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

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 y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 1¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

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

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 Osinerghmin.

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

En esta oportunidad ENOSA y ELECTROPERÚ presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 1, correspondiente al periodo 2025-2029.

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

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

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

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

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

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

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 1, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

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

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 1	3 285 934	8,25	60	12
ENOSA	3 285 934	8,25	60	12
AT	2 867 928	8,25	60	6
Celda	500 978			2
Línea	610 821	8,25		2
Transformador	1 756 130		60	2
MT	418 006			6
Celda	418 006			6

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.....	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	5
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	7
2. UBICACIÓN	11
3. PROPUESTA INICIAL	15
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	15
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	17
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	21
5. PROPUESTA FINAL.....	25
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	25
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	27
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	31
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	31
6.1.1.1 Ventas de energía	32
6.1.1.2 Variables explicativas.....	32
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	32
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	32
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	33
6.1.5 Proyección Global	34
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	35
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	38
6.2.1 Consideraciones.....	38
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	39
6.2.3 Análisis de Alternativas	41
6.2.3.1 SE Zorritos, Tumbes, Máncora	41
6.2.3.2 SE Paita, Sullana	43
6.2.3.3 SE Piura	44
6.2.3.4 SE Bajo Piura	46
6.2.4 Transformadores de Reserva.....	48
6.2.5 Plan de Inversiones 2025-2029.....	48
6.2.5.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	48
6.2.5.2 Programación de Bajas.....	49
6.2.6 Plan de Inversiones 2021-2025.....	50
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	51
8. ANEXOS.....	52
9. REFERENCIAS	156

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 1, para el período mayo 2025 - abril 2029.

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 período 2025-2029 (en adelante "ESTUDIO"), las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinerghmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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.

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

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

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

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

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 Osinergrmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

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

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT”, aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 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.

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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”, 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

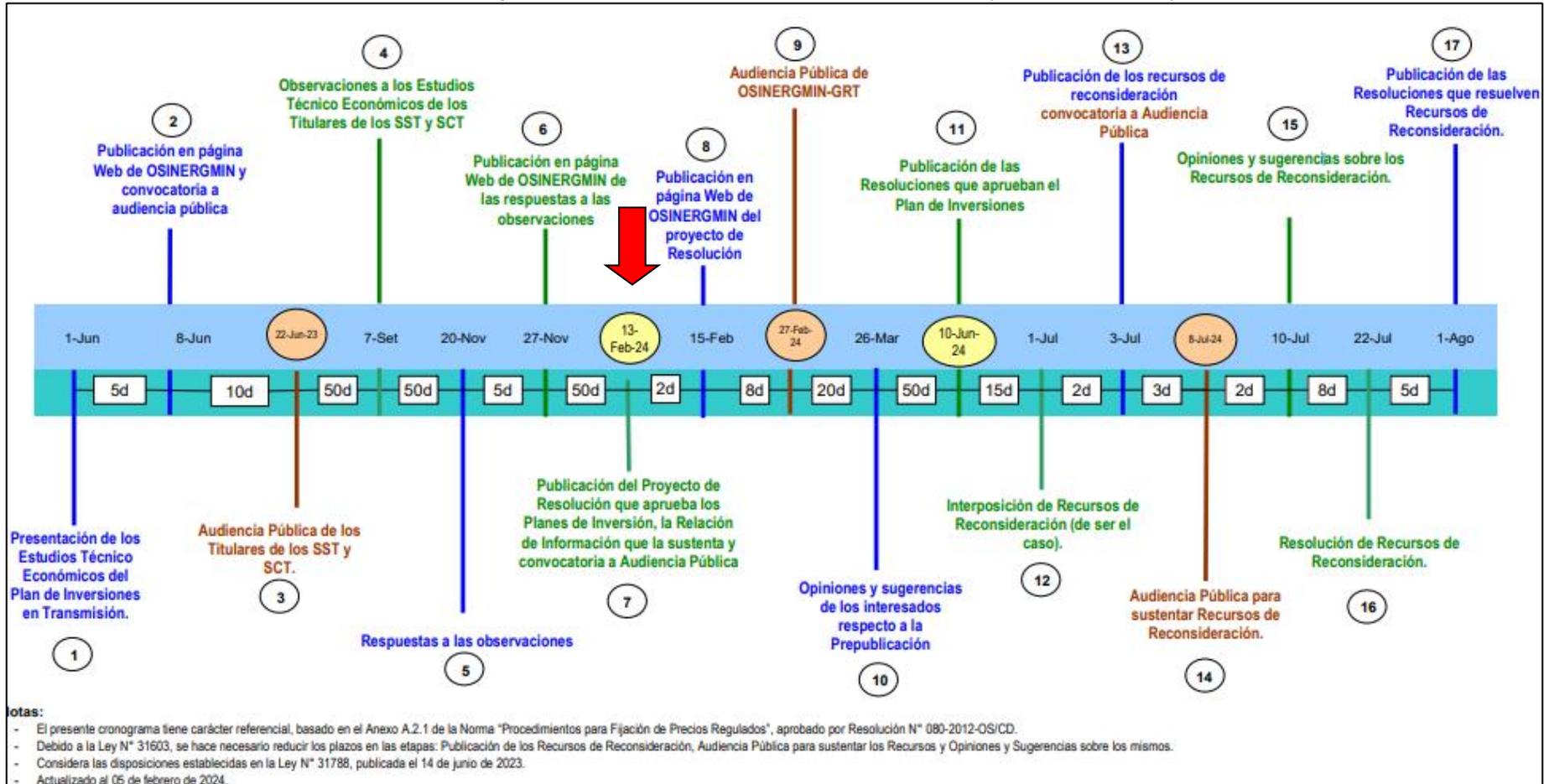
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024 Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024,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

Asimismo, 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 aprueba el Plan de Inversiones 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:

