a cero, esto es reflejado en que la probabilidad del estadístico Jarque Bera es mayor a 0.05, en base a ello se puede sentenciar que la serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal.

d) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	1.095248	Prob. F(9,16)	0.4178
Obs*R-squared	9.911658	Prob. Chi-Square(9)	0.3577
Scaled explained SS	7.306701	Prob. Chi-Square(9)	0.6052

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos tiene una varianza constante, ya que de acuerdo con el criterio de evaluación la probabilidad del F-statistic es 0.4178 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que:

- Respecto a los modelos econométricos presentados en el formato F-107, no ha cumplido con presentar los valores obtenidos de todos los modelos econométricos de manera que correspondan con los valores observados en el workfile “ad09_pi 2025-2029.wf1” conforme fue solicitado; siendo el caso también, que el formato F-107 resalta dos modelos (modelo 2 y modelo 5) y no precisa cuál es el modelo elegido.
- Por otro lado, si bien, en respuesta a esta observación hace referencia a que el modelo elegido es el modelo 5 y sustenta la inclusión de la variable categórica D2015, dicho sustento no ha sido presentado en los documentos que forman parte del ESTUDIO.
- Asimismo, se han evidenciado inconsistencias entre los resultados de las pruebas de validación presentados en respuesta a esta observación (no incluidos en el ESTUDIO) que no corresponden al modelo elegido (modelo 5) sino al modelo 2.
- Respecto a los criterios empleados para el ajuste final, se observa que ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinerghmin.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente absuelta.

27. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja “Registros” del archivo “F-100_AD09_PI 2025-2029-vf9.xlsx”, se ha observado registros de mediciones de cada 15 minutos pero que, al parecer, no habrían pasado por un proceso de depuración de datos atípicos, tal como se aprecia en la Figura 1. Al respecto, SEAL debe verificar y corregir el formato F-100 considerado lo mencionado en el presente numeral.

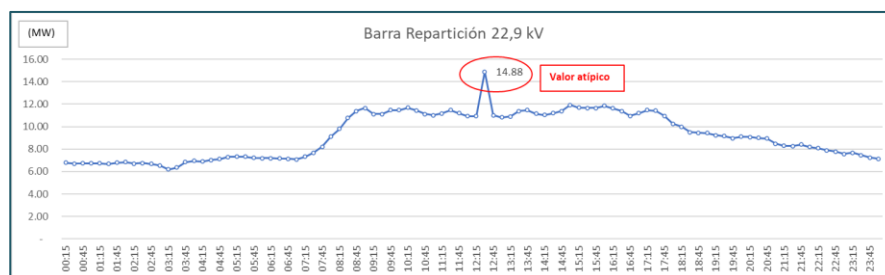


Figura 9: Registros de fecha 03/11/2022 de la barra Repartición 22,9 kV presentados por SEAL

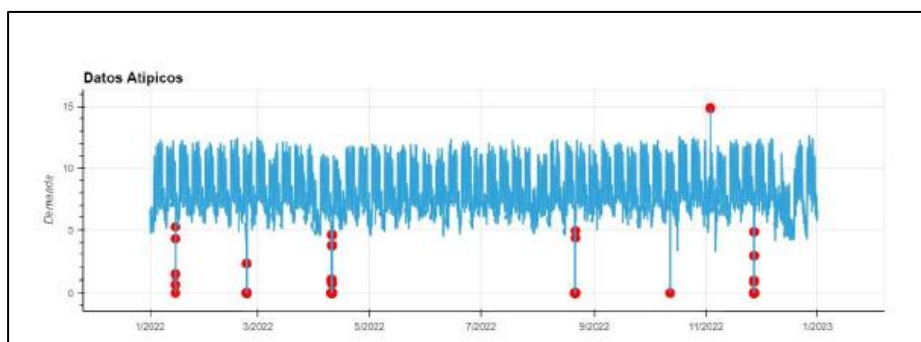
De otro lado, SEAL debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen que ser los mismos que los presentados en la

información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe de mencionarse los motivos por los cuales difieren.

Al respecto, se observa que en los formatos F-100, SEAL ha presentado registros de mediciones en las barras HUANCARAMA 22,9 kV y PUQUINA 22,9 kV pero que, en el sistema de información de Osinerghmin no aparecen reportados. Por lo que se requiere a SEAL indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO.

Respuesta

Se ha corregido y actualizado los datos atípicos de la Subestación Restitución, para ello se utilizó el criterio “Isolation Forest”. Dicho método permite identificar observaciones atípicas o anómalas en un conjunto de datos, que son puntos que difieren significativamente del resto de los datos.



Asimismo, se ha incluido los registros provenientes de los Sistemas Eléctricos de Distribución que atienden la demanda regulada desde las subestaciones Huancarama y Puquina, las cuales no se informan en la norma aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD, puesto que no se encuentran dentro de su alcance.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos, se observa que no se ha adjuntado los archivos electrónicos que permitan identificar las anomalías significativas (según lo indicado por SEAL). Asimismo, en la absolución, SEAL señala haber corregido y actualizado los datos atípicos de la Subestación Restitución, sin embargo, dicha subestación no pertenece al Área de Demanda 9.

SEAL presentó los registros de mediciones de las barras HUANCARAMA 22,9 kV y PUQUINA 22,9 kV; sin embargo, no se indica cuál es la fuente de información de dicha data.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente absuelta.

28. Nuevas demandas

En el formato F-113, SEAL ha consignado valores de FPHMS, FCP y FS puestos a mano alzada sin sustento alguno. Al respecto, SEAL debe sustentar y/o corregir el formato F-113 considerando lo mencionado en el presente numeral.

Respuesta

Se ha determinado factores de caracterización representativos según el tipo de actividad y sobre la base de los códigos de actividad de SICLI. Así, por ejemplo, se ha obtenido el FC representativo de dichas actividades económicas. En el siguiente cuadro se muestran los factores de carga obtenidos por tipo de actividad:

Actividad	Factor de carga	FPHMS	FCP	FS
Minería	0.52	0.56	0.80	0.56
Otros	0.40	0.46	0.54	0.45

Fuente: SICLI OSINERGHMIN. "Otros" incluyen varias actividades

Análisis de Osinerghmin

SEAL ha presentado el sustento de los factores de caracterización de las nuevas demandas.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

29. 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.”

SEAL en los formatos F-100 incluye 4 cargas correspondientes al último proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, SEAL debe informar el estado de avance de estas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga.

Asimismo, en los formatos F-100 ha incluido un total de 108 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado el sustento de la mayoría de ese total de nueva demanda. Por lo que debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas 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.

Es preciso indicar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de obra y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. Así también, 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 Osinerghmin.

De otro lado, en el sistema eléctrico “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigvas y Pampacolca; SEAL ha incorporado en los formatos F-100 el proyecto de “Majes Sigvas II” con una máxima demanda de 41,719 MW. Sin embargo, de acuerdo a comunicación del cliente, la máxima demanda requerida sería de 42,719 MW. Por lo que SEAL debe validar y corregir esa información. Asimismo, dada la magnitud de la demanda, se requiere a SEAL sustentar el estado actual del referido proyecto, así como presentar el cuadro de cargas que justifique esa demanda.

Respuesta

Se ha procedido a adjuntar toda la documentación de respaldo de las nuevas demandas a incorporar en el horizonte de estudio, acorde los requerimientos señalados y corrigiendo los valores consignados en el formato F-113.

No obstante, en caso de no contarse con más información y/o evidencias sobre el avance actual o real de las nuevas demandas, se considerará factores de ingreso progresivo de dichas cargas con el fin de mitigar la incertidumbre de su incorporación. Estos factores se basan en los antecedentes de tipo de cargas similares.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL 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.

Respecto a la carga del proyecto “Majes Sigvas II” solo se presenta la actualización de un cronograma de ingreso de carga, sin embargo, no se adjunta cuadro de cargas que sustente dicha magnitud requerida. Además, de acuerdo a información pública, es un proyecto que se encuentra paralizado. Al respecto, SEAL debe presentar el estado de avance actual del proyecto.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente absuelta.

30. Resumen de Proyección de Demanda

En relación al resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de sistema eléctrico, SEAL ha presentado un formato F-121 adicional, denominado “F-121 REDISTRIBUIDO”. Al respecto, SEAL debe explicar la razón de ese formato y su contenido, ya que se debe presentar conforme a lo indicado en el artículo 35 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El formato F-121 REDISTRIBUIDA representa la demanda con las cargas distribuidas a otras subestaciones. Esto debido a que las proyecciones de las demandas se realizan en máxima demanda coincidente a nivel de sistema, pero considerando el traslado de las subestaciones.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, SEAL indica la explicación del formato F-121 adicional presentado en los formatos F-100.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

31. Mapas de Densidad de Carga

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

Respuesta

En la carpeta de 01_Demanda se puede observar la carpeta de los mapas de densidad, ver subcarpeta 08 MAPAS DE DENSIDAD.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, SEAL presenta los mapas de densidad de carga en formato .ggz; sin embargo, los mapas de densidad de carga debieron ser presentados en formato AutoCAD; no cumpliendo con lo solicitado.

Conclusión

Según el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

32. Sobre los formatos de información general

SEAL como parte de su ESTUDIO ha presentado los formatos de Información General (F-001, F-002 y F-003) los cuales sirven para validar la información de las instalaciones eléctricas existentes consideradas por la empresa para su propuesta; sin embargo, se presenta información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pfd, por lo cual se requiere su corrección. Al respecto, SEAL debe presentar dichos formatos debidamente revisados.

Respuesta

Se realizó las correcciones de las instalaciones eléctricas de acuerdo a los archivos enviados por SEAL, los cuales son archivos que se presentan con el nombre de “Diagramas Unifilares”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL en los formatos F-000 presenta información incompleta; asimismo, si bien es cierto que presenta los diagramas unifilares de las subestaciones existentes estos no contienen el total de información requerida como el año de fabricación, sistema remunerativo al que pertenece, entre otras características.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente **absuelta**.

33. Sobre los formatos F-100

Los formatos F-100 contienen información incompleta, ya que por ejemplo no indica o adjunta los mapas de densidad de carga correspondientes (F-123); los cuales tampoco son mencionados en el informe de su ESTUDIO. Al respecto, SEAL debe presentar dichos formatos debidamente revisados, realizando las correcciones correspondientes y/o completando la información.

[Respuesta](#)

[Se adjunta el mapa de densidades conforme se indicó en la observación 3.1.12](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido información que indica como mapa de densidades; sin embargo, la misma se encuentra en un formato no trazable, con archivos de extensión .qgz.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

34. Sobre los formatos F-200

- a) Los formatos F-200 contienen información que no guarda relación con otros formatos del ESTUDIO, por ejemplo, la demanda de la SET Chucarapi del año 2029 entre otros años, tiene el valor de 2,63 MW (información que se inicia en la hoja de cálculo "F-120 (SET)" de los formatos F-100, archivo F-100_AD09_PI 2025-2029-vf9.xlsx); sin embargo, en la hoja F-120 (SET) incluida como parte de las hojas presentadas en los formatos F-200 (archivo F-200 AD09-V6.xlsx), y que utilizan dichos formatos F-200 en sus cálculos como el formato F-202, se consigna una demanda diferente para la SET Chucarapi en dicho año. En ese sentido, se requiere que SEAL revise y corrija la información presentada tanto en los formatos F-100 como F-200, para que los cálculos sean consistentes y se basen en la misma información producto de un cálculo anterior.

[Respuesta](#)

[El libro F-200 se encuentra vinculado con el libro F-100, hoja F-120 \(SET\).](#)

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que SEAL ha corregido la vinculación con la hoja F-120 (SET)

- b) El formato F-201 no presenta información respecto a la capacidad óptima de las SETs como parte de las inversiones en nuevas subestaciones, ya que no se consignan los criterios, metodología y resultados de la determinación de la capacidad óptima de las subestaciones propuestas a implementar como parte de su ESTUDIO. Al respecto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa incluyendo el sustento correspondiente, sobre la metodología, los criterios asumidos y los resultados de las alternativas analizadas, conforme se establece en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El criterio optado para la determinación de la capacidad de los transformadores fue la homologación de la potencia y relación de transformación en la medida de lo posible, igualmente la determinación de la capacidad responde a la atención de la demanda hasta el año 30.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que SEAL ha indicado en el formato F-201 de manera descriptiva la capacidad óptima considerada, sin realizar algún cálculo o sustento técnico que respalde su propuesta de capacidad óptima.

- c) El formato F-202 contiene información que no guarda relación con los proyectos aprobados de anteriores planes de inversiones, ya que por ejemplo no considera en sus cálculos la ampliación de la capacidad aprobada en la SET Chuquibamba. Al respecto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa incluyendo el sustento correspondiente, sobre la metodología, los criterios asumidos y los resultados de las alternativas analizadas, conforme se establece en la NORMA TARIFAS; asimismo, debe considerar las instalaciones aprobadas en anteriores planes de inversiones.

Respuesta

Se está considerando la SET Chuquibamba como parte del plan de inversiones.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado el transformador de 60/22.9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba en la modificatoria del PI 2021-2025, el cual no se había considerado en su PROPUESTA INICIAL.

- d) En el formato F-202, SEAL no ha presentado el año de fabricación de los transformadores existentes de las SET's Alto Cayma, Lambramani, Porongoche, entre otros; asimismo, no presenta algún sustento de los factores del 0,1 y 0,9 que multiplica a la demanda no coincidente (F-120 SET) en el formato F-202 para la distribución de la demanda del SET Alto Cayma en el lado de 23 y 10 kV respectivamente. Al respecto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa, y sustentar o corregir el empleo de los factores indicados según sea el caso.

Respuesta

En la hoja F-202 se muestra la fecha de fabricación de los transformadores de Alto Cayma y Lambramani y Porongoche.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que SEAL ha indicado en el formato F-202 el año de fabricación de los transformadores de las SETs Alto Cayma y Porongoche; sin embargo, en otros casos como SETs Lambramani, Corire, entre otros no consigna la información correspondiente. Por otra parte, respecto a lo observado para los factores de la SET Cayma, SEAL no incluye mayor información.

- e) En el formato F-203 relacionado a la Redistribución de la Máxima Demanda de las SETs, se indican traslados de carga que en algunos casos no son consistentes con la información presentada para una u otra SET, por ejemplo, se indica un traslado de carga de 2,12 MW (se debe tener en cuenta que, en el formato F-203 se consignan los valores de Redistribución de Máxima Demanda en potencia (MVA)) de la SET Cono Norte en 23 kV, lo cual según los datos se inicia el año 2026; sin embargo, en la SET de destino dicho traslado se aprecia con dicha carga en todo el periodo de evaluación. Al respecto, se requiere que SEAL revise y sustente los traslados de carga indicados, precisando el año de inicio del traslado para cada caso considerando las unidades de medida correspondientes, lo cual debe ser consistente con las instalaciones año a año.

Respuesta

Los traslados se hicieron tanto a nivel de máxima demanda coincidente a nivel de sistema para efectos de las simulaciones como a nivel de máxima demanda no coincidente a nivel de SET para efectos de la evaluación de la cargabilidad de las capacidades de los transformadores.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que SEAL ha indicado en el formato F-203 los traslados de carga entre subestaciones; sin embargo, existen traslados donde se indica la no inclusión de algunos usuarios libres, sin precisar el motivo o el criterio utilizado para dicha excepción.

- f) El formato F-204 relacionado a la determinación de la cantidad de nuevos alimentadores en MT para el AD 9 (archivo F-200 AD09-V6.xlsx), contiene información cuya formulación se basa en una hoja de cálculo oculta denominada 'F-203 ' (nótese el espacio), en vez del formato 'F-203' que muestra el archivo, cuyos datos contienen información con encabezados del año 2018; asimismo, el formato F-204 inicia en el año 2018.

Al respecto, SEAL debe presentar la información correcta para dicho formato, considerando que en el formato F-203 no deben existir factores de uso que superen el valor de 1, y sin emplear hojas de cálculo con datos de periodos anteriores que no corresponden a la presente propuesta de Plan de Inversiones u hojas de cálculo ocultas; en ese sentido se requiere que SEAL corrija la formulación correspondiente considerando el periodo de análisis del PI 2025-2029 según la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha verificado los cálculos y se ha retirados la hoja que hacía referencia al 2018. Se ha revisado los cálculos y se muestra el F-203 libre de sobrecargas.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado que SEAL ha realizado la corrección indicada respecto a la formulación del formato F-204 en base al formato F-203; sin embargo, existen datos respecto a la cantidad de alimentadores que no son congruentes con los alimentadores aprobados en anteriores planes de inversión como en el caso de la SET Cural, sin precisar el motivo o el criterio utilizado para dicha excepción.