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



2. Ubicación

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

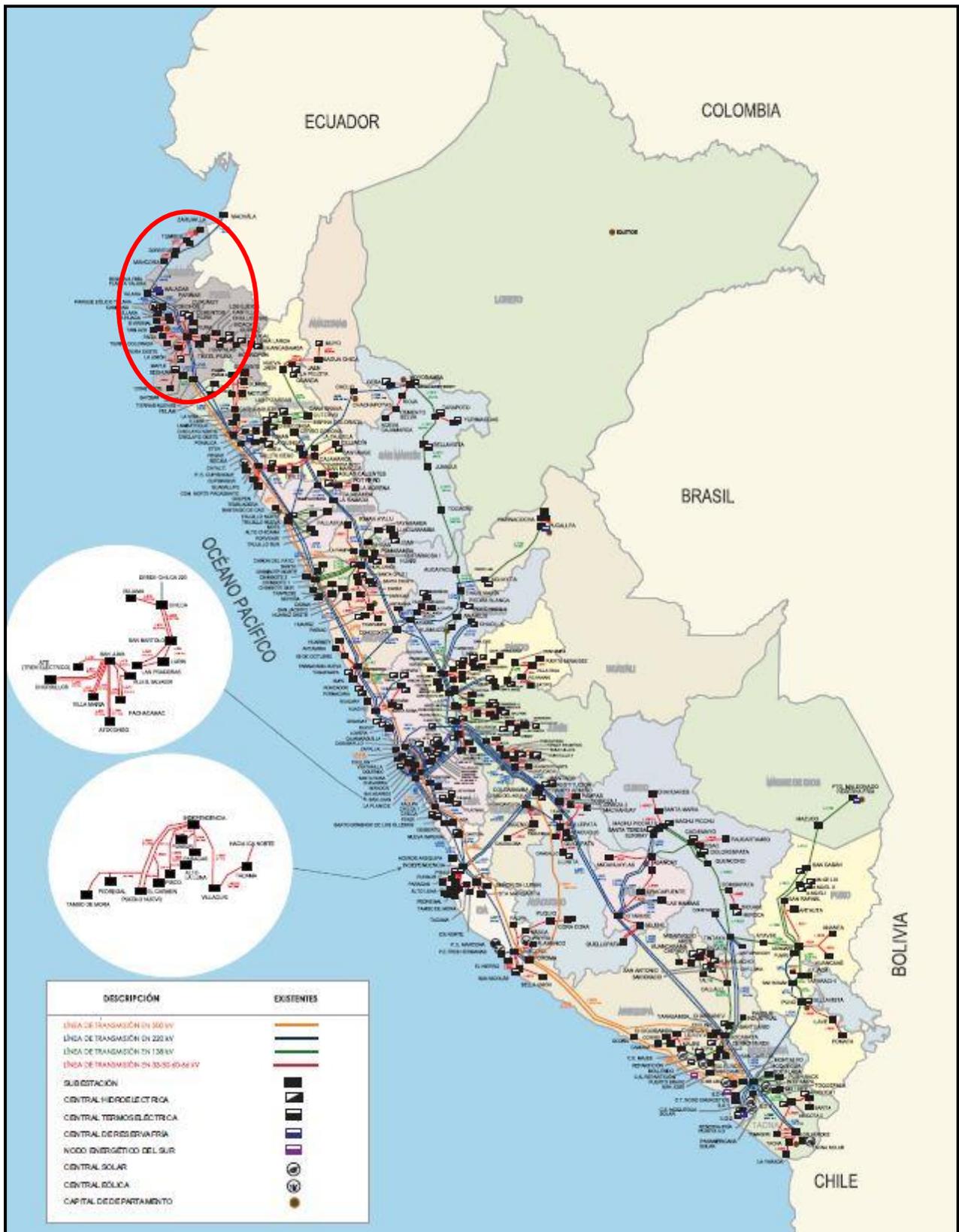
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: (en adelante "TITULARES"): Electronoroeste S.A. (en adelante "ENOSA"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ") Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP") y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA").

Actualmente el Área de Demanda 1 está conformada por los siguientes sistemas eléctricos:

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

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

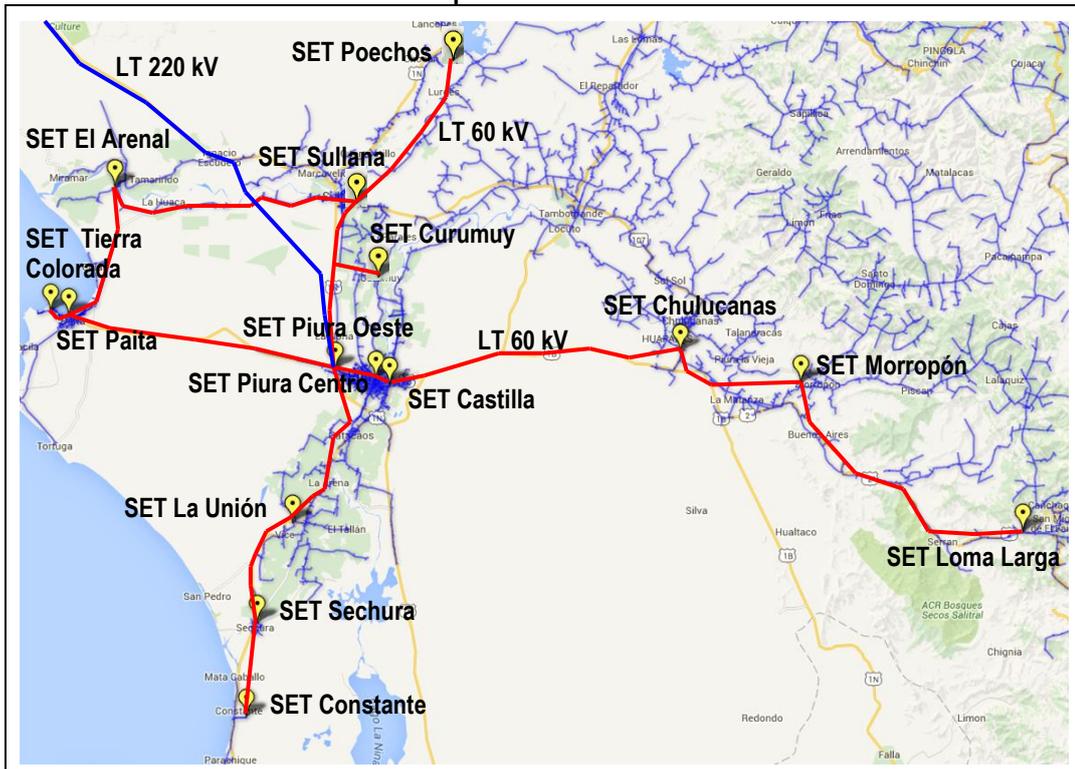
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 1



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

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

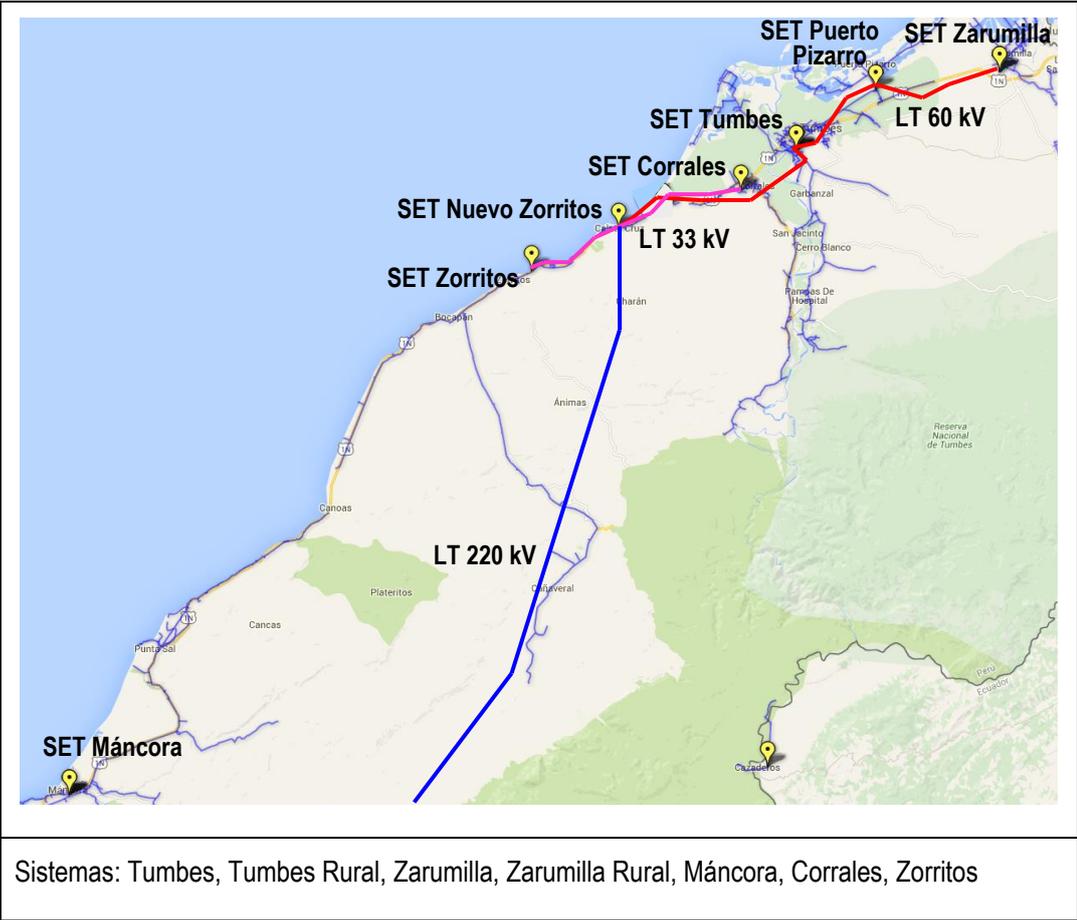
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 1



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



Sistema: Talara



3. Propuesta Inicial

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

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

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

3.1 Proyección de la Demanda

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

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

En lo que se refiere a la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ENOSA y ELECTROPERÚ han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Respecto a la demanda de usuarios libres existentes, ELECTROPERÚ ha tomado el consumo de los Usuarios Libres registrado en el año 2022 por ENOSA; asimismo, señala que dicha información se considera

sin incremento de carga para todo el periodo proyectado. En relación con la proyección de demanda incorporada, ELECTROPERÚ menciona que consideró la información que ENOSA le alcanzó por correo electrónico en respuesta a su solicitud de información.

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

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ENOSA.

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

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

Notas:

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

Del cuadro N° 3.1, se desprende que ENOSA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Bajo Piura" de 42,1% en el año 2029 (40,09 MW) respecto del año 2022 (28,22 MW).

Por otra parte, en el Cuadro N° 3.2 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ.

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

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

Notas:

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

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

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA INICIAL de ENOSA

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

SET AT/MT/MT "Grau"

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

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

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

SET AT/MT "Sechura"

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

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

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

SET AT/MT "El Arenal".

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

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

SET AT/MT "Zarumilla"

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

SET AT/MT "Poechos"

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

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

SET AT/MT/MT "Los Ejidos"

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

SET AT/MT/MT "Paíta"

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

SET AT/MT/MT "Castilla"

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

SET AT/MT/MT "Morropón" y Línea 60 kV

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

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

LT 60 kV "Catilla - Los Ejidos"

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

SET AT/MT/MT "Catacaos"

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

Transformadores de Reserva

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

Celdas de alimentadores de 10 y 22,9 kV

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

SET Chulucanas

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

SET Morropón

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

LT Zorritos - Mancora

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

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2013-2017

- Nueva línea 60 kV "Zorritos – Tumbes (24 km)", segunda terna, AAAC 240 mm²; asimismo, celdas de 60 kV respectivas.
- Instalación de segundo transformador en SET Zarumilla (rotación).

- Banco de capacitores de 2,5 MVAR en 22,9 kV en SET Loma Larga.
- Celda de acoplamiento en SET Sullana.

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2017-2021

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

PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ

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

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

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

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

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

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

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

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

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

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

- En el resumen ejecutivo y en el informe del ESTUDIO, no se identifica la relación de proyectos propuestos para el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad, asimismo, no presenta la relación de Bajas producto del planeamiento propuesto. Al respecto, ENOSA debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos en el ESTUDIO, debidamente sustentados.
- Se ha identificado la inviabilidad de validar los datos históricos y proyectados de las variables explicativas, así como de las proyecciones de las ventas de energía, toda vez que el año 2022 corresponde al año representativo y, por tanto, dicho año debe ser considerado como un dato de entrada en las estimaciones y porque las cifras mostradas en los formatos F-100 no habrían sido obtenidos de los archivos de donde se generaron (workfiles). Por tanto, se requiere que ENOSA revise los formatos F-100, así como la fuente de información, cálculos y metodologías aplicadas, y actualice toda la información de sustento (fuentes, hojas de cálculo, archivo F-100, workfiles y entre otros); y en base a ello realice los cambios necesarios en la proyección de demanda, en mérito a las observaciones alcanzadas por Osinerghmin.
- ENOSA no presenta la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos, a fin de verificar la depuración de los datos atípicos.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se observa que no se presenta todas las solicitudes de factibilidad de suministro que las sustentan. Al respecto, ENOSA debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA.
- El análisis del diagnóstico de las redes existentes debe comprender todas las instalaciones aprobadas en los planes de inversiones, las instalaciones que no se ejecuten hasta abril del periodo aprobado, tal como señala el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones. Por lo tanto, ENOSA debe verificar y/o completar el análisis del diagnóstico considerado lo mencionado en el presente numeral.
- Se observa que la valorización del Plan de Inversiones presentado en el informe no corresponde a los valores que se encuentran en el formato F-305. Al respecto, ENOSA debe corregir los valores de inversión solicitados.
- Se observa que ENOSA no considera los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 1 (AD1) establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT, consignado junto a la Resolución N° 081-2021-OS/CD que aprobó

las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, a que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027. Por lo tanto, ENOSA debe considerar los sistemas eléctricos que comprenden el Área de Demanda 01.

- De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, ENOSA debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.
- La evaluación de la cantidad de transformadores de reserva que debería tener cada Área de Demanda, debe estar sustentado de acuerdo con el procedimiento publicado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.
- ENOSA en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME), aprobado mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

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

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

- En el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS se encuentran numeradas el contenido que deberá tener el ESTUDIO, ELECTROPERÚ debe presentar tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, con Cartas N° ENOSA-R-0784-2023 y N° 00587-2023-C, las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido publicada en el portal web de Osinergmin, con el propósito 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, ENOSA consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en la PROPUESTA INICIAL, resultandos mayores en el sistema eléctrico “Talara” en un promedio de 25%, en el periodo 2022-2034.

En el Cuadro N° 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ENOSA.

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

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

Notas:

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

Del cuadro N° 5.2, se desprende que ENOSA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes” de 30,9% en el año 2029 (73,60 MW) respecto del año 2022 (56,22 MW). Ahora bien, con relación a la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para el sistema eléctrico “Bajo Piura” en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 3,3% a 1,9%.

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

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

Año	Bajo Piura	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas	Piura, SER Piura, Catacaos	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana	Talara	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
2022	26,91	49,24	97,40	107,03	18,22	55,41
2023	30,60	50,51	100,86	112,05	18,53	60,39
2024	34,29	51,89	105,29	117,16	18,89	65,58

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

Notas:

(1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ELECTROPERÚ.