- g) SEAL ha presentado diversos formatos establecidos en la NORMA TARIFAS de manera incompleta o sin información como, por ejemplo, los formatos F-205 “Selección de Alternativa Óptima”, F-206 “Parámetros Eléctricos de Futuras Líneas de Transmisión y Transformadores de Alternativa Seleccionada”, F-207 “Selección de la Selección Óptima de conductor”, F-208 “Estadística de Fallas e índices de Desempeño”, F-211 “Resumen por área de Demanda” y F-212 “Diagrama Unifilar de Alternativas”.

Al respecto, se requiere que SEAL complete y/o corrija la información presentada según corresponda teniendo en consideración lo establecido en el Artículo 37° de la NORMA TARIFAS donde se especifica el contenido de los formatos para el SER; asimismo, se requiere que adjunte el diagrama unifilar de las alternativas, de la SET propuesta y la vista de planta, incluyendo los trazos de ruta de las líneas y ubicaciones de SETs nuevas proyectadas en archivo .kmz, entre otros.

Respuesta

En el informe se muestra los trazados y las ubicaciones tentativas de los nuevos proyectos, en caso de reemplazo de transformadores no se requiere mayor información. Se adjunta también los archivos kmz.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación de los formatos incompletos, se observa que aún persisten algunos formatos con información parcial y/o errada, como por ejemplo el formato F-206, el cual contiene datos de elementos que no pertenecen a la alternativa seleccionada; asimismo, en el formato F-208 no se precisa el sustento de la capacidad óptima de los conductores seleccionados, entre otros. Por otra parte, se observa que SEAL sólo se ha limitado a indicar en el archivo .kmz una ubicación tentativa para cada nueva subestación de transmisión propuesta, sin incluir la determinación de dicha ubicación basándose en un mapa de densidad de carga.

- h) SEAL ha presentado los formatos F-209 con información incompleta e incorrecta, por ejemplo, se indican altitudes y zonas de sierra para SETs que se encuentran ubicadas en la costa; asimismo, no se muestra información de todas las SETs como por ejemplo la SET Cono Norte, en la cual se solicita un transformador 138/33 kV de 60 MVA según lo indicado en la página 44 del informe de su ESTUDIO. Al respecto se requiere que SEAL corrija y complete la información de los formatos F-209, considerando lo establecido en la NORMA TARIFAS, en base a los resultados de su análisis técnico y económico que determinen las alternativas seleccionadas.

Respuesta

Se ha retirado la SET de Cono Norte y se ha verificado la localización de cada instalación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación de la información errada e incompleta del formato F-209; SEAL no ha incluido la información faltante en la mayor parte de las subestaciones, se observa que aún persisten algunas celdas con información parcial y/o errada.

- i) SEAL presenta el formato F-210 con información incompleta, por ejemplo, no se indica el código de línea propuesto por el titular en el lugar adecuado. En ese sentido, SEAL debe completar el formato F-210.

Respuesta

Se completaron los códigos de línea conforme a la observación. En la presente versión los formatos se encuentran completos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación de la información incompleta del formato F-210; SEAL no ha incluido la información faltante respecto a los códigos de línea.

Al respecto, se requiere que SEAL revise su ESTUDIO, complete los formatos faltantes y corrija la información de los formatos, los mismos que deben estar debidamente vinculados y validados, de forma que se pueda verificar la trazabilidad de los cálculos realizados con la información que contiene la misma hoja de cálculo; y de considerar la inclusión de Anexos, estos deben ser descritos en los formatos correspondientes con la finalidad de relacionarlos correctamente.

Análisis de Osinergmin

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes, se observa que en algunos casos no se ha absuelto las observaciones, y en otros la concesionaria las ha absuelto parcialmente.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación respecto a los formatos F-200 se considera parcialmente absuelta.

35. Sobre la cantidad de celdas de alimentador

- a) SEAL presenta el requerimiento de nuevas celdas de alimentador mediante el formato F-204; sin embargo, no analiza algunas celdas de alimentador como por ejemplo las relacionadas a la SET Paucarpata. Al respecto, SEAL debe revisar su propuesta y corregir el formato F-204 considerando la información de alimentadores existentes y aprobados en anteriores planes de inversiones.
- b) El formato F-204, para el caso de las subestaciones en las cuales se está considerando nuevos Elementos, SEAL no presenta el diagrama unifilar y vistas de planta de las SETs con los Elementos existentes y la ubicación proyectada de los nuevos Elementos, lo cual permita verificar la posibilidad de su instalación. Al respecto, se requiere que SEAL incluya como parte de su sustento dicha información.

Respuesta

Se ha considerado a la subestación Paucarpata dentro de los análisis, de hecho se requiere ampliar la capacidad de la misma, con respecto a la cantidad de los alimentadores hacemos notar que los mismos para la zona periférica no responde necesariamente a la potencia prevista para alimentador sino a la topológica de las cargas, las mismas que son dispersas, por lo que se requiere alimentadores individuales.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación de la información relacionada al formato F-204; SEAL no ha incluido la información faltante correspondiente al análisis de la SET Paucarpata; asimismo, existen datos respecto a la cantidad de alimentadores que no son congruentes con los alimentadores aprobados en anteriores planes de inversión como en el caso de la SET El Cural, sin precisar el motivo o el criterio utilizado para dicha excepción.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera que no ha sido absuelta.

36. Sobre el archivo de flujo de potencia (archivos con extensión “.pfd”)

El archivo de flujo de potencia (.pfd) presenta las siguientes observaciones:

- a) El archivo (.pfd) no contiene información de todos los años correspondientes para el desarrollo progresivo de la red en cada alternativa planteada, por ejemplo, no se indica o se precisa los flujos de carga para los años 8 (2032), 10 (2034) lo cual no es consistente con lo establecido en la NORMA TARIFAS como parte del contenido del ESTUDIO.

Respuesta

Se ha considerado flujos de potencia para los años 1 al 10, luego el año 15 y el año 30 para ambas alternativas tanto para el área de demanda 8 como para el área de demanda 9.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación del archivo .pfd; SEAL ha incluido la información faltante respecto a los años del 1 al 10 y al año 30; sin embargo, no se muestra el caso para el año 15 (2039) según indica.

- b) El archivo .pfd presenta diferentes observaciones desde la demanda que no corresponde con la consignada en el flujo, como el año de ingreso que plantean; asimismo, hay valores como en el caso de las líneas y transformadores que difieren de lo consignado en el informe del ESTUDIO, entre otros.

Respuesta

Se ha revisado la consistente de la información entre lo que se presenta en los formatos, el archivo dgsilent y lo que se expone en el informe de forma que guarden coherencia.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación del archivo .pfd; SEAL ha compatibilizado las propuestas de los proyectos indicados en su Informe, respecto a los casos presentados en el archivo .pdf.

- c) En el AD 9, el archivo .pfd no guarda relación con el ESTUDIO, por ejemplo en el formato F-305 presenta un transformador para la SET Cono Norte de 138/23/10 kV y 75 MVA; sin embargo, en los archivos de flujos de potencia (.pfd), SEAL considera un transformador de potencia en 138/33 kV de 60 MVA proyectado para el año 2028 adicional al transformador existente de 33,5/22,9/10,4 KV y 25/25/25 MVA (T8-321). Al respecto, se requiere que SEAL precise su pedido aclarando la solicitud del transformador correspondiente y realizando las correcciones pertinentes en su ESTUDIO.

Respuesta

No se propone nuevas instalaciones para la SET Cono Norte. Se ha reformado la propuesta y dicha ampliación ya no es parte del proyecto.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación del archivo .pfd; SEAL ha compatibilizado las propuestas de los proyectos indicados en su Informe, respecto a los casos presentados en el archivo .pdf, por lo que ya no considera nuevas instalaciones en SET Cono Norte conforme a su propuesta final.

- d) Se observa en el archivo .pfd que en algunos años no se incluyen Elementos aprobados en anteriores planes de inversiones; asimismo, existen equipos cuyos datos difieren de los consignados en la Información General presentada. Al respecto, se requiere que SEAL realice las correcciones pertinentes en su ESTUDIO verificando los parámetros eléctricos correspondientes a sus instalaciones, e incluyendo los proyectos aprobados en los planes de inversiones.

Respuesta

Se encuentran todos los proyectos aprobados en los planes anteriores, como son las instalaciones previstas hasta el año 2025.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación del archivo .pfd; SEAL ha compatibilizado las instalaciones incluidas en el planeamiento con las que se encuentra aprobadas en anteriores planes de inversiones; tal es el caso de la SET Chuquibamba, cuyo transformador de 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado en la modificatoria del PI 2021-2025 se encuentra considerado en el análisis; sin embargo, cabe mencionar que considera en el caso de la ampliación de la capacidad de la SET Mejía un transformador que actualmente se encuentra dado de Baja que pertenecía a la SET Mollendo.

- e) SEAL ha presentado el formato F-212 de manera incompleta ya que no presenta los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30,

correspondientes a la alternativa seleccionada, tal como se establece en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, se requiere que SEAL adjunte el diagrama unifilar de las alternativas propuestas, de la SET propuesta y la vista de planta, incluyendo los trazos de ruta de las líneas y ubicaciones de SETs nuevas proyectadas en archivo .kmz, entre otros.

Respuesta

Se realizó la corrección con respecto a los años donde deben realizarse los flujos y los elementos de transmisión con los datos consignados por los formatos. Con respecto a instalaciones previstas se incluye los proyectos previstos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la observación del formato F-212; SEAL se ha limitado a presentar los diagramas de flujo de los años 2029, 2032 y 2034 como parte de la información anexa a su Informe; por otro lado, no adjunta la información relacionada a las SETs propuestas en cuanto a su emplazamiento, así como la ubicación óptima de la subestación sustentada en el mapa de densidad de cargas.

Al respecto, se requiere que SEAL revise y realice la corrección del archivo .pfd, verificando que el mismo guarde relación con el ESTUDIO y presente la información faltante.

Análisis de Osinergmin

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes, se observa que en algunos casos ha absuelto las observaciones, y en otros la concesionaria las ha absuelto parcialmente.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación respecto a los archivos de flujo de carga, se considera parcialmente absuelta.

37. Sobre las inversiones propuestas para el Sistema Eléctrico de Majes

Para solucionar el problema de niveles de tensión identificados como parte del diagnóstico del sistema eléctrico de Majes, SEAL propone como alternativa 1 en SET Majes la adición de un transformador de potencia de 138/23 kV y 75 MVA el año 2028, para reducir la carga del transformador actual y así poder suplir incremento de demanda que estima; asimismo, para solucionar el problema de niveles de tensión identificado en su diagnóstico, propone la línea de transmisión en 138 kV SET Majes- SET Corire de 32 km, el cambio de transformador a la SET Corire con transformador de potencia de 138/60/13.2 kV de 40/40/40 MVA, y la implementación de la nueva SET Yanaquigua con transformador de potencia de 60/23 kV y 10 MVA. Adicionalmente como alternativa 2, SEAL plantea la misma ampliación de capacidad en la SET Majes, y para solucionar el problema de niveles de tensión SEAL propone línea de transmisión en 138 kV SET Majes - SET Chuquibamba cuya longitud no se precisa (página 51 del informe del ESTUDIO), el cambio de transformador de la SET Chuquibamba a 138/60/23 kV de 25 MVA, y la implementación de la nueva SET Yanaquigua con la misma configuración.

Al respecto, SEAL solo presenta ambas alternativas, indicando que la alternativa seleccionada corresponde a la alternativa 1; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme

lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.

En ese sentido, se requiere que SEAL, presente alternativas adicionales a las planteadas que sean excluyentes entre sí, asimismo que realice la respectiva evaluación técnica y económica de las mismas, con la finalidad de determinar la alternativa de mínimo costo que resuelva los problemas identificados conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS; considerando los efectos que se tendría al seleccionar la línea de 138 kV planteada en su segunda alternativa, en la necesidad de variación de la alternativa que considera la nueva SET Yanaquigua; así como, el caso de la SET Chuquibamba en la que ya se tiene aprobado un transformador de 60/23 kV y 15 MVA.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido se reemplazan los proyectos mencionados en la observación por los siguientes proyectos:

- Cambio del transformador de Majes por un transformador de 138/60/23kV 75/25/50MVA.
- Banco de capacitores en la SET Chuquibamba 23kV 1x2MVAR y renovación de equipos conforme se detalla en informe técnico.

Así mismo se ha realizado el análisis técnico-económico para la selección de la mejor alternativa estos proyectos ingresaran en el año 2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a las inversiones propuestas para el Sistema Eléctrico de Majes, se evidencia que su PROPUESTA FINAL, incluye los proyectos indicados por la concesionaria; indicando de manera global el análisis económico de las alternativas seleccionadas; sin embargo, si bien presenta la evaluación económica, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

38. Sobre la ampliación de la capacidad de la SET Corire

En los formatos F-300, en el caso de la inversión solicitada para la SET Corire, SEAL considera celdas en 23 kV para dicha subestación; sin embargo, la propuesta y el actual equipamiento no considera ese nivel de tensión. Por otro lado, presenta valores de inversión de 0 (cero) como es el caso de la celda de línea transformador propuesta en 138 kV (lo cual puede observarse también en la página 61 del informe). Al respecto, SEAL debe completar y corregir el formato F-300 respecto a la información presentada.

Respuesta

Se ha reevaluado las alternativas y el proyecto Corire ya no es parte de la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a las inversiones propuestas en la SET Corire como parte de su PROPUESTA INICIAL, se verifica que dicho proyecto no ha sido considerado en su PROPUESTA FINAL.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera que ha sido absuelta.

39. Sobre la ampliación de la capacidad de la SET Chuquibamba

- a) En los formatos F-300, en el caso de la inversión solicitada para la SET Chuquibamba, considera equipamiento para región costa, por lo que debe corregir donde corresponda dada la ubicación de la SET Chuquibamba; asimismo, como gastos financieros no considera el valor porcentual correspondiente utilizando uno diferente.

Respuesta

Se ha corregido la ubicación de las instalaciones, ahora se considera la zona sierra.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la presente observación, SEAL ha corregido lo observado.

- b) En el ESTUDIO presentado por SEAL para el caso de la SET Chuquibamba, solicita un transformador de 60/23 kV de 10 MVA; sin embargo cabe mencionar que en la modificación del PI 2021-2025, a solicitud de SEAL, se aprobó un transformador 60/22,9 kV de 15 MVA, lo cual obedecía a ampliar su capacidad para la atención de la demanda futura prevista; en ese sentido, SEAL se ha limitado a informar que, con el actual transformador de 4 MVA, los nuevos requerimientos de demanda no pueden ser atendidos principalmente porque no hay disponibilidad de capacidad. En ese sentido, el análisis a realizar para los requerimientos futuros de la SET Chuquibamba debe tener en consideración el transformador aprobado en el PI 2021-2025.

Respuesta

En la presente propuesta se mantiene el proyecto de transformador de 15 MVA de Chuquibamba.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la presente observación, SEAL ha corregido lo observado, considerando el transformador 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025 para la SET Chuquibamba.

- c) SEAL como anexo al informe de su ESTUDIO, presenta un informe sobre la infraestructura de la SET Chuquibamba (página 67), en dicho informe se indica que “el equipamiento en 60 kV NO TIENE LA CAPACIDAD para cubrir la potencia nominal del nuevo transformador de potencia de 10 MVA”; manifestando que la configuración en 60 kV no es apta para un nuevo transformador de 10 MVA (página

69); sin embargo, SEAL indica que requiere un transformador de 60/23 kV de 10 MVA en lugar del transformador de 15 MVA aprobado. Al respecto, SEAL debe precisar si solicita el retiro del transformador de 15 MVA aprobado, con el sustento técnico económico correspondiente basado en un análisis de alternativas bajo el criterio de mínimo costo que lo justifique, ya que sólo se limita a indicar que requiere un transformador 60/23 kV de 10 MVA, y que recomienda en su informe implementar los equipos de maniobra, protección, medición y servicios auxiliares requeridos para la implementación del nuevo TP 60/22.9 kV- 10 MVA.

Respuesta

Se mantiene el anexo 10, en el sentido que se requiere que equipamiento nuevo para la operación del transformador de 15 MVA.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la presente observación, SEAL ha corregido lo observado, considerando el transformador 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025 para la SET Chuquibamba; asimismo, se adjunta el informe técnico respecto al estado del equipamiento actual de dicha subestación.

- d) Al existir un transformador aprobado para la SET Chuquibamba de 60/22,9 kV de 15 MVA, se requiere que SEAL evalúe una alternativa adicional con la implementación de Bancos de Capacitores para solucionar los problemas de nivel de tensión, entre otras configuraciones, y determinar si con ello se puede cubrir de manera eficiente el crecimiento de la demanda proyectada.

La propuesta que presenta SEAL que involucra la SET Chuquibamba y la nueva SET Yanaquigua se sustenta en las cargas de la Minera Yanaquigua y Minera Sol de los Andes. SEAL deberá evaluar alternativamente la conveniencia de integrar las cargas desde el sistema que parte de la SET La Huerta.