(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA FINAL de ENOSA

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

SET AT/MT/MT "Grau"

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

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

1. 2026 - Nueva SET Grau de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, línea de 60 kV "Piura Oeste - Grau", celdas de interconexión, medición y alimentadores en 10 y 22,9 kV. **Demanda.**

SET AT/MT "Sechura"

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

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

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

SET AT/MT "El Arenal".

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

SET AT/MT "Zarumilla"

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

SET AT/MT "Poechos"

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

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

SET AT/MT/MT "Zorritos REP"

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

SET AT/MT/MT "Tumbes"

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

SET AT/MT/MT "Los Ejidos"

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

SET AT/MT/MT "Paíta"

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

SET AT/MT/MT "Morropón" y Línea 60 kV

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

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

LT 60 kV "Catilla - Los Ejidos"

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

SET AT/MT/MT "Catacaos"

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

SET Paita Industrial

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

SET Charán

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

SET Máncora

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

SET Chulucanas

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

LT 60 kV Zorritos Tumbes (24 km)

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

Proyecto para MINEM

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

Transformadores de Reserva

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

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2013-2017

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

Solicitud de Retiros del Plan de Inversiones 2017-2021

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

PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ

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

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

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

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ENOSA y ELECTROPERÚ en la PROPUESTA INICIAL y la PROPUESTA FINAL. En esta evaluación Osinerghmin ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL que se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

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

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 1, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, considerando que en el Estudio presentado por ENOSA se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.

- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. La metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 1, a nivel de barras, de cada subestación y por sistema eléctrico.

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 que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a las de los años anteriores se ha tomado en cuenta los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se describe en el Anexo B de este informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por los TITULARES a través de una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido validada, revisada y seleccionada por Osinerghmin, conforme los criterios descritos en el punto B.3.4 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

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

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 1 se ha considerado 26 cargas nuevas como Demanda Incorporada, consignadas por ENOSA, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra el detalle de esas Demandas Incorporadas consideradas.

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

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

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

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 detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ENOSA".

6.1.5 Proyección Global

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

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

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	361,21	199,22	1 764,18	2 324,60
2023	361,21	199,22	1 830,25	2 390,68
2024	361,21	203,32	1 893,61	2 458,14
2025	361,21	205,78	1 959,55	2 526,54
2026	361,21	212,35	2 027,17	2 600,73
2027	361,21	215,63	2 085,64	2 662,48
2028	361,21	215,63	2 137,41	2 714,25
2029	361,21	215,63	2 188,64	2 765,48
2030	361,21	215,63	2 216,28	2 793,11
2031	361,21	215,63	2 244,50	2 821,34
2032	361,21	215,63	2 273,33	2 850,17
2033	361,21	215,63	2 302,77	2 879,61
2034	361,21	215,63	2 332,84	2 909,68

Notas:

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

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

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

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

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

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

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

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

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

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PAITA	22,9	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7
PAITA INDUSTRIAL	10	3,2	3,7	4,3	5,0	6,2	6,9	7,1	7,3	7,3	7,4	7,5	7,6	7,7
POECHOS	22,9	9,1	10,0	10,4	10,7	11,1	11,5	11,9	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,5
SULLANA	10	29,8	30,7	31,7	32,7	33,7	34,8	35,9	37,1	37,7	38,4	39,0	39,7	40,4
SULLANA	22,9	13,1	14,7	15,0	15,2	15,3	15,4	15,6	15,7	15,8	15,9	16,0	16,1	16,2
TIERRA COLORADA	10	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3	8,5	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,4
LA HUACA	60	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
MALACAS	13,2	13,8	14,2	14,7	15,1	15,6	16,1	16,6	17,1	17,4	17,7	18,0	18,4	18,7
MALACAS	33	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
PARIÑAS	220	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
LOS CEREZOS	10	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
LA CRUZ	10	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
LOMA DE VIENTO	10	3,6	3,6	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8
MANCORA	10	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8
MANCORA	22,9	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
MANCORA	60	0,0	0,0	1,2	2,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
PUERTO PIZARRO	22,9	9,3	9,4	9,6	10,2	10,8	11,1	11,3	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0
TUMBES	10	16,2	16,7	17,2	17,8	18,3	19,4	20,4	21,3	21,6	22,0	22,4	22,7	23,1
TUMBES	22,9	5,7	5,7	5,9	5,9	6,2	6,2	6,3	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4
ZARUMILLA	10	4,8	4,9	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0
ZARUMILLA	22,9	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7
ZORRITOS	10	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ZORRITOS	22,9	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8
ZORRITOS	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I.CEREZOS	33	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
INYSA	33	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
TOTAL		426,6	439,7	453,4	466,9	482,5	495,4	505,8	516,3	522,0	527,9	533,9	540,0	546,2

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

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

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ENOSA	PROPUESTA INICIAL ENOSA
2022	426,6	368,7	364,6
2023	439,7	389,3	384,2
2024	453,4	404,7	405,1
2025	466,9	415,8	423,5
2026	482,5	424,9	436,6
2027	495,4	432,8	449,8
2028	505,8	440,8	463,1
2029	516,3	449,0	470,5
2030	522,0	458,9	476,7

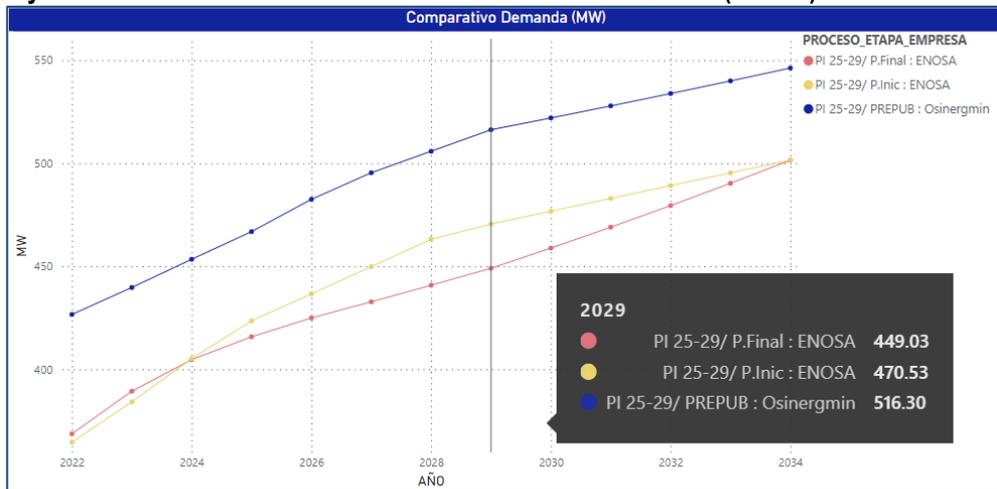
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ENOSA	PROPUESTA INICIAL ENOSA
2031	527,9	469,0	482,9
2032	533,9	479,5	489,1
2033	540,0	490,3	495,4
2034	546,2	501,5	501,6
TC	2,1%	2,6%	2,7%

Fuente: Formato F-121

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

Gráfico N° 6.1

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

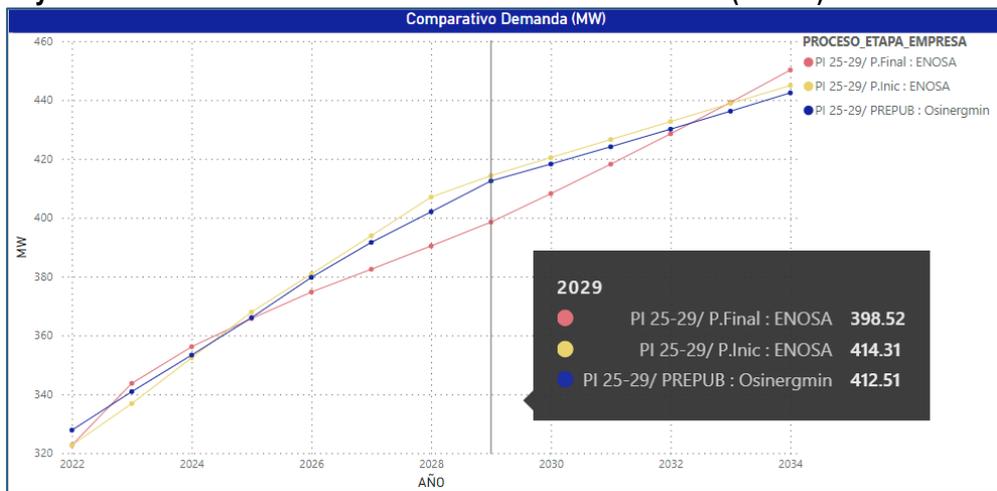


Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ENOSA.

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

Gráfico N° 6.2

Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW) – Demanda MT



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

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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

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

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

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.

- Mediante la redistribución de la máxima demanda de la SET, se determinan la ubicación, el tamaño y la oportunidad de ingreso de los transformadores.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 30 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de inversiones vigente.
- La configuración de barras de las nuevas SET, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha considerado el criterio N-1, para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034 y para los años 15, 20 y 30.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por ENOSA, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 1, a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

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

• Sobrecarga en Transformadores

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

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

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

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

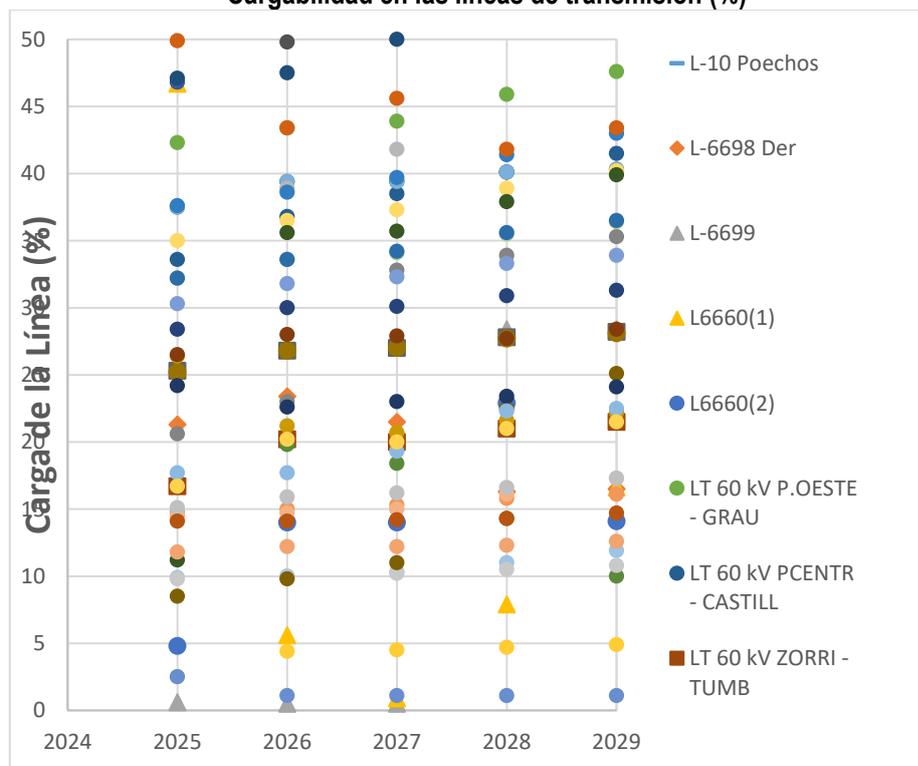
Fuente: Formato F-202 de Osinergmin

Respecto a las cargas de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 1, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent hasta el año 2029. Para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de agosto de 2023.

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

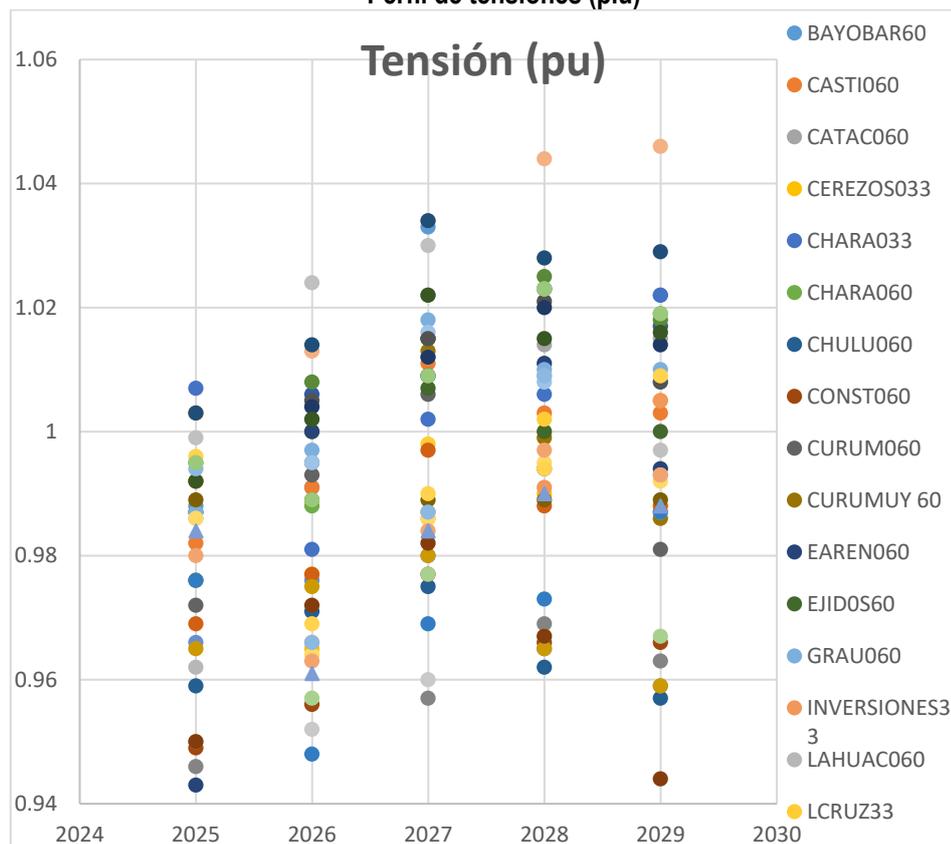
Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión, estas no presentan mayores inconvenientes en el período 2025-2029, las líneas de transmisión presentan cargabilidad menores al 100%, conforme se muestra en el Gráfico N° 6-2.