Al respecto, entre otras, se debe considerar necesariamente la alternativa actualmente aprobada, así como alternativas excluyentes entre sí, por lo que se requiere que SEAL analice alternativas y presente los resultados obtenidos; asimismo, SEAL deberá uniformizar los nombres de las SETs propuestas ya que por ejemplo, en el caso de la SET Yanaquigua en su informe se muestra con "Yanaquigua"; sin embargo, en los formatos F-300 figura como "SET Yanaquihua".

Adicionalmente, se requiere que SEAL presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, como lo es la actividad minera, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

Además, SEAL debe presentar copia de las resoluciones que otorgan la concesión minera a aquellos solicitantes de suministro eléctrico que se dediquen a la actividad minera.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido ya no se presenta el cambio de capacidad para la SET Chuquibamba y la nueva subestación Yanaquigua.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a la presente observación, SEAL ha corregido lo observado, considerando el transformador 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025 para la SET Chuquibamba; asimismo, ha retirado el proyecto de la nueva SET Yanaquigua.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el caso de la SET Chuquibamba, la concesionaria ha absuelto las observaciones, y ha descartado el proyecto de la nueva SET Yanaquigua, manteniendo la necesidad del transformador de 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025 para la SET Chuquibamba; asimismo, ha evaluado la implementación de Banco de Capacitores para solucionar los problemas de nivel de tensión.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación respecto a la SET Chuquibamba y la propuesta de nueva SET Yanaquigua se considera absuelta.

40. Sobre la ampliación de la SET La Huerta

- a) SEAL no ha presentado el sustento para elegir la alternativa de mínimo costo, toda vez que en el ESTUDIO se elige a la alternativa 1 sin presentar el resultado del análisis de alternativas ni la valorización de las mismas, que determinen que dicha alternativa corresponde a la de mínimo costo; asimismo, tampoco se presentan los archivos de cálculo que sustenten la elección. Al respecto, SEAL debe presentar el sustento correspondiente y, de ser el caso, actualizar el ESTUDIO.

Respuesta

La selección de las alternativas se encuentra en el F-205 conforme exige la norma tarifas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado dos alternativas generales, que, si bien presenta la evaluación económica en el formato F-205, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

- b) SEAL debe sustentar adecuadamente el motivo de la inversión en banco de capacitores (Módulo de Banco Capacitivo de 4 MVar - SC-023COBPF-0004) mostrado en los formatos F-300; asimismo, deberá indicar la utilización de éstos, si es por tensión o es por compensación de reactivos, incluyendo el análisis en máxima, media y mínima tensión, sustentando cada uno de los pasos, en caso sean requeridos. Adicionalmente, SEAL deberá ordenar y sustentar el requerimiento del banco solicitado para el caso de la SET Secocha propuesta, dado que se presenta

como parte de los elementos de SET La Huerta. Cabe mencionar que dicha inversión no se sustenta técnicamente en el informe del ESTUDIO.

Al respecto, SEAL deberá verificar la capacidad solicitada en los archivos .pfd y/o corregir el formato F-300 y el ESTUDIO.

Respuesta

Los bancos son necesarios para compensar los reactivos necesarios para mantener el nivel de tensión dentro del rango permitido por la NTCSE.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ya no considera como alternativa la inclusión de un Banco de Capacitores en la SET La Huerta; sin embargo, solicita un Banco de Capacitores para la nueva SET Secocha propuesta basándose en los flujos de potencia con la proyección de la demanda considerada por la concesionaria.

- c) SEAL en los formatos F-300 considera equipamiento para región de sierra, por lo que debe corregir donde corresponda dada la ubicación de la SET La Huerta; asimismo, como gastos financieros no considera el valor porcentual correspondiente utilizando uno diferente.

Respuesta

Se ha corregido y ahora los elementos se encuentran instalados la zona costa.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha corregido lo observado.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el caso de la ampliación de SET La Huerta, la concesionaria ha absuelto algunas observaciones, siendo que para el caso de la evaluación económica su absolución ha sido de manera parcial.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación respecto a la SET La Huerta se considera parcialmente absuelta.

41. Sobre la línea La Huerta – Secocha y SET Secocha

- a) SEAL propone la línea La Huerta - Secocha, la cual según el informe de su ESTUDIO corresponde a una longitud de 53 km (página 51); sin embargo, en los formatos F-300 considera una longitud distinta a la indicada en su informe. Al respecto, SEAL debe precisar la longitud correspondiente a ser considerada en base a la ubicación propuesta para la nueva SET Secocha, corrigiendo el valor utilizado según corresponda.

Respuesta

La longitud prevista de la línea de transmisión La Huerta – Secocha es de 60 km, y ello puede verificarse en el archivo kmz.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado una longitud de 60 km para el proyecto de la línea La Huerta – Secocha siendo compatibilizada con el archivo de flujo de carga y el Informe.

- b) En su ESTUDIO, SEAL propone la línea La Huerta - Secocha la cual indica será alimentada como primera alternativa por la SET Ocoña en 60 kV y plantea adicionar un transformador 138/60/33kV - 60MVA en la SET Ocoña (La Huerta), y la implementación de la SET Secocha con transformador de 60/33 kV y 25 MVA; siendo la segunda alternativa propuesta por SEAL alimentar la línea La Huerta - Secocha desde SET Ocoña en 138 kV, adicionar un transformador de 138/23 kV y 25 MVA en la SET Ocoña (La Huerta), y la implementación de la SET Secocha con transformador de 138/60/23 kV y 25 MVA; ambas alternativas motivadas, según señala, para reducir la demanda de la SET Ocoña (La Huerta).

Al respecto, el ESTUDIO no muestra un análisis detallado de ambas alternativas indicadas en el informe, y sólo se limita a indicar que la primera alternativa es la seleccionada; asimismo, no realiza un análisis sobre si implementando la ampliación de la capacidad de la SET Ocoña (La Huerta) se podría solucionar el problema de sobrecarga futura identificada por SEAL en dicha subestación. Por otro lado, no se presenta un mapa de densidad de carga que sustente la necesidad de una nueva SET Secocha, ni su ubicación óptima.

SEAL deberá presentar la información que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la SET que proponga (niveles de tensión e infraestructura adicional a cargo de SEAL y/o de la carga que será incorporada). Cabe mencionar que al respecto SEAL debe tener en consideración entre otros, lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, se requiere que SEAL presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, como lo es la actividad minera, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

En ese sentido, se requiere que SEAL remita copia de las resoluciones que otorgan la concesión minera a aquellos solicitantes de suministro eléctrico que se dediquen a la actividad minera.

De otro lado, en el ESTUDIO presentado por SEAL, se debe especificar la ubicación y/o nomenclatura actual de las SETs involucradas en el proyecto, dado que mientras que en el informe se hace mención a la nomenclatura de SET Ocoña, en los formatos de evaluación de inversión se denomina como subestación de inicio a la SET La Huerta, la cual es una subestación cuya puesta en servicio data del año 2021 con barra en 138 kV. Cabe mencionar que SET La Huerta se encuentra a unos kilómetros de SET Ocoña; en ese sentido se requiere que SEAL precise el detalle del proyecto propuesto y el análisis de alternativas correspondientes.

Respuesta

Se ha corregido y ahora los elementos se encuentran instalados la zona costa.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, como se puede observar SEAL se limita a indicar que ha realizado correcciones y considerado la instalación en zona de costa; sin embargo, en su PROPUESTA FINAL ya no considera la ampliación de SET La Huerta, y considera solamente la alternativa de implementación de SET Secocha con enlace en 138 kV o con enlace en 60 kV ambos desde SET La Huerta.

Por otro lado, se observa que SEAL ha incluido información que indica como mapa de densidades; sin embargo, la misma se encuentra en un formato no trazable, con archivos de extensión .ggz. Asimismo, se observa que SEAL sólo se ha limitado a indicar en el archivo .kmz una ubicación tentativa para cada nueva subestación de transmisión propuesta, sin incluir la determinación de dicha ubicación basándose en un mapa de densidad de carga. Sin embargo, adjunta información correspondiente a los suministros atendidos que ha permitido establecer la distribución espacial de los mismos.

- c) SEAL no ha presentado el sustento adecuado para elegir la alternativa de mínimo costo, toda vez que en el ESTUDIO se elige a la alternativa 1 sin presentar el resultado del análisis de alternativas ni la valorización de las mismas, tampoco se presentan los archivos de cálculo que sustenten la elección. Al respecto, SEAL debe presentar el sustento correspondiente y actualizar el ESTUDIO.

Respuesta

En la carpeta 02_SER se adjunta una carpeta de mínimo costos donde se ha realizado la evaluación técnica económica.



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, respecto a las inversiones propuestas en la zona de Ocoña, se evidencia que su PROPUESTA FINAL, incluye los proyectos indicados por la concesionaria, indicando de manera global el análisis económico de las alternativas seleccionadas; sin embargo, si bien presenta la evaluación económica en el formato F-205, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha

sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

Por otro lado, en la evaluación de inversiones consideradas en su PROPUESTA FINAL, aún mantiene el uso de una base de datos no vigente en el caso de la valorización de elementos de líneas.

- d) SEAL indica como parte de la información consignada en el formato F-203 que se realizará un traslado de carga el año 2028 de la SET Ocoña a la SET Secocha solicitada para el PI 2025 – 2029; al respecto se requiere precisar la demanda que se trasladaría a dicha SET, consignando la ubicación geográfica de la carga, tipo de usuario (libre o regulado), nivel de tensión y la previsión de la evolución de dicha demanda para cada año durante el periodo de estudio.

Respuesta

El traslado se realiza a nivel de MT, responde a la topología que hace conveniente el traslado de la demanda a la SET Secocha.

En la sección 5.1.3.1 Subestación Eléctrica Secocha se muestra el detalle de los alimentadores y traslado de carga que serán atendidos por la SET Secocha, los mismos que se traducen en los cálculos del formato F-203.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, en su Informe menciona que se trasladará cargas del alimentador Río Grande que proviene de la SET Ocoña; sin embargo, a pesar que muestra un diagrama de cargas puntuales que se encuentran cercanas a la ubicación propuesta para el proyecto de nueva SET Secocha, no indica el detalle de las cargas a trasladar. Sin embargo, adjunta información correspondiente a los suministros atendidos que ha permitido establecer la distribución espacial de los mismos.

- e) Las nuevas cargas en las zonas aledañas al corredor del sistema en 33 kV existente, son las que justifican, según la propuesta de SEAL, el proyecto que incluye la LT 60 kV La Huerta-Secocha y SETs asociadas. SEAL no ha evaluado como alternativa, que algunas de dichas cargas se alimenten del sistema en 33 kV existente que parte de la SET La Huerta y que llega hasta Caravelí, así como la configuración en 60 y 33 kV en el horizonte del PI 2025 - 2029. En ese sentido, se requiere que SEAL realice dicha evaluación.

Respuesta

Existe una demanda importante para la nueva SET Secocha, son más de 30 MW que no puede alimentarse con sistemas de 33 kV, que además no es sostenible en el tiempo, dado que la zona tiene una expectativa de crecimiento alta por el desarrollo de proyectos mineros. En el informe técnico se muestra los análisis realizados en MT y se puede evidenciar problemas de caída de tensión (ver sección diagnóstico).

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, en su Informe menciona que la distancia del alimentador Río Grande supera los 90 km; asimismo, dada la observación incluye en su Informe un diagrama de caída de

tensión en dicha troncal de 33 kV, evidenciando la caída de tensión debido a la extensión y la lejanía de las cargas. Asimismo, de la revisión de la información incluida en archivos adjuntos, se ha podido identificar la distribución espacial de carga que atiende dicho alimentador.

- f) Así también, se requiere que SEAL especifique la demanda que será atendida desde la SET Secocha, indicando la distribución de las cargas (reguladas y libres) en el sistema en 33 kV existente, en los reforzamientos propuestos y/o en el sistema de transmisión que resulte del análisis de sus alternativas, adjuntando el archivo kmz con el recorrido de las redes MT existentes y proyectadas.

Respuesta

En la carpeta 02_SER se adjunta una carpeta de mínimo costos donde se ha realizado la evaluación técnica económica.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL sólo se ha limitado a indicar en el levantamiento de la observación, que se adjunta una carpeta de mínimo costos donde se ha realizado la evaluación técnica; sin embargo, ello no responde a lo observado.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el caso del proyecto de la nueva SET Secocha, la concesionaria ha absuelto algunas observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación respecto a la SET Secocha se considera parcialmente absuelta.

42. Sobre la línea Intermedia Norte - Cono Norte y ampliación SET Cono Norte

- a) En el ESTUDIO, se propone la línea Intermedia Norte – Cono Norte en 138 kV como única alternativa en sus dos alternativas descritas para el Sistema Eléctrico de Arequipa, basándose en el ITC aprobado en el Plan de Transmisión 2023 - 2032 “NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, la cual iniciaría en la SET Intermedia Norte que forma parte del proyecto en mención. Según la propuesta, en la SET Cono Norte se implementaría un transformador de 138/33 kV de 60 MVA tal como se muestra en las páginas 45 y 50 de su informe.

Al respecto, en los formatos F-300, SEAL considera para el caso de la SET Cono Norte un transformador de 138/23/10 kV y con una potencia de 75 MVA; sin embargo, como se puede observar en el informe de su ESTUDIO y en los archivos de flujo de carga en formato .pdf, el transformador empleado en el análisis corresponde a uno de 138/33 kV de 60 MVA; asimismo, SEAL muestra en su informe al transformador de 75 MVA como parte del listado de Elementos para renovación de equipamiento, pese a que la SET Cono Norte tiene actualmente un transformador de 33,5/22,9/10,4 KV y 25/25/25 MVA, siendo que dicha subestación entró en servicio el año 2019.

Por lo expuesto, SEAL debe precisar en la valorización de la alternativa propuesta los Elementos correctos para la SET Cono Norte, corrigiendo y definiendo la

relación de los Elementos que forman parte del equipamiento a ser renovado de corresponder, así como los Elementos considerados como nueva inversión.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido la línea de transmisión 138 kV ya no representa una alternativa, en su reemplazo se propone la conexión en PI de la línea Cono Norte-Challapampa a Intermedia Norte. Además, se realiza una rotación de los transformadores de Parque Industrial hacia Intermedia Norte.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL para el caso del problema de tensión y atención de la demanda de la zona norte de Arequipa, ha descartado la conexión de la SET Cono Norte en 138 kV partiendo de la SET Intermedia Norte; en su lugar formula el proyecto de implementación de transformación en la barra de la SET Intermedia Norte para descargar la SET Cono Norte y realizar una conexión en PI seccionando la línea Cono Norte-Challapampa.

- b) SEAL no ha presentado en su ESTUDIO un análisis técnico económico que sustente el proyecto de mínimo costo, por lo que debe evaluar otras alternativas de configuración respecto al proyecto propuesto, ya que sólo presenta una única configuración para el mismo en las alternativas 1 y 2 del Sistema Eléctrico de Arequipa, de tal manera de realizar una comparación que sustente la alternativa elegida que involucra la ampliación de la capacidad de la SET Cono Norte y el requerimiento de la potencia propuesta para la ampliación de la misma.

Respuesta

En la carpeta 02_SER se adjunta una carpeta de mínimo costos donde se ha realizado la evaluación técnica económica.



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado dos alternativas generales, que, si bien presenta la evaluación económica en el formato F-205, esta no es trazable ya que utiliza

como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

- c) SEAL debe presentar el diagnóstico en el horizonte de 10 años que evidencie las dificultades de tensión en el sistema en 33 kV existente y luego de la distribución de las cargas con los proyectos aprobados en el PIT 2021-2025 y los proyectos ITC aprobados por el COES. Deberá además alcanzar los mapas de densidades de carga y el archivo .kmz con las redes existentes en MT con la información completa que permita el análisis y la validación de la propuesta de SEAL.

Respuesta

El crecimiento progresivo de la demanda hace que a partir del año 2030 se pierda estabilidad de tensión, lo cual no se logra solucionar con traspasos de carga, ya que se trata de sistemas radiales como las salidas de Islay hacia la curva y Chucarapi. Los traspasos de carga se realizan para el sistema de Arequipa.