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



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

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



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

6.2.3 Análisis de Alternativas

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

6.2.3.1 SE Zorritos, Tumbes, Máncora

- SET Tumbes

En relación del retiro del BC de 4x1,2 MVAR - 10 kV y celda de conexión del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 y que no sean catalogados como obras en cursos por la División de Supervisión de Electricidad (DSE). En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Por otro lado, en el PI 2017-2021 se aprobó un transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA; en la visita de campo se observó que ya se encuentra en operación. En ese sentido, el transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA ha quedado en desuso y al haber cumplido su vida útil y no preverse su utilización en el futuro planeamiento, se procede a dar de Baja.

- **SET Máncora**

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

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

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

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

- **SET Charán**

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

Se considera que eléctricamente es más conveniente, colocar una (01) celda de alimentador en 10kV en la SET Nueva Zorritos de REP para suministrar las cargas de las SET La Cruz y Cerezos, ubicada a 650 m aproximadamente de la SET Charán, que no tendría problemas para la instalación de este Elemento. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 una celda de alimentador de 10 kV y una celda de medición de 10 kV en la SET Nueva Zorritos.

- **SET Zarumilla**

En relación al nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 20 MVA se debe señalar que, en el PI 2013-2017 se aprobó una rotación del transformador de la SET Puerto Pizarro que ENOSA pretende sea retirado, al respecto, la normativa vigente señala claramente que en el presente proceso solo se puede

retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

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

- **LT Zorritos - Tumbes**

En relación a la LT Zorritos – Tumbes, se debe señalar que, en el PI 2013-2017 se aprobó dicha línea y que ENOSA pretende sea retirado de dicho plan e incluirlo en el PI 2025-2029, al respecto, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025 que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

6.2.3.2 SE Paita, Sullana

- **SET Sullana**

En relación al retiro de la celda de acoplamiento del PI 2013-2017 y del retiro del BC de 1x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión del PI 2017-2021 en la SET Sullana, se debe mencionar que, la normativa vigente señala claramente que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Paita**

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

- **SET Poechos**

En relación a las dos celdas de alimentador de 22,9 kV se debe señalar que, la solicitud de este proyecto tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinergmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Paita Industrial**

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

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

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

- **SET El Arenal**

En relación a la ampliación de la SET El Arenal con un transformador de 60/13,8 kV de 30 MVA, se debe señalar que, esta solicitud tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinerghmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinerghmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

6.2.3.3 SE Piura

- **Nueva SET Grau**

En relación a la nueva SET Grau, se debe señalar que, esta subestación se encuentra aprobada en el PI 2017-2021 y que ENOSA pretende se retire y se incluya en el PI 2025-2029, al respecto, la normativa vigente señala que en el presente proceso solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como "Obras en curso" por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

En relación al retiro de la celda de alimentador de 22,9 kV se debe señalar que, la solicitud de este proyecto tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinerghmin, tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. En ese sentido, Osinerghmin no se puede pronunciar sobre este pedido, debido a que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Los Ejidos**

En relación a la ampliación de la SET Los Ejidos con un transformador de 30 MVA, se debe señalar que, la demanda de esta subestación supera la capacidad del transformador existente (30 MVA), puesto en operación comercial el año 2021, para mantener la continuidad de suministro, ENOSA viene utilizando un transformador de 12 MVA adicional de manera provisional. En ese sentido, se acepta la ampliación, para ello, el transformador que quedo disponible de la SET Castilla debe ser rotado a la SET Los Ejidos e incluir en el PI 2025-2029 las celdas para el transformador de 60, 22,9 y 10 kV.

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

En relación al retiro del BC de 3x1,2 MVAR – 22,9 kV y celda de conexión en la SET Los Ejidos del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **LT Castilla – Los Ejidos**

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

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

- **SET Castilla**

En relación al retiro del BC de 3x1,2 MVAR – 10 kV y celda de conexión en la SET Castilla del PI 2017-2021 se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Chulucanas**

En relación a la rotación del transformador 60/23/10 de 18/18/7 MVA de la SET Los Ejidos a la SET Chulucanas y las celdas de transformador asociadas, se debe señalar que, esta rotación se encuentra aprobada en el PI 2017-2021 y que ENOSA pretende se retire y se incluya en el presente Plan de Inversiones,

al respecto tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

En relación a la celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Chulucanas, se debe señalar que, esta subestación tiene 4 alimentadores de 22,9 kV y que según el formato F-204 son suficientes para suministrar toda demanda en este nivel de tensión. En ese sentido, no se acepta incluir en el PI 2025-2029 la celda de alimentador 22,9 kV en la SET Chulucanas.

En relación del retiro del BC de 4x1,2 MVAR – 22,9 kV y de 1x1,2 MVAR – 10 kV y celdas de conexión en la SET Chulucanas del PI 2017-2021, se debe mencionar que, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos del PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **SET Loma Larga**

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

- **SET Morropón**

En relación al tramo de línea 60 kV Derivación – Morropón de 4,3 km AAAC 240 mm², y dos celdas de línea 60 kV en la SET Morropón, se debe señalar que, en el PI 2017-2021 se tiene aprobado una celda de línea en la SET Morropón, que ENOSA pretende se retire; al respecto, tal como se señala en el numeral 6.2.6 del presente informe, solo se puede retirar Elementos PI 2021-2025, que no sean catalogados como “Obras en curso” por la DSE. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

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

6.2.3.4 SE Bajo Piura

- **SET Sechura**

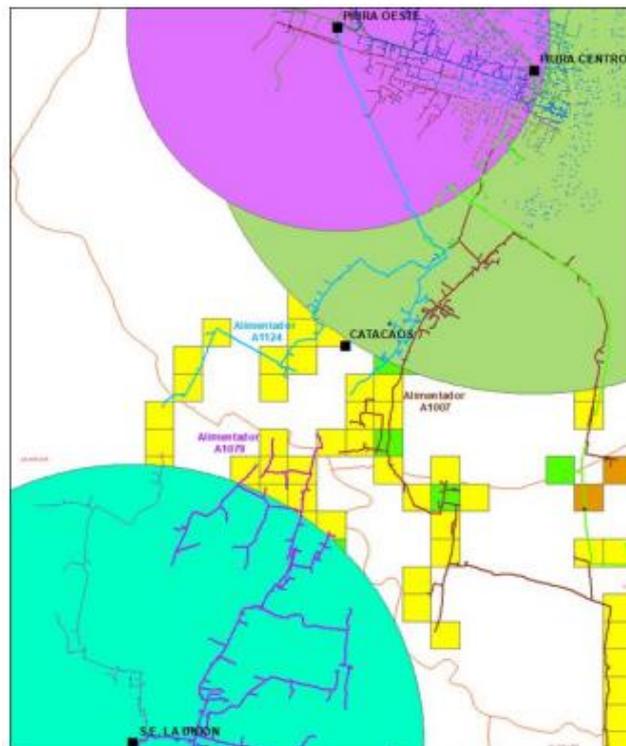
En relación a la ampliación de la SET Sechura, así como la implementación de las celdas de 22,9 kV, se debe señalar que, la solicitud tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por ENOSA contra Osinergmin tramitada bajo el Expediente N° 01127-2023-0-1801-JR-CA-13. Al respecto, Osinergmin no se puede pronunciar sobre este pedido, toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

- **Nueva SET Catacaos**

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

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

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



Fuente: PROPUESTA ENOSA

Presenta también, evaluación de los perfiles de tensión del alimentador A1007 de 10 kV de la SET Piura Centro, donde se evidencia la existencia de caída de tensión, también señala el uso de reguladores de tensión para mitigar dichas

caídas, pero que solo solucionan por breve tiempo; sin embargo, no presentan la misma simulación considerando la SET Catacaos solucionando las caídas de tensión mencionadas.

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

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

6.2.4 Transformadores de Reserva

En relación a la solicitud de los transformadores de reserva, se debe señalar que, ENOSA evalúa los transformadores de reserva en subgrupos (04) para determinar el número de transformadores que necesita el sistema, considerando ya de antemano (subgrupos) que requiere 4 transformadores de reserva, cuando el sistema debería determinar si la distancia que menciona ENOSA hace más económico de tener transformadores de reserva adicionales.

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

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

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

6.2.5 Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.5.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

6.2.5.2 Programación de Bajas

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

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

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

Programación de Bajas AD01				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 1MVA	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 4 MVA	SET La Cruz
1	Electroperú	2025	Transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA	SET Tumbes

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

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

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 1	3 285 934	8,25	60	12
ENOSA	3 285 934	8,25	60	12
AT	2 867 928	8,25	60	6
Celda	500 978			2
Línea	610 821	8,25		2
Transformador	1 756 130		60	2
MT	418 006			6
Celda	418 006			6

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

6.2.6 Plan de Inversiones 2021-2025

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

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS¹¹, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021- 2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

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

7. Conclusiones y Recomendaciones

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

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 1 es de 2,1%, menor que el presentado por ENOSA en su PROPUESTA FINAL (2,6%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 1, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 3 285 934 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a ENOSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 1, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 1, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/hbc

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo y en el informe del ESTUDIO, no se identifica la relación de proyectos propuestos para el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad, asimismo, no presenta la relación de Bajas producto del planeamiento propuesto. Al respecto, ENOSA debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos en el ESTUDIO, debidamente sustentados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio del PIT 2025-2029 presentado por ENOSA, si se identificó los proyectos asociados por razones de demanda y confiabilidad (cuadro 11 de Volumen 1 y cuadro 1 de Volumen V); asimismo, se presentó la relación de Bajas (capítulo 6 de Volumen 1 y capítulo 3 de Volumen V). No obstante, en la propuesta final del Estudio, se realizan mejoras, precisiones y/o actualizaciones sobre el sustento de los proyectos propuestos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA ha incluido la relación de Bajas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

2. Se ha identificado la inviabilidad de validar los datos históricos y proyectados de las variables explicativas, así como de las proyecciones de las ventas de energía, toda vez que el año 2022 corresponde al año representativo y, por tanto, dicho año debe ser considerado como un dato de entrada en las estimaciones y porque las cifras mostradas en los formatos F-100 no habrían sido obtenidos de los archivos de donde se generaron (workfiles). Por tanto, se requiere que ENOSA revise los formatos F-100, así como la fuente de información, cálculos y metodologías aplicadas, y actualice toda la información de sustento (fuentes, hojas de cálculo, archivo F-100, workfiles y entre otros); y en base a ello realice los cambios necesarios en la proyección de demanda, en mérito a las observaciones alcanzadas por Osinergmin.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la propuesta final del Estudio se ha procedido a actualizar la información fuente de sustento, así como las hojas de cálculo, archivo F-100, workfiles, entre otros.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información presentada por ENOSA en la PROPUESTA FINAL, se evidencia que, si bien ha cumplido con actualizar parte de la información señalada, aún se presentan inconsistencias entre los datos que se muestran en los F-100 y en el workfile.

Conclusión

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

3. ENOSA no presenta la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos, a fin de verificar la depuración de los datos atípicos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la propuesta final del Estudio se ha procedido a revisar, actualizar y completar los datos faltantes de los medidores indicados en las observaciones específicas, así como, se ha procedido a la revisión y depuración de datos atípicos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENOSA en la PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha completado los datos faltantes. Por otro lado, no se ha adjuntado los archivos electrónicos que permiten validar la depuración de datos atípicos realizada.

Conclusión

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

4. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se observa que no se presenta todas las solicitudes de factibilidad de suministro que las sustentan. Al respecto, ENOSA debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la carpeta "FACTIBILIDADES" de la propuesta final de ENOSA, se adjunta la información de las factibilidades para los sistemas de Paita, Piura, Sullana y Tumbes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENOSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Conclusión

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

5. El análisis del diagnóstico de las redes existentes debe comprender todas las instalaciones aprobadas en los planes de inversiones, las instalaciones que no se ejecuten hasta abril del periodo aprobado, tal como señala el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones. Por lo tanto, ENOSA debe verificar y/o completar el análisis del diagnóstico considerado lo mencionado en el presente numeral.

Respuesta

Respecto de la solicitud de retiro y/o reprogramación de proyectos aprobados en PIT anteriores, reiteramos que varios de dichos proyectos no son necesarios técnicamente para atender a la demanda en el período 2025-2034 y algunos a partir del año 2025.

Justamente, al no ser necesarios para la demanda, es que planteamos su retiro y/o reprogramación considerando el criterio establecido por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en la Resolución N° 181-2019-OS/CD respecto a que, corresponde que OSINERGMIN revise de oficio el retiro de los proyectos que no son necesarios para no imponer a cargas a los administrados sobre este tipo de instalaciones, evitando así inversiones innecesarias, debido a duplicidad sobreviniente o demanda inexistente respecto de la que fue estimada - según información proporcionada por las empresas en su oportunidad, inversiones que serían asumidas por los usuarios del servicio público de electricidad o exigencias de ejecución respecto de elementos que, en los hechos, no se podrán ejecutar.

Cabe señalar que, corresponde que OSINERGMIN evalúe nuestro pedido y emita un pronunciamiento sobre el fondo (análisis técnico) y sobre la base de lo señalado en el artículo VIII del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General, cuyo texto a continuación transcribimos:

Artículo VIII.- Deficiencia de fuentes

1. Las autoridades administrativas no podrán dejar de resolver las cuestiones que se les proponga, por deficiencia de sus fuentes; en tales casos, acudirán a los principios del procedimiento administrativo previstos en esta Ley; en su defecto, a otras fuentes supletorias del derecho administrativo, y sólo subsidiariamente a éstas, a las normas de otros ordenamientos que sean compatibles con su naturaleza y finalidad.

2. Cuando la deficiencia de la normativa lo haga aconsejable, complementariamente a la resolución del caso, la autoridad elaborará y propondrá a quien competa, la emisión de la norma que supere con carácter general esta situación, en el mismo sentido de la resolución dada al asunto sometido a su conocimiento.