En las simulaciones se considera el ingreso de los proyectos ITC en el 2028, sobre la misma se han planteado soluciones, las mismas que no serán factibles si el ITC no llega a concretarse, para ello para el avance de los proyectos que eventualmente logren ser aprobados se requiere previsibilidad sobre el avance de los proyectos el ITC en el 2026.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL sólo se limita a indicar que con el incremento progresivo de la demanda hace que a partir del año 2030 se pierda estabilidad de tensión; sin embargo, no adjunta como parte de su informe un mayor análisis respecto a un diagnóstico considerando la posibilidad de traslados de carga sustentado en su red de MT cuya información de alimentadores no ha sido adjuntada en formato .kmz.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el caso del proyecto de la SET Cono Norte, la concesionaria ha absuelto algunas observaciones con relación a la calidad de tensión. Sin embargo, no adjunta información respecto al recorrido de su red MT en el formato de archivo .kmz.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

43. Sobre las inversiones propuestas para el Sistema Eléctrico de Islay

- a) Para solucionar el problema de niveles de tensión identificados como parte del diagnóstico del sistema eléctrico de Islay, SEAL propone como alternativa 1 la construcción de una línea de transmisión en 138 kV SET Base Islay - SET Mejía de 14,6 km y la instalación de un transformador de 138/33 kV de 40 MVA en SET Mejía; asimismo, como alternativa 2 SEAL plantea incluir un tramo adicional de línea de transmisión en 138 kV SET Mejía - SET La Curva de 10,9 km y adicionalmente incluir transformadores de TP 138/33 KV de 25 MVA en SET Mejía y SET La Curva.

Al respecto, SEAL solo presenta ambas alternativas, indicando que la alternativa seleccionada corresponde a la alternativa 1; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico

conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo. Asimismo, SEAL sólo se limita como parte de la alternativa 2 a incluir un tramo adicional de línea de transmisión en 138 kV y la ampliación de la transformación de manera redistribuida. Al respecto como se puede observar de las simulaciones presentadas por SEAL, correspondiente a los archivos .pfd adjuntos a su ESTUDIO, por ejemplo, con la alternativa 1 planteada se presentan valores de tensión fuera del rango aceptable en la zona de la SET Chucarapi en años posteriores al año 2029.

En ese sentido, se requiere que SEAL, presente alternativas adicionales a las planteadas como, por ejemplo, una línea de transmisión en 138 kV SET Base Islay - SET La Curva, entre otras; asimismo que realice la respectiva evaluación técnica y económica de las alternativas, con la finalidad de determinar la alternativa de mínimo costo que resuelva los problemas identificados conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha reformulado el análisis y se presenta dos alternativas, la primera la a través de doble circuito en 33 kV desde Base Islay hasta la SET la Curva, la segunda el sistema en 138 kV. Se presenta luego en conjunto con el resto de los sistemas, el análisis técnico-económico.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL indica en su informe la propuesta de una línea en 33 kV Base Islay – La Curva doble conductor por fase de 28 kilómetros según lo indicado en la página 53 de su Informe; sin embargo, si bien presenta la evaluación económica de manera global en el formato F-205, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

- b) SEAL propone la LT 138 kV Base Islay-Mejía, sin indicar cómo quedará configurado el sistema en 33 kV existente, es decir, si la SET La Curva será alimentada en 33 kV desde Mejía, si se dará de baja la LT 33 kV Base Islay- Mejía, si se requieren o no celdas en 33 kV en la SET Mejía, etc. SEAL deberá precisar la configuración en 138 y 33 kV en el período de evaluación y en el horizonte de largo plazo para este caso. Asimismo, no analiza el requerimiento de reforzamiento del sistema de transmisión en 33 kV, por lo que deberá presentar la configuración del Sistema Eléctrico Islay en 138 y 33 kV en el horizonte del PI 2025-2029.

Respuesta

Se ha reformulado el análisis y se presenta dos alternativas, la primera la a través de doble circuito en 33 kV desde Base Islay hasta la SET la Curva, la segunda el sistema en 138 kV.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL indica en su informe la propuesta de una línea en 33 kV Base Islay – La Curva doble conductor por fase de 28 kilómetros según lo indicado en la página 53 de su Informe; sin embargo, no analiza si la actual línea de 33 kV sería

dada de baja, y la nueva configuración que propone en caso no se requiera la actual línea con el nuevo proyecto. Cabe mencionar que, como parte de los elementos de la Base de Datos de Módulos Estándares, no existen elementos de líneas de doble conductor por fase.

- c) El proyecto propuesto, indica SEAL, se justifica por el crecimiento de la demanda de clientes incorporados en las SETs de La Curva y Mejía de 1.63/5.62 MW y 1.73/4.26 MW respectivamente (2022/2034). Las SETs La Curva y Mejía (a 23 y 14 km de la SET Base Islay) están dentro del rango de alcance por distancia y potencia de la SET Base Islay en el período de 10 años, por lo que SEAL deberá evaluar la conveniencia de reforzar el sistema en 33 kV en la primera etapa y la conveniencia y configuración de la ampliación del sistema en 138 kV en el horizonte del PI 2025-2029.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido para la caída de tensión y cargabilidad de transformadores se presenta los siguientes proyectos de la nueva alternativa:

- Línea 33kv Base Islay-Mejía/ línea 138kv Base Islay-Mejía-La Curva
- Rotación de transformador Mollendo a Mejía
- Nuevo transformador 33/23/10kV-10MVA en La Curva.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado una nueva alternativa reforzando el sistema de 33 kV que parte de SET Base Islay hacia SET La Curva; asimismo, presenta una alternativa en 138 kV.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el para el Sistema Eléctrico de Islay, la concesionaria ha absuelto algunas observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

44. Sobre los transformadores en la SET Chucarapi

- a) SEAL propone la implementación de un transformador de 33/23/10 kV de 10/10/10 MVA en las SET Chucarapi, a pesar que el transformador actual de 33/10 kV de 1,5 MVA no presenta sobrecarga en el periodo de análisis, ya que, tal como se observa en la tabla 10 de la página 26 de su propuesta, el Factor de Uso en SET Chucarapi llega como máximo a 0,8 el año 2034. Al respecto, SEAL debe presentar el sustento para incrementar la capacidad de la referida subestación, toda vez que en el ESTUDIO solamente ha señalado que la razón de su propuesta se debe a problemas de caída de tensión (página 28). Asimismo, en su ESTUDIO SEAL indica que sólo se requiere nueva capacidad para la SET Mejía y para la SET La Curva.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido para la caída de tensión y cargabilidad de transformadores se presenta los siguientes proyectos de la nueva alternativa.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha descartado la ampliación de la capacidad de transformación de la SET Chucarapi, dado el planteamiento de alternativas para la solución de caída de tensión en el Sistema Eléctrico de Islay.

- b) En caso SEAL mantenga la propuesta de incrementar la capacidad de transformación de la SET Chucarapi, debe evaluar la conveniencia de implementar un transformador, teniendo en cuenta la rotación de transformadores en la zona o el cálculo de la capacidad óptima de las subestaciones. Asimismo, se requiere que como parte de las alternativas considere el aprovechamiento de las instalaciones existentes mediante la aplicación de medidas operativas alternativas que permitan solucionar el problema de tensión identificado; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

Respuesta

Se realizaron mayores análisis y se ha llegado a reformular las alternativas, en este sentido ya no se presenta un proyecto para la SET Chucarapi.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha descartado la ampliación de la capacidad de transformación de la SET Chucarapi, dada la capacidad de transformación sustentada por SEAL; asimismo, dado el planteamiento de alternativas para la solución de caída de tensión en el Sistema Eléctrico de Islay por parte de la concesionaria.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el para la SET Chucarapi, la concesionaria ha absuelto las observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera absuelta.

45. Sobre la línea Base Islay - Matarani de 138 kV

SEAL debe revisar la información incluida como parte de su ESTUDIO respecto al proyecto "LT 138 kV SET Base Islay - Matarani y SET Matarani", aprobado en el PI 2017-2021, ya que se observa que dicho proyecto no se ha contemplado como parte de los proyectos a ser considerados, tanto en el diagnóstico del sistema eléctrico, como para el planeamiento de la expansión de la red de transmisión, al no haberse incluido en gran parte de los años que comprenden el periodo en análisis, lo cual se puede observar en los archivos .pdf adjuntos a su ESTUDIO. Además, en caso se evidencie la necesidad de nuevas inversiones en el periodo 2025-2029, SEAL debe plantear nuevas alternativas técnicamente viables y analizarlas, conjuntamente con el proyecto aprobado, bajo el criterio de mínimo costo.

Al respecto SEAL debe revisar su información, corregir las instalaciones a considerar en el análisis del planeamiento, teniendo en cuenta aquellos proyectos aprobados en anteriores planes de inversiones.

Respuesta

El proyecto si se presenta en el análisis el cual tiene su variación en el archivo pfd, se puede encontrar en Network Variations: 9. Caso Base/PI 201-2025-Ejecutado/2024-Linea-Matarani

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, el archivo .pfd se observa que SEAL ha incluido el proyecto “LT 138 kV SET Base Islay - Matarani y SET Matarani”, aprobado en el PI 2017-2021.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera absuelta.

46. Sobre la línea Repartición – San Camilo de 138 kV y SET San Camilo

- a) SEAL propone la construcción de una nueva SET San Camilo la cual será alimentada desde una línea de transmisión en 138 kV conectada en la SET Repartición; asimismo, propone la instalación de un transformador de 138/23 kV y 25 MVA con sus respectivas celdas de transformadores y alimentadores en el año 2028. SEAL indica que dicha SET se construye con el fin de distribuir la carga en la SET Repartición. Al respecto, en la información de sustento de SEAL, no se aprecia sobrecarga en el transformador de 138/22,9/10 kV y 30/30/30 MVA de la SET Repartición, lo cual derive en la necesidad de trasladar carga y/o proponer la ampliación de la misma; asimismo, SEAL no ha indicado problemas de tensión en la SET Repartición.

Respuesta

El problema en la zona de San Camilo son las pérdidas y caídas de tensión que se originan en las redes de media tensión, sumado a esto el alto crecimiento que presenta la zona, es por ello que se propone una nueva subestación San Camilo. En el informe técnico se adjunta el análisis en MT (ver sección diagnostico).

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, SEAL presenta en su Informe un diagrama de caída en MT de uno de los alimentadores en 22,9 kV sustentado en la demanda presente en la zona de dicho alimentador; sin embargo, no presenta alternativas de solución en la red de distribución primaria.

- b) SEAL no sustenta el requerimiento de la SET San Camilo, por lo que deberá presentar el diagnóstico en el horizonte de 10 años que evidencie las dificultades de limitación del radio de alcance en 22,9 kV de los alimentadores existentes en la SET Repartición; así como alternativas adicionales como, por ejemplo, el seccionamiento de la LT 138 kV Repartición – Mollendo para alimentar la SET propuesta, entre otros. Además, SEAL deberá alcanzar los mapas de densidades

de carga y el archivo kmz con las redes existentes en MT con la información completa que permita el análisis y la validación de la propuesta de SEAL.

Respuesta

El problema en la zona de San Camilo son las pérdidas y caídas de tensión que se originan en las redes de media tensión, sumado a esto el alto crecimiento que presenta la zona, es por ello que se propone una nueva subestación San Camilo.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, SEAL presenta en su Informe un diagrama de caída en MT de uno de los alimentadores en 22,9 kV sustentado en la demanda presente en la zona de dicho alimentador; sin embargo, no presenta alternativas de solución en la red de distribución primaria. Asimismo, se observa que SEAL ha incluido información que indica como mapa de densidades; sin embargo, la misma se encuentra en un formato no trazable, con archivos de extensión .qgz; sin embargo, de la revisión de la información incluida en archivos adjuntos, se ha podido identificar la distribución espacial de carga que atienden los alimentadores que parten de SET Repartición.

Adicionalmente, se requiere que SEAL presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

Por lo tanto, se requiere que SEAL presente un sustento adecuado con relación al proyecto propuesto basándose en la problemática identificada como parte del diagnóstico, realizando de ser el caso de continuar con su propuesta, un análisis técnico - económico de alternativas mutuamente excluyentes para determinar la alternativa de mínimo costo que dé solución al problema identificado en su diagnóstico; así como, sustentar la ubicación de cualquier SET a proponer con los respectivos mapas de densidad de carga y los cálculos de la determinación de la ubicación óptima.

Respuesta

Al respecto, debemos de mencionar que este nuevo requerimiento ha sido gestionado hacia los titulares de las demandas nuevas, lo que nos han indicado es se encuentran en proceso administrativo y muchos de ellos no cuentan con los derechos a la fecha. Sin embargo hacemos notar que este nuevo requerimiento no forma parte de la estructura de los formatos que el Osinerghmin solicitó en el proceso de regulación, por lo que en estricto SEAL cumplió con los requerimientos para que puedan ser incluidos en las proyecciones de demanda.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, SEAL adjunta información sobre los nuevos requerimientos de demanda en la SET Repartición, observándose que en algunos casos ya se encuentran consideradas en la proyección de la demanda regulada. Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación por parte de Osinerghmin de cada solicitud de demandas nuevas e

incorporadas no consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades SEAL" en el archivo del Formato "F-100" correspondiente al Área de Demanda 9.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el para el proyecto de la SET San Camilo, la concesionaria ha absuelto parcialmente las observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

47. Sobre la renovación de equipamiento

- a) SEAL plantea Elementos a ser renovados como por ejemplo en las SET's Cono Norte y Parque Industrial (página 65); sin embargo, no sustenta la necesidad de dichas renovaciones, ya que no adjunta los informes correspondientes respecto al estado de las instalaciones; más aún si el equipamiento de estas no sería equipamiento antiguo.

Al respecto SEAL debe precisar las instalaciones a ser renovadas basada en la existencia de los Elementos a renovar, el respectivo informe técnico que sustente la antigüedad de los mismos de manera detallada y su estado operativo, así como corregir la relación de instalaciones a considerar para renovación según corresponda.

Respuesta

Se ha adjuntad un listado de las instalaciones que cumplen ya con los 30 años de operación comercial, es decir ya han cumplido con su vida útil, por lo que requieren ser reemplazados, dado que no brindan ninguna garantía de operación, aun cuando se les haya realizado el mantenimiento respectivo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha retirado de la relación de elementos a renovar los elementos de las subestaciones Cono Norte y Parque Industrial; sin embargo no precisa, como en los demás casos de su levantamiento de observaciones, la ubicación o nombre del archivo correspondiente al listado indicado, ni tampoco muestra dicho listado como parte de su informe, sin adjuntar mayor información respecto al sustento de renovación de los elementos solicitados para tal fin. Por otra parte, en el caso de la SET Chuquibamba si adjunta un informe técnico como parte de su Informe, lo cual demuestra que este tipo de información puede ser proporcionada por la concesionaria.

- b) En el caso de la SET Alto Cayma, solicita Elementos por renovación y como se puede observar en el ESTUDIO, los niveles de tensión no corresponden a los Elementos propuestos, lo cual también se evidencia en los correspondientes formatos F-300. Por otro lado, solicita en algunos casos Elementos de Sistemas de Comunicaciones sin incluir como parte de su informe un sustento de la necesidad de dicho equipamiento catalogado como renovación. Cabe mencionar que los Elementos a renovar corresponden a aquellas instalaciones equivalentes que se encuentran en servicio, ya que, de lo contrario, se deben solicitar como inversión en Elementos nuevos con el respectivo sustento. Al respecto, SEAL debe precisar

los Elementos solicitados por renovación, corregir lo correspondiente en su ESTUDIO y formatos anexos.

Respuesta

Se ha revisado y corregido lo que corresponda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL se limita a indicar que ha revisado y corregido en lo que corresponde; sin embargo, no ha adjunto mayor información respecto al sustento de renovación de varios de los elementos solicitados.

- c) Respecto a las solicitudes de renovación de equipamiento se limita a presentar imágenes fotográficas de las placas de algunos equipos que forman parte de la SET; sin embargo, no incluye los respectivos informes técnicos con lo cual sustente la necesidad de renovación para cada caso basados en reportes de mantenimiento o pruebas realizadas al equipamiento, adicionalmente en el caso de la SET Mollendo no incluye información alguna que sustente los Elementos solicitados por renovación.

Respuesta

La afirmación del Osinergmin justificaría el uso temerario de instalaciones que según normas de fabricación garantizan su uso a 25-30 años, que si bien pueden operar con mantenimiento respecto, los mismos estructuralmente ya cumplieron su vida útil, el uso de los mismos es un riesgo para la empresa por lo que solicitamos que el Osinergmin considere la renovación de los mismos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL se limita a indicar que las normas de fabricación garantizan su uso a 25-30 años; es decir, esto puede variar dependiendo del equipo y fabricante del mismo, así como la norma con el cual el equipo fue fabricado. En vista de ello, es que se solicita la respectiva información técnica con la cual la concesionaria pueda sustentar el estado de dicho equipamiento, así como la necesidad de renovación; sin embargo, no ha adjunta mayor información respecto al sustento de renovación de los elementos solicitados para tal fin.

Por otra parte, a modo de ejemplo se puede apreciar que en el caso de la SET Chuquibamba, SEAL adjunta un informe técnico que sustenta las características del actual equipamiento de dicha subestación y sus condiciones, lo cual demuestra que es posible brindar dicha información por parte de la concesionaria.

En ese sentido, SEAL debe presentar como parte de su ESTUDIO, el sustento de sus pedidos de renovación de equipamiento, con informes técnicos que contengan los datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, adjuntando el correspondiente diagrama unifilar y esquema o plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos a renovar, entre otros, de forma específica para cada equipo, así como tener en consideración los Elementos ya aprobados en planes anteriores.

Es importante señalar que a pesar de que las instalaciones tengan más de 30 años no significa una renovación o cambio de manera automática, sino hasta que la empresa considere y sustente la no posibilidad de seguir operando dichas instalaciones. Además, según el artículo 31, literal c) del Decreto Ley N°25844 (LCE), se establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En ese sentido, se requiere indicar los motivos por los cuales se necesita renovar los equipos.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a lo observado para el sustento de la renovación del equipamiento, la concesionaria ha absuelto parcialmente las observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

48. Relación de Instalaciones Existentes cuyas Bajas se prevén

- a) SEAL, no realiza una evaluación que permita identificar los Elementos cuya Baja se prevé como parte del planeamiento efectuado. Al respecto, SEAL debe realizar dicha evaluación consignando en caso se requiera el listado de los Elementos cuya Baja correspondería.

Respuesta

Se ha evaluado los elementos existentes y en el informe se muestra el elemento de baja.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido como parte de la Baja los elementos a ser renovados indicados en la sección 9 de su Informe; asimismo, menciona que dará de Baja un transformador de reserva de 33/10 kV y 20 MVA. Sin embargo, ante la propuesta de un nuevo enlace en 33 kV o 138 kV para la transmisión entre Base Islay y La Curva, no presenta una evaluación de la posibilidad de Baja ante la entrada de los proyectos propuestos.

- b) Se requiere que SEAL evalúe su SST en 33 kV y proponer las Bajas de las líneas de transmisión (incluye celdas) que ya no resultan o resultarían necesarios, producto del planeamiento realizado dado que se viene desarrollando el anillo en el nivel de 138 kV. Cabe mencionar que, hay líneas de transmisión que se encuentran operando normalmente abiertas, tal como se observa en el diagrama unifilar del SEIN elaborado por el COES.

Respuesta

Se adjunta en el Anexo 1 el análisis en 33 kV.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido como parte de sus anexos el archivo Anexo 2- Análisis sistema 33 kV.ppt; mediante el cual sustenta con flujo bajo contingencia de algunos elementos de transmisión la necesidad de mantener las líneas en 33 kV.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a la relación de instalaciones existentes cuyas Bajas se prevén, la concesionaria ha absuelto parcialmente las observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

49. Solicitud de transformadores de reserva

SEAL propone incluir en el PI 2025 - 2029 la instalación de un transformador de reserva 60/22,9/13,2 kV de 25 MVA; sin embargo, no se evidencia como parte de su ESTUDIO una evaluación técnica y económica respecto a la necesidad del transformador de reserva.

Al respecto se requiere que SEAL presente el sustento necesario para el análisis de esta solicitud, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN; asimismo, se requiere que presente el listado de los transformadores que actualmente SEAL tiene en reserva y su condición operativa, incluyendo el histórico de fallas de su parque de transformadores.

Respuesta

Los cálculos y resultados sobre transformador de reserva se encuentran en la carpeta "Informe de Transformadores de Reserva".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se advierte que SEAL sustentó su solicitud de reserva de transformación en 33MT, 33MTMT en base a los criterios y metodología definidos en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN; sin embargo, propuso la aprobación de un (1) transformador de reserva de 60/23/10 kV – 25 MVA, sin incluir ningún sustento.

Asimismo, se observa que SEAL ha incluido la información correspondiente a los transformadores de manera parcial; ya que por ejemplo no precisa la ubicación del transformador de reserva que se viene remunerando en el AD9, ni define el estado operativo de cada transformador (operativo/reserva/disponible).

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

Costos de Inversión

50. Sobre la valorización de las Inversiones

- a) SEAL presenta en el ESTUDIO (páginas 60 al 63), los resultados de la valorización del PI 2025-2029 de las AD 8 y AD 9, observándose que varios montos de inversión no tienen sustento, toda vez que, los formatos F-300 que deben sustentar dichos montos no se encuentran correctamente vinculados, con lo cual, no es posible validar la información. Además, SEAL no utiliza la Base de Datos de Módulos

Estándares de Inversión, aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización de conformidad con la Base de Datos vigente y presentar los formatos F-300 debidamente vinculados.

Respuesta

En la presente versión todos los formatos se encuentran debidamente vinculados, además se han actualizado los módulos estándares conforme a la última resolución del 2023.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL para el caso de elementos de subestaciones ha corregido la información ya que utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión vigente; sin embargo, aún mantiene el uso de una base de datos no vigente en el caso de la valorización de elementos de líneas.

- b) SEAL presenta en el ESTUDIO (páginas 60 al 63), casos de valorizaciones de Elementos que corresponden a Sistemas de Comunicaciones sin presentar ningún sustento de los mismos; asimismo, existen casos donde no presenta la valorización como por ejemplo en el caso de la SET Cocachacra.

Respuesta

Se han considerado los sistemas de comunicaciones porque son parte de la operación de los sistemas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido como parte de la valorización de elementos, elementos de Sistemas de Comunicaciones, tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones existentes sin indicar mayor sustento.

Conforme a lo expuesto en los párrafos precedentes respecto a la valorización de inversiones, la concesionaria ha absuelto parcialmente las observaciones.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta respecto a la utilización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión; sin embargo, respecto al sustento de Sistemas de Comunicaciones, esta observación se considera no absuelta.

51. Sobre el costo de los terrenos

En el formato F-302, SEAL propone el costo de terreno para las nuevas subestaciones sin ningún sustento o fuente de referencia. Al respecto, se requiere que SEAL presente dicho sustento, el mismo que puede ser, por ejemplo, minutas de compra-venta, informes de tasación, entre otros en caso cuente con ellos. En su defecto, especificar si el terreno para las nuevas instalaciones propuestas será propio o será adquirido, donado o en sesión de uso para cada caso.

Respuesta

Se ha encargado un estudio para la cotización de los terrenos donde se instalarían las subestaciones y ese adjuntan en la siguiente carpeta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido la información correspondiente.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera absuelta.

52. Sobre los Costos Incrementales de Telecomunicaciones

SEAL en el informe que presenta como parte de su ESTUDIO solicita Módulos de Telecomunicaciones para la SET Cocachacra, SET Chucarapi, SET Majes y SET Repartición, lo cual no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS, ya que, se trata de subestaciones existentes. Al respecto, SEAL debe revisar su ESTUDIO y corregir donde corresponda, o, en caso contrario, explicar los motivos para dicha consideración presentando el sustento técnico y legal correspondiente.

Respuesta

En algunos casos se viene solicitando elementos nuevos en las subestaciones existente para los cuales se solicita los costos adicionales de centro de control.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL mantiene su requerimiento de costos adicionales de centro de control para subestaciones existentes, lo cual no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS; asimismo, no adjunta algún sustento para tal fin.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera no absuelta.

53. Sobre los Costos Incrementales de Servicios Auxiliares y Obras Comunes

SEAL solicita para el caso de subestaciones existentes, Módulos de Servicios Auxiliares y Obras Comunes. Al respecto, SEAL debe tener en cuenta el numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS, que establece que, para el caso de SETs nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes, no aplica este criterio. En ese sentido, SEAL debe revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Se considera los costos de los servicios auxiliares en subestaciones donde se proponen cambios o ampliaciones.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL considera en algunos casos donde propone rotación de transformador de los mismos niveles de tensión en subestaciones existentes como el caso de SET Mejía, costos comunes correspondiente a los niveles de tensión existente; sin embargo, no sustenta el requerimiento de dichos costos comunes.

Conclusión

Por lo tanto, la presente observación se considera no absuelta.

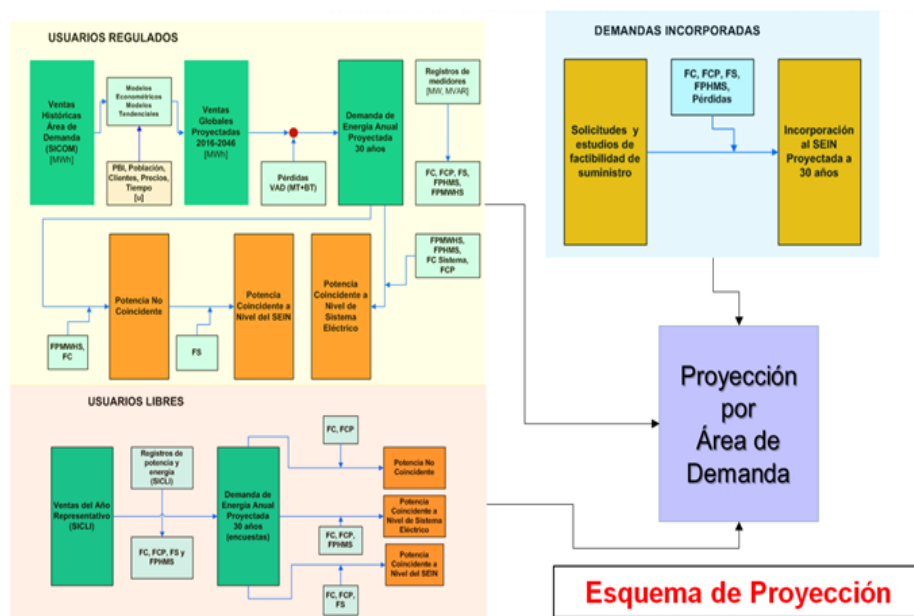
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura N° 1: Flujograma del Proceso de Plan de Inversiones



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

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

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 9 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 9 correspondiente al 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 9 del 2022 se calculó ponderando el PBI departamental con las ventas de energía en esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 9 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 9 correspondiente al 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 9 se calculó mediante ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 9 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 9 del Año Representativo se obtuvo a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinerghmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 9.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 9 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 9 correspondiente al 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 9. Luego, la tarifa promedio se dividió entre el IPC departamental para obtener la Tarifa Real. El IPC fue 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 9 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 explica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 9, en ella se observa que este se encuentra ligado únicamente a la variable tiempo, en una regresión del tipo tendencial lineal. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 94,09%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 9

Dependent Variable: PBI09				
Method: Least Squares				
Date: 10/05/23 Time: 09:20				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7251.297	714.1718	10.15344	0.0000
@TREND	940.3232	47.12526	19.95370	0.0000
R-squared	0.940919	Mean dependent var		19475.50
Adjusted R-squared	0.938556	S.D. dependent var		7694.338
S.E. of regression	1907.263	Akaike info criterion		18.01591
Sum squared resid	90941337	Schwarz criterion		18.11190
Log likelihood	-241.2148	Hannan-Quinn criter.		18.04446
F-statistic	398.1502	Durbin-Watson stat		0.829834
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 9 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 2,14%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 9

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	31 361,77	-
2023	32 640,02	4,1%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2024	33 580,35	2,9%
2025	34 520,67	2,8%
2026	35 460,99	2,7%
2027	36 401,32	2,7%
2028	37 341,64	2,6%
2029	38 281,96	2,5%
2030	39 222,29	2,5%
2031	40 162,61	2,4%
2032	41 102,93	2,3%
2033	42 043,26	2,3%
2034	42 983,58	2,2%
2035	43 923,90	2,2%
2036	44 864,23	2,1%
2037	45 804,55	2,1%
2038	46 744,87	2,1%
2039	47 685,20	2,0%
2040	48 625,52	2,0%
2041	49 565,84	1,9%
2042	50 506,17	1,9%
2043	51 446,49	1,9%
2044	52 386,81	1,8%
2045	53 327,13	1,8%
2046	54 267,46	1,8%
2047	55 207,78	1,7%
2048	56 148,10	1,7%
2049	57 088,43	1,7%
2050	58 028,75	1,6%
2051	58 969,07	1,6%
2052	59 909,40	1,6%
2053	60 849,72	1,6%
2054	61 790,04	1,5%
		2,14%

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 9

Dependent Variable: CLI09 Method: Least Squares Date: 10/05/23 Time: 09:04 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	140230.4	3874.195	36.19601	0.0000
@TREND	12588.47	255.6422	49.24253	0.0000
R-squared	0.989795	Mean dependent var		303880.5
Adjusted R-squared	0.989387	S.D. dependent var		100431.6
S.E. of regression	10346.40	Akaike info criterion		21.39785
Sum squared resid	2.68E+09	Schwarz criterion		21.49384
Log likelihood	-286.8710	Hannan-Quinn criter.		21.42640
F-statistic	2424.827	Durbin-Watson stat		0.310907
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 9 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,87%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 9

Año	Clientes	Δ%
2022	481 021	-
2023	480 119	-0,2%
2024	492 708	2,6%
2025	505 296	2,6%
2026	517 884	2,5%
2027	530 473	2,4%
2028	543 061	2,4%
2029	555 650	2,3%
2030	568 238	2,3%
2031	580 827	2,2%
2032	593 415	2,2%
2033	606 004	2,1%
2034	618 592	2,1%
2035	631 181	2,0%
2036	643 769	2,0%
2037	656 358	2,0%
2038	668 946	1,9%
2039	681 535	1,9%
2040	694 123	1,8%
2041	706 711	1,8%
2042	719 300	1,8%
2043	731 888	1,8%
2044	744 477	1,7%
2045	757 065	1,7%
2046	769 654	1,7%
2047	782 242	1,6%
2048	794 831	1,6%

Año	Cientes	Δ%
2049	807 419	1,6%
2050	820 008	1,6%
2051	832 596	1,5%
2052	845 185	1,5%
2053	857 773	1,5%
2054	870 362	1,5%
		1,87%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 9 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 9 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,73%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 9

Año	Población	Δ%
2022	1 546 532	-
2023	1 571 703	1,6%
2024	1 597 284	1,6%
2025	1 623 281	1,6%
2026	1 647 339	1,5%
2027	1 671 753	1,5%
2028	1 696 529	1,5%
2029	1 721 673	1,5%
2030	1 747 189	1,5%
2031	1 778 617	1,8%
2032	1 810 609	1,8%
2033	1 843 178	1,8%
2034	1 876 332	1,8%
2035	1 910 082	1,8%
2036	1 944 440	1,8%
2037	1 979 416	1,8%
2038	2 015 021	1,8%
2039	2 051 266	1,8%
2040	2 088 163	1,8%
2041	2 125 724	1,8%

Año	Población	Δ%
2042	2 163 961	1,8%
2043	2 202 885	1,8%
2044	2 242 510	1,8%
2045	2 282 848	1,8%
2046	2 323 911	1,8%
2047	2 365 712	1,8%
2048	2 408 266	1,8%
2049	2 451 585	1,8%
2050	2 495 684	1,8%
2051	2 540 575	1,8%
2052	2 586 274	1,8%
2053	2 632 796	1,8%
2054	2 680 154	1,8%
		1,73%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 9 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, interpretándose como que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4216 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.

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

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

Donde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo.

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo.

h: Número de horas del Año Representativo.

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 del Área de Demanda 9 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. Mediante el coeficiente de determinación (R^2) se evalúa el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 9

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)		0,8840	0,8881	0,8039	0,9217	0,9815	0,8789
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	8,94	237,08	0,58	4,99	13,21	139,33
	Prob.	0,0000	0,0000	0,5695	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	13,81	14,08	10,12	7,53	-1,49	13,47
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1499	0,0000
Variable 3	Valor				-3,40	7,31	
	Prob.				0,0024	0,0000	
Variable 4	Valor					-8,61	
	Prob.					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		190,59	198,34	102,51	141,22	406,11	181,36
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 de PROPUESTA Osinerghmin

En la Tabla N° 5 se muestra los valores de las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,08%.

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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	993 350,55	1 114 995,03	858 562,85	904 148,53	785 180,39	891 891,95
2023	1 021 090,87	1 171 613,79	867 639,98	909 656,97	723 883,63	907 099,95
2024	1 048 831,19	1 231 107,61	876 398,54	913 518,59	648 128,12	922 020,01
2025	1 076 571,51	1 293 622,49	884 860,15	915 733,41	556 998,70	936 667,23
2026	1 104 311,83	1 359 311,84	893 044,28	916 301,43	449 580,24	951 055,45
2027	1 132 052,15	1 428 336,86	900 968,55	915 222,64	324 957,61	965 197,39
2028	1 159 792,47	1 500 866,92	908 648,96	912 497,04	182 215,66	979 104,78
2029	1 187 532,79	1 577 080,02	916 100,07	908 124,63	20 439,24	992 788,44
2030	1 215 273,11	1 657 163,17	923 335,17	902 105,42	-161 286,77	1 006 258,39
2031	1 243 013,43	1 741 312,89	930 366,44	894 439,41	-363 877,52	1 019 523,93
2032	1 270 753,76	1 829 735,68	937 205,04	885 126,58	-588 248,14	1 032 593,73
2033	1 298 494,08	1 922 648,53	943 861,27	874 166,95	-835 313,78	1 045 475,85
2034	1 326 234,40	2 020 279,43	950 344,58	861 560,51	-1 105 989,58	1 058 177,82
2035	1 353 974,72	2 122 867,98	956 663,74	847 307,27	-1 401 190,67	1 070 706,67
2036	1 381 715,04	2 230 665,90	962 826,86	831 407,22	-1 721 832,20	1 083 069,02
2037	1 409 455,36	2 343 937,74	968 841,45	813 860,37	-2 068 829,31	1 095 271,06
2038	1 437 195,68	2 462 961,45	974 714,51	794 666,70	-2 443 097,13	1 107 318,60
2039	1 464 936,00	2 588 029,11	980 452,55	773 826,23	-2 845 550,80	1 119 217,14
2040	1 492 676,32	2 719 447,63	986 061,63	751 338,96	-3 277 105,47	1 130 971,84
2041	1 520 416,64	2 857 539,50	991 547,42	727 204,88	-3 738 676,27	1 142 587,58
2042	1 548 156,96	3 002 643,59	996 915,23	701 423,99	-4 231 178,34	1 154 068,97
2043	1 575 897,28	3 155 115,97	1 002 170,03	673 996,29	-4 755 526,83	1 165 420,38
2044	1 603 637,60	3 315 330,81	1 007 316,47	644 921,79	-5 312 636,87	1 176 645,93
2045	1 631 377,92	3 483 681,26	1 012 358,93	614 200,48	-5 903 423,60	1 187 749,56
2046	1 659 118,25	3 660 580,45	1 017 301,54	581 832,37	-6 528 802,16	1 198 734,98
2047	1 686 858,57	3 846 462,46	1 022 148,17	547 817,45	-7 189 687,69	1 209 605,73
2048	1 714 598,89	4 041 783,45	1 026 902,48	512 155,72	-7 886 995,33	1 220 365,19
2049	1 742 339,21	4 247 022,72	1 031 567,91	474 847,19	-8 621 640,23	1 231 016,55
2050	1 770 079,53	4 462 683,91	1 036 147,74	435 891,85	-9 394 537,51	1 241 562,89
2051	1 797 819,85	4 689 296,24	1 040 645,04	395 289,70	-10 206 602,32	1 252 007,11
2052	1 825 560,17	4 927 415,80	1 045 062,74	353 040,75	-11 058 749,80	1 262 352,00
2053	1 853 300,49	5 177 626,93	1 049 403,61	309 144,99	-11 951 895,09	1 272 600,23
2054	1 881 040,81	5 440 543,63	1 053 670,27	263 602,43	-12 886 953,32	1 282 754,34
	2,02%	5,08%	0,64%	-3,78%		1,14%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de la demanda únicamente 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 considera en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación de regresión potencial donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, TARIFA REAL, POBLACIÓN, y una variable dicotómica llamada D2015. Esta última 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 (en MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7 (seleccionado)
ECUACIÓN:	VENTAS C PBIA09 CLIENTE D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA) LOG(POBLACION) AR(1)	VENTAS C TARIFA CLIENTES D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA09(-1)) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) LOG(POBLACION) D2015
R ²	0,9852	0,9881	0,9862	0,9867	0,9855	0,9125	0,9794
ESTADÍSTICO F:							
Valor	280,24	457,34	391,81	310,69	520,85	76,45	260,98
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	0,55	5,71	-1,44	1,49	5,43	-0,03
	Prob.	0,5901	0,0000	0,1634	0,1513	0,0000	0,9768
Variable 2	Valor	1,66	2,20	-2,15	-2,07	-10,08	0,62
	Prob.	0,1117	0,0383	0,0430	0,0508	0,0000	0,5446
Variable 3	Valor	2,49	5,02	3,22	3,90	32,29	2,05
	Prob.	0,0211	0,0001	0,0039	0,0008	0,0000	0,0523
Variable 4	Valor	2,16	-10,20	10,91	0,73	2,37	1,30
	Prob.	0,0426	0,0000	0,0000	0,4721	0,0267	0,2077
Variable 5	Valor	12,57	2,95	2,78	11,50		3,02
	Prob.	0,0000	0,0075	0,0108	0,0000		0,0063
Variable 6	Valor	3,8745			3,60		
	Prob.	0,0009			0,0017		

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia los valores de las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054, según los siete modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 7, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,88%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 9 (MWh)

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2022	855 372	878 846	785 275	864 382	884 866	1 036 775	881 500
2023	863 574	887 206	811 396	863 174	883 130	1 046 507	914 249
2024	885 136	911 165	838 300	884 224	907 374	1 080 226	942 850
2025	906 664	935 126	866 011	905 254	931 647	1 111 634	971 970
2026	928 160	959 087	892 134	926 264	955 948	1 143 128	1 000 128
2027	949 625	983 049	918 962	947 256	980 277	1 174 705	1 028 746
2028	971 062	1 007 012	946 517	968 232	1 004 633	1 206 365	1 057 836
2029	992 470	1 030 976	974 820	989 193	1 029 014	1 238 106	1 087 410
2030	1 013 853	1 054 941	1 003 891	1 010 139	1 053 422	1 269 925	1 117 478
2031	1 035 211	1 078 907	1 039 860	1 031 074	1 077 854	1 301 822	1 151 794
2032	1 056 546	1 102 875	1 077 042	1 051 996	1 102 311	1 333 795	1 186 842
2033	1 077 859	1 126 843	1 115 480	1 072 908	1 126 792	1 365 842	1 222 644
2034	1 099 151	1 150 812	1 155 215	1 093 810	1 151 297	1 397 962	1 259 215
2035	1 120 424	1 174 782	1 196 293	1 114 703	1 175 825	1 430 154	1 296 575

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2036	1 141 678	1 198 753	1 238 760	1 135 587	1 200 375	1 462 417	1 334 744
2037	1 162 914	1 222 726	1 282 664	1 156 464	1 224 948	1 494 749	1 373 739
2038	1 184 134	1 246 699	1 328 055	1 177 334	1 249 543	1 527 149	1 413 581
2039	1 205 338	1 270 674	1 374 981	1 198 198	1 274 159	1 559 617	1 454 289
2040	1 226 526	1 294 649	1 423 498	1 219 056	1 298 797	1 592 150	1 495 883
2041	1 247 701	1 318 625	1 473 661	1 239 908	1 323 455	1 624 748	1 538 384
2042	1 268 863	1 342 603	1 525 525	1 260 756	1 348 134	1 657 410	1 581 814
2043	1 290 011	1 366 581	1 579 147	1 281 598	1 372 832	1 690 135	1 626 191
2044	1 311 148	1 390 561	1 634 592	1 302 437	1 397 550	1 722 922	1 671 540
2045	1 332 274	1 414 541	1 691 920	1 323 272	1 422 288	1 755 769	1 717 882
2046	1 353 389	1 438 523	1 751 194	1 344 104	1 447 045	1 788 677	1 765 238
2047	1 374 493	1 462 505	1 812 483	1 364 932	1 471 821	1 821 644	1 813 632
2048	1 395 588	1 486 489	1 875 857	1 385 757	1 496 615	1 854 669	1 863 088
2049	1 416 674	1 510 473	1 941 386	1 406 580	1 521 427	1 887 752	1 913 628
2050	1 437 752	1 534 459	2 009 146	1 427 400	1 546 257	1 920 892	1 965 278
2051	1 458 821	1 558 445	2 079 210	1 448 217	1 571 105	1 954 087	2 018 060
2052	1 479 882	1 582 432	2 151 661	1 469 033	1 595 971	1 987 338	2 072 002
2053	1 500 937	1 606 421	2 226 581	1 489 847	1 620 853	2 020 643	2 127 128
2054	1 521 984	1 630 410	2 304 052	1 510 659	1 645 753	2 054 002	2 183 465
	1,82%	1,95%	3,42%	1,76%	1,96%	2,16%	2,88%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 7), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 97,94%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test “t” y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test “F”. Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 9

Dependent Variable: LOG(ENE09) Method: Least Squares Date: 10/05/23 Time: 12:07 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.931354	4.560243	-0.642807	0.5270
LOG(PBIAD09)	0.491342	0.172668	2.845588	0.0094
LOG(TARAD09)	-0.892514	0.122462	-7.288110	0.0000
LOG(POBAD09)	1.043609	0.459779	2.269807	0.0334
D2015	0.203107	0.067198	3.022537	0.0063
R-squared	0.979360	Mean dependent var		13.28044
Adjusted R-squared	0.975608	S.D. dependent var		0.417192
S.E. of regression	0.065157	Akaike info criterion		-2.458446
Sum squared resid	0.093401	Schwarz criterion		-2.218476
Log likelihood	38.18902	Hannan-Quinn criter.		-2.387090
F-statistic	260.9756	Durbin-Watson stat		1.218706
Prob(F-statistic)	0.000000			

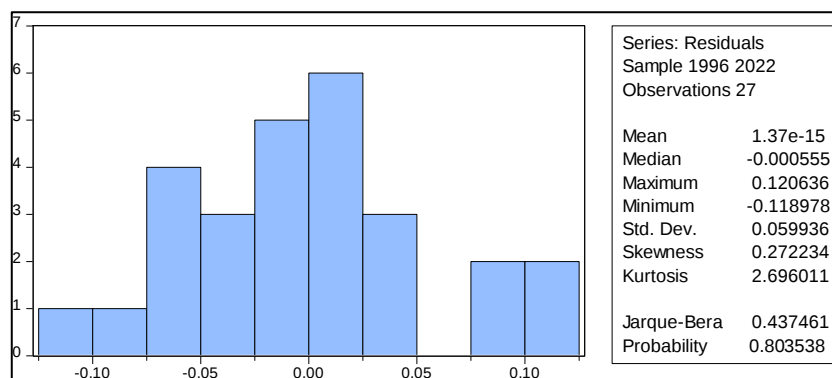
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico empleado en las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 9 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 $> 5\%$ (80,35%).

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 $> 5\%$ (66,05%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.608892	Prob. F(4,22)	0.6605	
Obs*R-squared	2.691173	Prob. Chi-Square(4)	0.6108	
Scaled explained SS	1.515159	Prob. Chi-Square(4)	0.8240	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 21:06				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.196829	0.162169	1.213731	0.2377
LOG(PBIAD09)^2	0.000581	0.000624	0.930492	0.3622
LOG(TARAD09)^2	0.000112	0.001217	0.091987	0.9275
LOG(POBAD09)^2	-0.001280	0.001165	-1.098701	0.2838
D2015^2	-0.003037	0.004886	-0.621593	0.5406
R-squared	0.099673	Mean dependent var	0.003459	
Adjusted R-squared	-0.064023	S.D. dependent var	0.004591	
S.E. of regression	0.004736	Akaike info criterion	-7.701857	
Sum squared resid	0.000493	Schwarz criterion	-7.461887	
Log likelihood	108.9751	Hannan-Quinn criter.	-7.630501	
F-statistic	0.608892	Durbin-Watson stat	1.950104	
Prob(F-statistic)	0.660507			

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 White. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F-statistic > 5% (18,36%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.847384	Prob. F(2,20)	0.1836	
Obs*R-squared	4.210160	Prob. Chi-Square(2)	0.1218	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 21:07				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.162129	4.648874	-0.249981	0.8052
LOG(PBIAD09)	-0.048102	0.178324	-0.269744	0.7901
LOG(TARAD09)	-0.017016	0.119792	-0.142043	0.8885
LOG(POBAD09)	0.121209	0.470596	0.257565	0.7994
D2015	-0.047075	0.070102	-0.671521	0.5096
RESID(-1)	0.411950	0.240252	1.714659	0.1019
RESID(-2)	0.047887	0.241374	0.198394	0.8447
R-squared	0.155932	Mean dependent var	1.37E-15	
Adjusted R-squared	-0.097289	S.D. dependent var	0.059936	
S.E. of regression	0.062784	Akaike info criterion	-2.479820	
Sum squared resid	0.078837	Schwarz criterion	-2.143862	
Log likelihood	40.47756	Hannan-Quinn criter.	-2.379922	
F-statistic	0.615795	Durbin-Watson stat	1.836666	
Prob(F-statistic)	0.715261			

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 demanda con una tasa de crecimiento de 2,21% 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 9 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	846 475,76	-
2023	870 789,26	2,88%
2024	898 005,16	3,13%
2025	925 715,71	3,09%
2026	952 510,25	2,90%
2027	979 742,29	2,86%
2028	1 007 423,46	2,83%
2029	1 035 565,32	2,80%
2030	1 056 419,22	2,02%
2031	1 077 693,40	2,02%
2032	1 099 396,34	2,02%
2033	1 121 536,65	2,02%
2034	1 144 123,18	2,02%
2035	1 167 164,89	2,02%
2036	1 190 670,98	2,02%
2037	1 214 650,80	2,02%
2038	1 239 113,89	2,02%
2039	1 264 069,99	2,02%
2040	1 289 529,05	2,02%
2041	1 315 501,19	2,02%
2042	1 341 996,77	2,02%
2043	1 369 026,31	2,02%
2044	1 396 600,60	2,02%
2045	1 424 730,60	2,02%
2046	1 453 427,52	2,02%
2047	1 482 702,78	2,02%
2048	1 512 568,03	2,02%
2049	1 543 035,17	2,02%
2050	1 574 116,33	2,02%
2051	1 605 823,88	2,02%
2052	1 638 170,45	2,02%
2053	1 671 168,91	2,02%
2054	1 704 832,40	2,02%
		2,21%

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 9) 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 entonces el suministrador puede emplear encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes en todo el periodo de proyección. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Por tanto, en el Área de Demanda 9, 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 con 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:

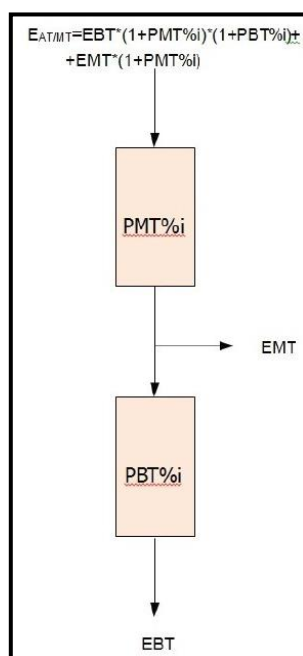
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta 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 9 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

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

Anexo C

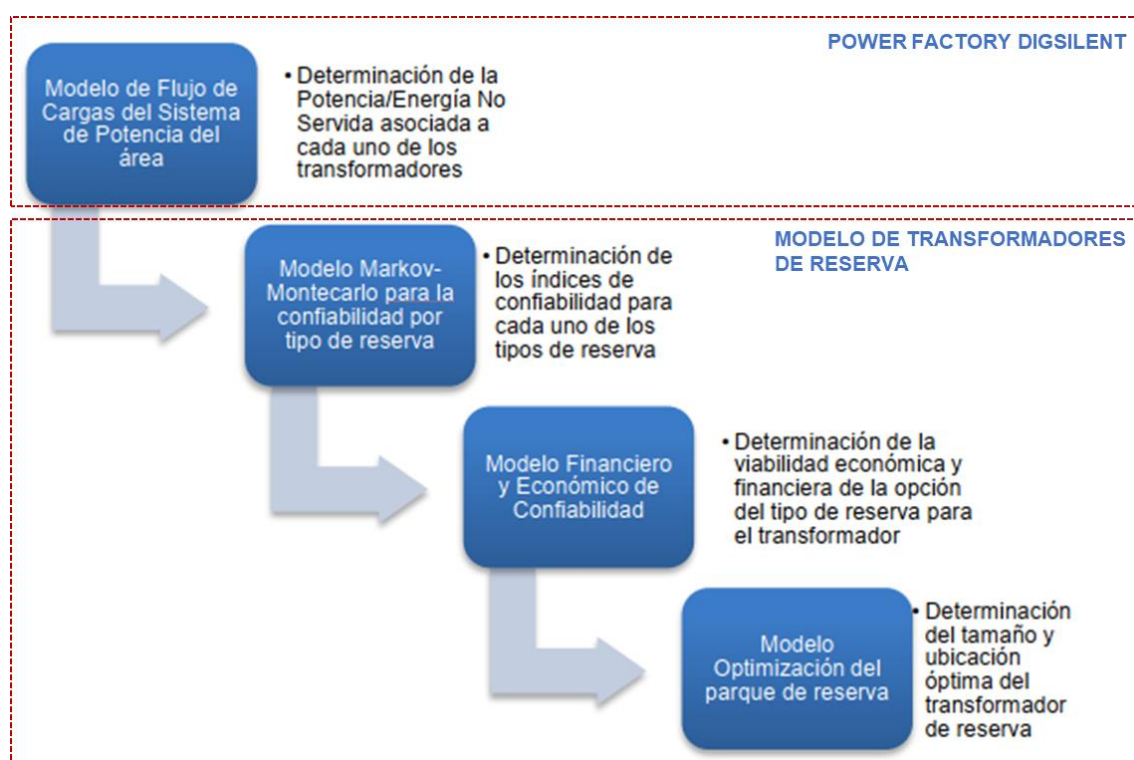
Metodología y determinación de transformadores de reserva

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

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

Al respecto, se hace 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. El siguiente esquema detalla el proceso de determinación de los transformadores de reserva.

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



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

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

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

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

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

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

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

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

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

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que como resultado 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 $\text{Min}(\text{Fobj})$ 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

SEAL, en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad al parque de transformadores del AD9, requiere 3 transformadores de reserva del tipo compartida; asimismo, propone un transformador de reserva 60/23/10 kV – 25 MVA para la zona de Majes – Chuquibamba; solicitando, de su evaluación, la baja del transformador de reserva existente 33/10 kV – 20 MVA.

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
Seal	1 TR 25 MVA	33/23/10	Cono Norte	Nuevo
Seal	1 TR 25 MVA	33/10	San Luis	Nuevo
Seal	1 TR 10 MVA	33/23/10	Mollendo	Nuevo
Seal	1 TR 25 MVA	60/23/10	No precisó SET	Nuevo

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD9

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 9 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 33/10 kV de 1, 2, 4, 12 y 25 MVA.
- Transformadores en 33/23/10 kV de 25 MVA.
- Transformadores en 60/23 y 60/10 kV de 4 MVA.

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 9

Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
Seal	Alto Cayma	TP-033023010-025SI2E
Seal	Challapampa	TP-033010-025SI2E
Seal	El Cural	TP-033023010-025SI2E
Seal	El Goyoneche	TP-033010-025SI2E
Seal	Chilina	TP-033010-025SI2E
Seal	Cono Norte	TP-033023010-025SI2I
Seal	Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E
Seal	Jesus	TP-033010-025SI2E
Seal	Jesus	TP-033023010-025SI2I
Seal	Lambramani	TP-033010-015SI2I
Seal	Parque Industrial	TP-033010-020SI2E
Seal	Parque Industrial	TP-033010-020SI2E
Seal	Tiabaya	TP-033010-025SI2I
Seal	Porongoche	TP-033010-025SI2I
Seal	Real Plaza	TP-033010-015SI2I
Seal	Centro Histórico	TP-033010-020SI2E
Seal	Centro Histórico	TP-033010-025SI2I
Seal	San Luis	TP-033010-025SI2E

Seal	Socabaya	TP-033010-025SI2I
Seal	Socabaya	TP-033023010-025SI2I
Seal	Cocachacra	TP-033010-002CO1E
Seal	Chucarapi	TP-033010-002CO1E
Seal	La Curva	TP-033010-004CO1E
Seal	Mejia	TP-033010-001CO1E
Seal	Mollendo	TP-033010-010SI2E
Seal	Chuquibamba	TP-060023-015SI2E
Seal	Corire	TP-060010-004CO1E
Electrosur	Puquina	TP-033023-002SI2I

En el Área de Demanda 9, actualmente se tiene el siguiente transformador de reserva.

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
33/10 kV - 20 MVA	Parque Industrial	Reserva

Además, es preciso indicar que, en el presente Plan de Inversiones, no hay modificaciones en el parque de transformadores en AT/MT.

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

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Alto Cayma	TP-033023010-025SI2E	8.52	8.77	9.02	9.28	9.53	9.73	9.92	10.12	10.33	10.53
Challapampa	TP-033010-025SI2E	9.56	9.76	9.97	10.19	10.40	10.56	10.73	10.89	11.06	11.24
El Cural	TP-033023010-025SI2E	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64	10.80	10.97	11.13	11.30	11.47
El Goyoneche	TP-033010-025SI2E	2.87	2.93	2.99	3.06	3.12	3.17	3.22	3.27	3.32	3.37
Chilina	TP-033010-025SI2E	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57	17.89	18.22	18.55	18.89	19.23
Cono Norte	TP-033023010-025SI2I	7.14	7.42	7.70	7.98	8.15	8.28	8.40	8.53	8.66	8.80
Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E	6.05	6.31	6.58	6.84	6.97	7.06	7.15	7.25	7.35	7.45
Jesus	TP-033010-025SI2E	0.00	0.00	0.00	0.29	0.96	1.43	1.95	2.29	2.85	3.56
Jesus	TP-033023010-025SI2I	4.01	4.13	4.24	4.36	4.49	4.58	4.67	4.76	4.86	4.96
Lambramani	TP-033010-015SI2I	2.45	2.57	2.62	2.68	2.74	2.78	2.83	2.87	2.92	2.96
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	7.86	8.65	9.00	9.88	10.74	11.43	11.93	12.04	12.93	13.17
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	7.86	8.65	9.00	9.88	10.74	11.43	11.93	12.04	12.93	13.17
Tiabaya	TP-033010-025SI2I	6.23	6.34	6.44	6.55	6.66	6.74	6.82	6.91	6.99	7.08
Porongoche	TP-033010-025SI2I	8.38	8.54	8.70	8.87	9.04	9.16	9.29	9.42	9.56	9.69
Real Plaza	TP-033010-015SI2I	6.55	6.68	6.80	6.93	7.06	7.16	7.26	7.36	7.46	7.57
Centro Histórico	TP-033010-020SI2E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centro Histórico	TP-033010-025SI2I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Luis	TP-033010-025SI2E	6.37	6.67	7.17	7.35	7.53	7.67	7.81	7.95	8.10	8.24
Socabaya	TP-033010-025SI2I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Socabaya	TP-033023010-025SI2I	4.58	4.68	4.79	4.89	5.00	5.08	5.16	5.24	5.32	5.41

Cocachacra	TP-033010-002CO1E	0.61	0.63	0.65	0.67	0.68	0.70	0.71	0.73	0.74	0.76
Chucarapi	TP-033010-002CO1E	0.47	0.66	0.86	1.05	1.06	1.06	1.07	1.08	1.08	1.09
La Curva	TP-033010-004CO1E	1.53	1.55	1.57	1.59	1.60	1.62	1.63	1.65	1.66	1.67
Mejia	TP-033010-001CO1E	1.41	1.45	1.48	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66	1.69
Mollendo	TP-033010-010SI2E	3.63	3.73	3.83	3.93	4.03	4.11	4.18	4.26	4.35	4.43
Chuquibamba	TP-060023-015SI2E	5.64	6.03	6.06	6.09	6.12	6.15	6.17	6.20	6.22	6.25
Corire	TP-060010-004CO1E	1.83	1.88	1.94	1.99	2.05	2.09	2.13	2.17	2.22	2.26
Puquina	TP-033023-002SI2I	0.92	0.95	0.97	0.99	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.11

Luego, se procede a evaluar con el Modelo de Transformadores de Reserva (módulo de confiabilidad económica), la factibilidad de contar con un tipo de reserva por transformador.

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Alto Cayma	TP-033023010-025SI2E	\$ 1,942,595	\$ 1,905,632	\$ 1,484,270	Reserva en Bodega
Challapampa	TP-033010-025SI2E	\$ 2,242,340	\$ 2,225,966	\$ 1,848,820	Reserva en Bodega
El Cural	TP-033023010-025SI2E	\$ 2,225,159	\$ 2,195,502	\$ 1,780,355	Reserva en Bodega
Goyoneche	TP-033010-025SI2E	\$ 347,717	\$ 283,766	-\$ 137,560	Reserva en Bodega
Chilina	TP-033010-025SI2E	\$ 4,156,361	\$ 4,185,860	\$ 3,852,018	Reserva en Bodega
Cono Norte	TP-033023010-025SI2I	\$ 1,599,053	\$ 1,552,269	\$ 1,121,732	Reserva en Bodega
Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E	\$ 1,259,397	\$ 1,204,569	\$ 766,565	Reserva en Bodega
Jesus	TP-033010-025SI2E	\$ 56,154	-\$ 15,093	-\$ 443,076	Reserva en Bodega
Jesus	TP-033023010-025SI2I	\$ 628,945	\$ 559,001	\$ 106,704	Reserva en Bodega
Lambramani	TP-033010-015SI2I	\$ 373,098	\$ 329,520	-\$ 35,920	Reserva en Bodega
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	\$ 2,514,734	\$ 2,514,380	\$ 2,170,169	Reserva en Bodega
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	\$ 2,519,854	\$ 2,518,639	\$ 2,174,421	Reserva en Bodega
Tiabaya	TP-033010-025SI2I	\$ 1,258,792	\$ 1,217,512	\$ 817,453	Reserva en Bodega
Porongoche	TP-033010-025SI2I	\$ 1,867,140	\$ 1,841,285	\$ 1,455,786	Reserva en Bodega
Real Plaza	TP-033010-015SI2I	\$ 1,489,603	\$ 1,474,180	\$ 1,134,936	Reserva en Bodega
Centro Historico	TP-033010-020SI2E	-\$ 415,295	-\$ 488,583	-\$ 900,901	No viable
Centro Historico	TP-033010-025SI2I	-\$ 477,993	-\$ 562,345	-\$ 1,002,647	No viable
San Luis	TP-033010-025SI2E	\$ 1,499,146	\$ 1,463,862	\$ 1,069,187	Reserva en Bodega
Socabaya	TP-033010-025SI2I	-\$ 477,993	-\$ 562,345	-\$ 1,002,647	No viable
Socabaya	TP-033023010-025SI2I	\$ 776,689	\$ 709,586	\$ 260,145	Reserva en Bodega
Cocachacra	TP-033010-002CO1E	\$ 71,696	\$ 56,803	-\$ 201,521	Reserva en Bodega
Chucarapi	TP-033010-002CO1E	\$ 144,942	\$ 131,752	-\$ 124,967	Reserva en Bodega
La Curva	TP-033010-004CO1E	\$ 263,898	\$ 246,735	-\$ 26,554	Reserva en Bodega
Mejia	TP-033010-001CO1E	\$ 323,776	\$ 319,403	\$ 78,919	Reserva en Bodega
Mollendo	TP-033010-010SI2E	\$ 793,290	\$ 771,603	\$ 448,295	Reserva en Bodega
Chuquibamba	TP-060023-015SI2E	\$ 1,133,170	\$ 1,090,415	\$ 545,933	Reserva en Bodega
Corire	TP-060010-004CO1E	\$ 237,659	\$ 196,807	-\$ 281,190	Reserva en Bodega
Puquina	TP-033023-002SI2I	\$ 157,354	\$ 144,667	-\$ 124,891	Reserva en Bodega

Previo a la siguiente evaluación con el módulo de optimización de transformadores de reserva, se debe tener en cuenta como primer criterio de agrupamiento:

Transformadores en 60/23 kV y 60/10 kV de 4 MVA

En el AD9, se tiene un (01) transformador de 60/23 kV - 4 MVA y un (01) transformador de 60/10 kV – 4MVA. Estos transformadores por el nivel de tensión no pueden compartir una reserva entre ellos. Además, no cumplen los requisitos mínimos de cantidad (mínimo 2 transformadores) para ser evaluados con el modelo de transformadores de reserva.

Sin perjuicio de ello, es preciso indicar que, en el PI 21-25 se aprobó el reemplazo del transformador de 60/23 kV - 4 MVA de la SET Chuquibamba, por uno de 15 MVA. Por tanto, el transformador de 4 MVA quedará para ser utilizado como reserva disponible.

Transformadores en 33/10 kV de 1,2,4,12,20 y 25 MVA.

Se toma como criterio de agrupamiento el tamaño en función de la capacidad del transformador, obteniendo los siguientes grupos:

- Grupo de transformadores de 10 MVA (1 unidad), 12 MVA (2 unidades), 20 MVA (2 unidades) y 25 MVA (7 unidades, que incluyen transformadores aprobados en los PIT anteriores). Considerando que estos transformadores pueden compartir un tipo de reserva, este grupo se considera en la optimización de transformadores.
- Grupo de transformadores de 1,2 y 4 MVA. Al respecto, este es el grupo menor, que por su tamaño no pueden incluirse en la agrupación de los transformadores de 20 y 25 MVA. Por tanto, no se considera en la optimización. Además, es preciso indicar que SEAL solicitó reservas en 25 MVA.

Transformadores en 33/23/10 kV de 25 MVA.

En este grupo se tiene 6 transformadores (incluido los transformadores aprobados en PIT anteriores). Estos transformadores serán incluidos en la evaluación de optimización

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Considerando los criterios de la sección anterior y los resultados del modelo de confiabilidad, el parque a ser evaluado con el modelo de optimización es el siguiente:

Tipo	Cantidad de Transformadores
33/10 kV	1 transformador de 10 MVA 2 transformador de 12* MVA 2 transformadores de 20MVA 7 transformadores de 25 MVA
33/23/10 kV	6 transformadores de 25 MVA

(*) Para fines de valorización, el módulo estándar de este transformador tomado es TP-033010-015SI2I.

Alternativa I: Considerar en la evaluación dos (2) grupos. Un grupo de 33/10 kV y otro grupo de 33/23/10 kV.

Además, se considera que todos los transformadores evaluados se encuentran en el Sistema Eléctrico de Arequipa; es decir, cercanos geográficamente entre sí, a excepción del transformador de la SET Mollendo, que tampoco presenta dificultad de acceso por existir en la zona amplias redes viales.

Alternativa I	
Grupo	SET
G1 (33/10 kV)	Challapampa
	Chilina
	Goyoneche
	Jesús
	Lambramani
	Parque Industrial
	Real Plaza
	Porongoche
	San Luis
	Tiabaya
G2 (33/23/10 kV)	Moyendo
	Alto Cayma
	Ciudad de Dios
	Cono Norte
	El Cural
	Jesús
	Socabaya

C.5.5. Resultados de Optimización

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

Resultados modelo de optimización.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
9_G1_TP-033	Challapampa	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Chilina	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Goyoneche	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Jesus	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Lambramani	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Mollendo	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Parque Industrial	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Porongoche	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Real Plaza	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	San Luis	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
	Tiabaya	Móvil	Real Plaza	14.87	15.57	16.72	17.14	17.57
9_G2_TP-033	Alto Cayma	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
	Ciudad de Dios	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
	Cono Norte	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
	El Cural	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
	Jesus	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
	Socabaya	Móvil	Cono Norte	9.81	10.02	10.22	10.43	10.64
Total general				222.43	231.39	245.24	251.12	257.11

Respecto al tamaño de los transformadores se debe indicar que:

- Para el grupo de 33/23/10 kV todos los transformadores son de 25 MVA, por tanto, la reserva debe ser de la misma capacidad.
- Respecto al grupo de 33/10 kV, considerando que la potencia óptima determinada por el modelo al año 2029 es de 17,5 MVA. Se considera estandarizar la capacidad del transformador de reserva a 20 MVA.

Por tanto, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD9, según el modelo de transformadores de reserva, se necesita en total dos (2) reservas, uno en 33/10 kV – 20 MVA a ubicarse en SET Real Plaza y otro 33/23/10 kV – 25 MVA a ubicarse en las SET Cono Norte.

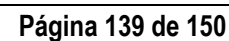
Cabe precisar que, debido a las restricciones de espacio en la SET Real Plaza, se considera la SET San Luis para reubicar la reserva de 20 MVA.

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

Considerando los resultados obtenidos, para el PI 25-29, se dispone la aprobación de un transformador de reserva en 33/23/10 kV – 25 MVA a ubicarse en la SET Cono Norte para el año 2025; asimismo, se desestima la baja solicitada por SEAL respecto al transformador de reserva en 33/10 kV – 20 MVA, para el cual se dispone su reubicación a la SET San Luis.

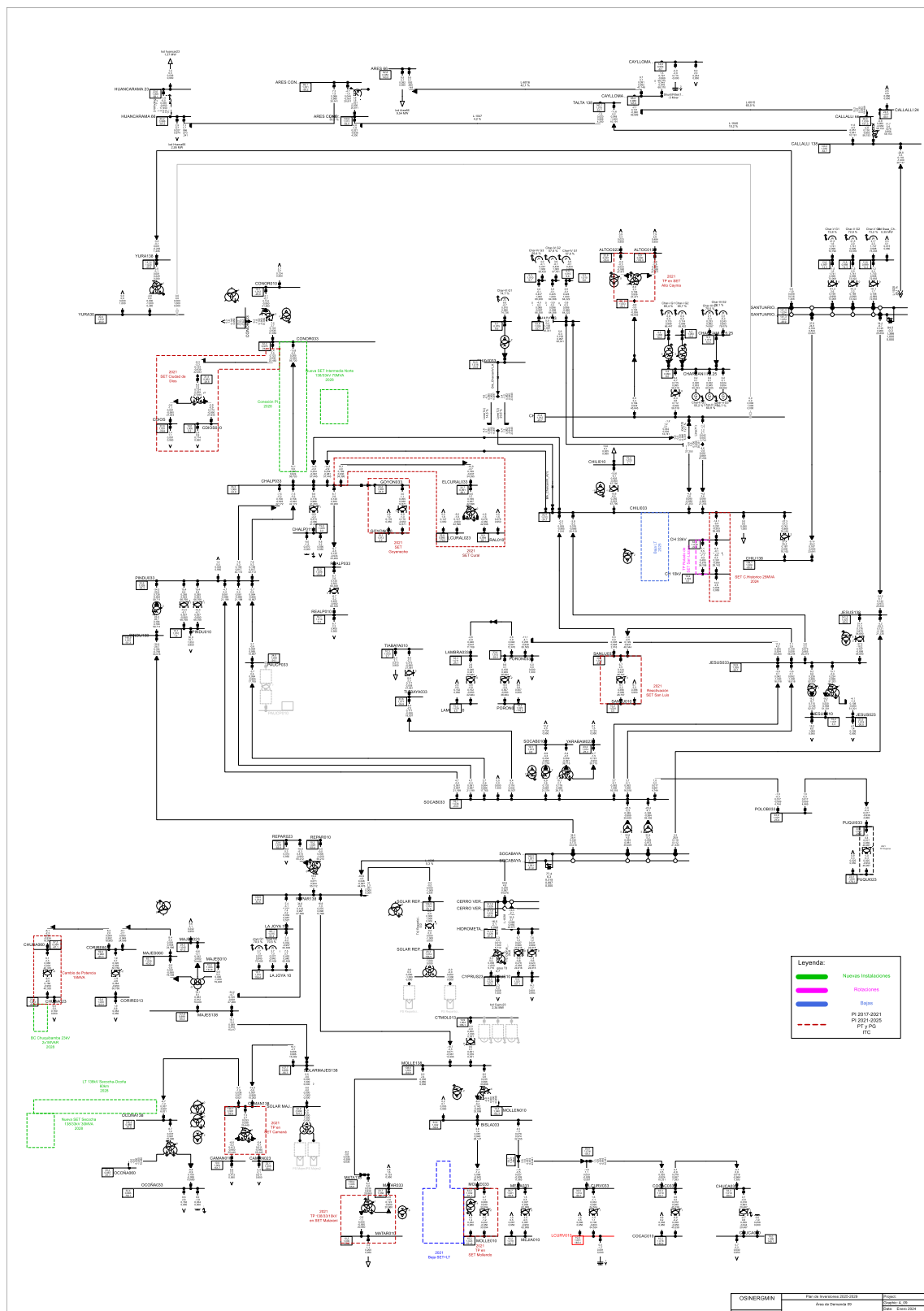
Anexo D

Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información del TITULAR

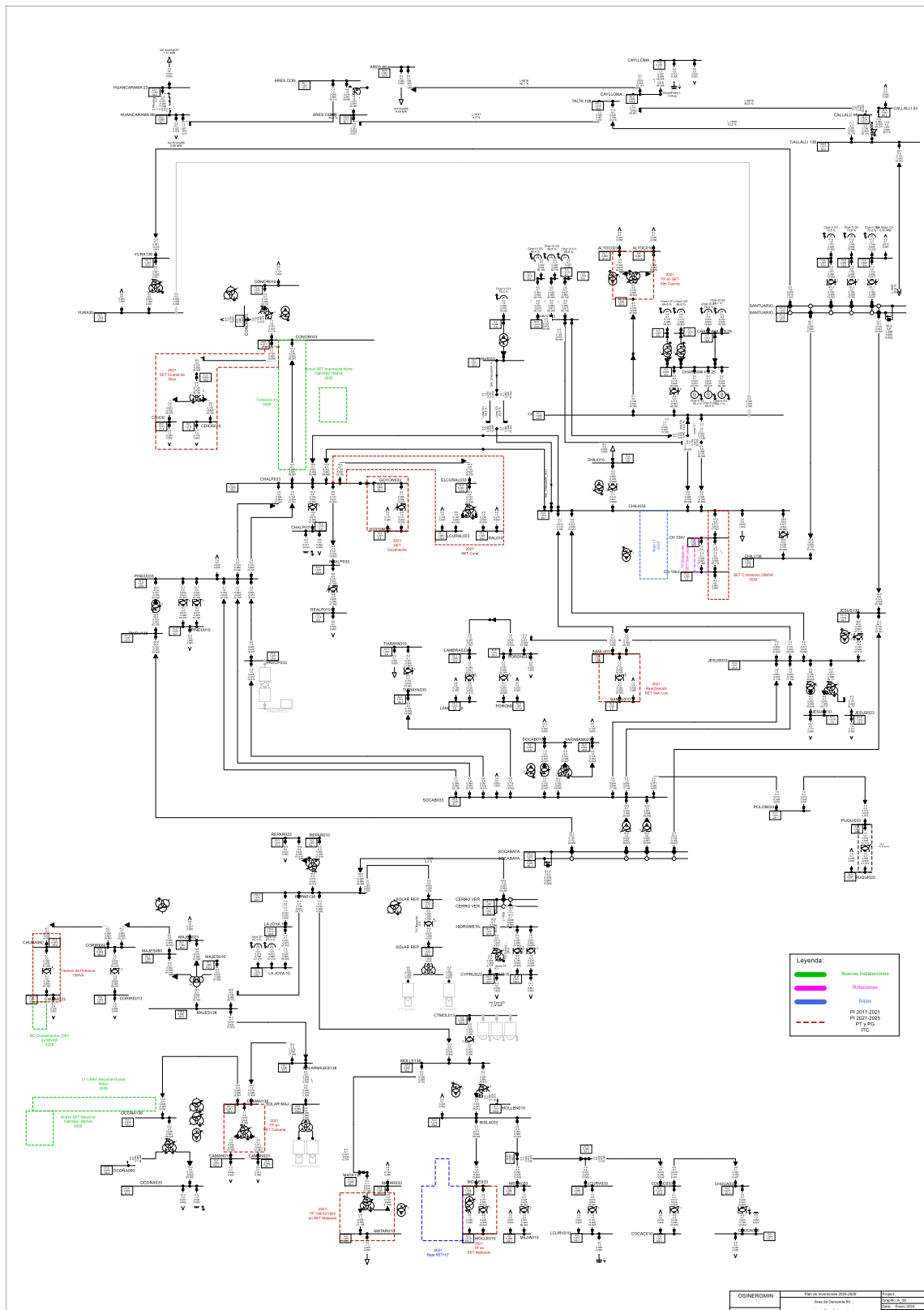


Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada, según análisis de Osinergmin

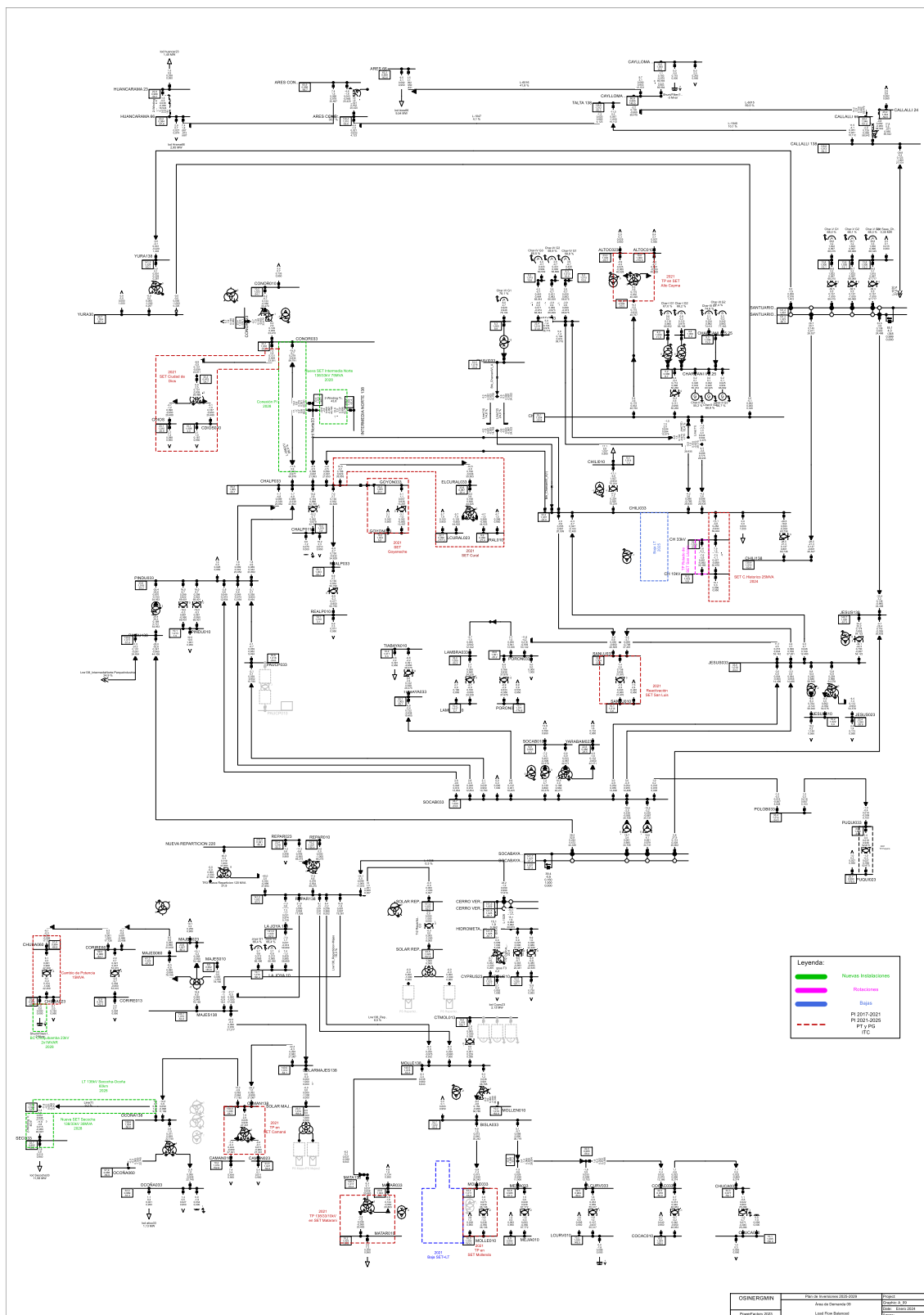
Área de Demanda 09 (Año 2026)



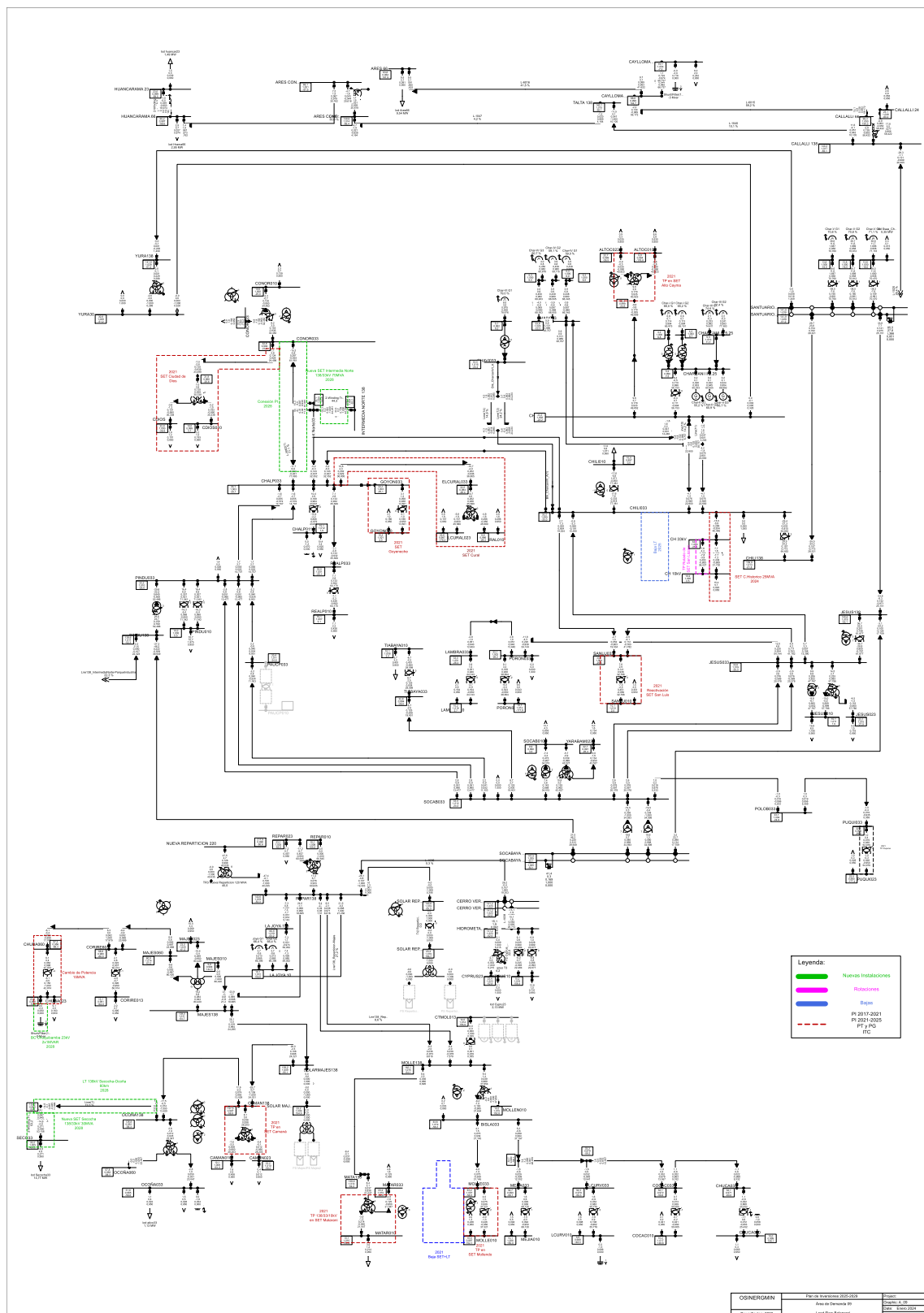
Área de Demanda 09 (Año 2027)



Área de Demanda 09 (Año 2028)



Área de Demanda 09 (Año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029 determinado
por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 9

Proyecto N°	Año Previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	SEAL	Celdas de Alimentador, Medición y Línea - Transformador	SET CHUQUIBAMBA	710 599
2	2025	SEAL	Transformador de Reserva Compartida de 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA	SET CONO NORTE	746 389
3	2028	SEAL	Banco de Compensación Capacitiva 2 MVar	SET CHUQUIBAMBA	186 067
4	2028	SEAL	Línea Transmisión 138kV La Huerta - Secocha + SET Secocha 138/33kV - 30MVA	SET MAT/AT SECOCHA	9 252 022
5	2028	SEAL	Derv. Challapampa-Cono Norte - SET Intermedia Norte 33kV + TP 138/33 kV - 75 MVA SET Intermedia Norte	SET AT/MT INTERMEDIA NORTE	2 320 948

(*) 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 9

Programación de Bajas AD09				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	SEAL	2025	Celda línea-transformador 33 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
2	SEAL	2025	Transformador de 33/10 kV – 10 MVA - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
3	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
4	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
5	SEAL	2025	Celda Alimentador 10 kV - SET Paucarpata	SET PAUCARPATA
6	SEAL	2025	Celda transformador 10 kV – SET Paucarpata	SET PAUCARPATA

Anexo G

Cuadros Comparativos

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 9**

Año	SEAL		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 323,41	-	1 313,57	-
2023	1 414,47	6,88%	1 350,95	2,85%
2024	1 486,43	5,09%	1 397,42	3,44%
2025	1 567,95	5,48%	1 464,76	4,82%
2026	1 612,27	2,83%	1 510,87	3,15%
2027	1 669,80	3,57%	1 555,54	2,96%
2028	1 722,25	3,14%	1 592,76	2,39%
2029	1 961,66	13,90%	1 623,11	1,91%
2030	1 988,03	1,34%	1 645,59	1,39%
2031	2 019,75	1,60%	1 668,53	1,39%
2032	2 055,45	1,77%	1 691,93	1,40%
2033	2 089,87	1,67%	1 715,80	1,41%
2034	2 123,00	1,59%	1 740,16	1,42%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115]

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 9**

(US\$) Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinergmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	-	-	1 456 988	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	39 157 370	-	11 759 037	-69,90%	-
2029	-	36 701 985	-	-	-100,0%
TOTAL	39 157 370	36 701 985	13 216 025	-66,24%	-63,99%

Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 – 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinergmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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