Complementariamente a lo indicado debemos señalar que, ante la evidencia de que un proyecto no es necesario técnicamente implementarlo en un periodo específico del PIT, porque la demanda no lo requiere en dicho periodo, se enmarca como un criterio de eficiencia que se traduce en un beneficio para la demanda al no incrementarse los cargos de transmisión en el peaje. Al respecto, el Art. 14 del Reglamento General del OSINERGMIN establece el Principio de Eficiencia y Efectividad, el cual señala lo siguiente:

Artículo 14.- Principio de Eficiencia y Efectividad

La actuación de OSINERG se guiará por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto. (El subrayado es nuestro)

Sobre la base del Sustento Normativo descrito, se concluye que el OSINERGMIN en sus decisiones para la aprobación del Plan de Inversiones, y en el marco de la aplicación de las normas con mayor jerarquía legal, le corresponde evaluar la solicitud de ENOSA, considerando el beneficio a la demanda al no incrementarse los peajes por la no implementación de proyectos no necesarios.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA no considera para el diagnóstico, los proyectos aprobados en los planes de inversión anteriores, Cabe indicar que, tal como se indica en el Informe Legal, no existe base normativa para que, a solicitud de parte, Osinergmin retire o modifique los Planes de Inversión anteriores al Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que cualquier pedido en ese sentido debe ser considerado improcedente.

Conclusión

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

6. Se observa que la valorización del Plan de Inversiones presentado en el informe no corresponde a los valores que se encuentran en el formato F-305. Al respecto, ENOSA debe corregir los valores de inversión solicitados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que, en la propuesta final del Estudio se ha procedido a revisar y corregir donde corresponda, la valorización del plan de inversiones, de tal manera que guarde consistencia con los valores reportados en el formato F-305.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que mientras en el informe se menciona una inversión de USD 22,539 millones, en el formato F-305 se tiene USD 22,574 millones.

Conclusión

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

7. Se observa que ENOSA no considera los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 1 (AD1) establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT, consignado junto a la Resolución N° 081-2021-OS/CD que aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, a que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027. Por lo tanto, ENOSA debe considerar los sistemas eléctricos que comprenden el Área de Demanda 01.

Respuesta

En relación a lo observado, debemos mencionar que el Estudio presentado por ENOSA si considera los sistemas eléctricos del Área de Demanda 1. No obstante, en la propuesta final del Estudio, se ha procedido a revisar y actualizar la información base empleada.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA, se verifica que se considera la asignación de los sistemas eléctricos de distribución según los sistemas eléctricos de análisis del PI 2025-2029.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

8. De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, ENOSA debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

Respuesta

De acuerdo a lo observado debemos mencionar que, el modelamiento de la red eléctrica se ha realizado para los años 2025 al 2034, correspondiente al período de evaluación en el presente proceso PIT. Respecto a los años 15, 20, 25 y 30 no es posible debido a que no se cuenta con la Base del SEIN para dichos años; es decir, el archivo de modelación publicado por el COES (y que es la base para considerar en los estudios eléctricos) no incluye la expansión de la transmisión, generación y de proyectos ITC para dichos años.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA presenta la red final hasta el año 2034.

Conclusión

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

9. La evaluación de la cantidad de transformadores de reserva que debería tener cada Área de Demanda, debe estar sustentado de acuerdo con el procedimiento publicado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Respuesta

La metodología empleada para la determinación de los transformadores de reserva ha seguido estrictamente los lineamientos establecidos en la norma de transformadores de reserva aprobada mediante la Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA utiliza las hojas de cálculo, sin embargo, no realiza los análisis necesarios para determinar el número de transformadores de reserva.

Conclusión

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

10. ENOSA en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME), aprobado mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a actualizar la valorización de los transformadores de reserva, tomando como base los módulos estándares aprobada mediante la Resolución 041-2023-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el modelo utiliza los costos de la BDME actualizado.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

OBSERVACIONES ESPECIFICAS

Proyección de la Demanda

11. Variable PBI

Osinerghmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental correspondiente al año 2022. Ver: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. Con fines de establecer un criterio uniforme para la obtención del PBI del año 2022 para cada Área de Demanda y al tener disponible los datos requeridos, se requiere que ENOSA lo considere en sus proyecciones del PBI del AD1.

De otro lado, la proyección del PBI nacional debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas efectuadas a los Analistas Económicos el 31 de julio del 2023 por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Para el periodo 2026-2054, se deberá tomar como variación anual la tasa de crecimiento del año 2025 de forma constante. Por lo que se requiere que ENOSA actualice la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

En relación a la proyección del PBI del AD1 se verificó que la data del 2022 habría sido estimada, sin embargo, el año 2022 corresponde al Año representativo y, por tanto, debe ser considerado como un valor histórico. En cuanto al modelo usado en la proyección no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación de su ecuación de regresión, habiéndose verificado el uso de una variable dicotómica para el año 2017 (D2017). Por tanto, ENOSA debe explicar y sustentar el uso de la variable D2017.

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: agosto 2023" elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú.

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento

del PBI se ubique en 1,3% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 0,7%.

En cuanto a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, los economistas elevaron su estimado de crecimiento de 2,5% en julio a 2,6% en setiembre para el 2024 y 2,9% en julio a 3,0% en agosto para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2,2% y 2,7% para los años 2024 y 2025):

**ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS:
CRECIMIENTO DEL PBI (%)**

	Encuesta realizada al:			
	31 de Jul.	31 de Ago.	29 de Set.	
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/				
2023	1,2	1,0	0,7	↓
2024	2,5	2,6	2,6	=
2025	2,9	3,0	3,0	=
SISTEMA FINANCIERO 2/				
2023	1,4	1,1	0,6	↓
2024	2,3	2,3	2,2	↓
2025	2,6	2,7	2,7	=
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	1,9	1,3	↓
2024	2,9	2,6	2,5	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

^{1/} 19 analistas en Julio, 16 en Agosto, y 21 en Setiembre de 2023

^{2/} 14 empresas financieras en Julio, 16 en Agosto, y 18 en Setiembre de 2023

^{3/} 277 empresas no financieras en Julio, 285 en Agosto, y 278 en Setiembre de 2023

Fuente: <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2023/nota-de-estudios-72-2023.pdf>

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

Tasas	2023	2024	2025-2054
PBI NACIONAL	0,7%	2,6	3,0

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 1.

PBI Departamental	PBI		
	(Millones de Soles)	MWh	%
Piura	20,802	814,300	87.8%
Tumbes	2,936	112,767	12.2%
Total	927,067	927,067	

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(PBI01)
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
 Date: 10/20/23 Time: 11:18
 Sample (adjusted): 1997 2022
 Included observations: 26 after adjustments
 Convergence achieved after 4 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3.305750	0.405133	-8.159663	0.0000
LOG(PBIPERU)	0.994464	0.031502	31.56853	0.0000
AR(1)	0.590003	0.130841	4.509301	0.0002

R-squared	0.996043	Mean dependent var	9.408243
Adjusted R-squared	0.995699	S.D. dependent var	0.349341
S.E. of regression	0.022911	Akaike info criterion	-4.606260
Sum squared resid	0.012073	Schwarz criterion	-4.461095
Log likelihood	62.88138	Hannan-Quinn criter.	-4.564458
F-statistic	2894.749	Durbin-Watson stat	1.425422
Prob(F-statistic)	0.000000		

PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/20/23 Time: 11:19
 Sample (adjusted): 1997 2022
 Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
1	0.243	0.243	1.7184		
2	-0.002	-0.065	1.7185	0.190	
3	-0.024	-0.009	1.7374	0.419	
4	0.106	0.122	2.1121	0.549	
5	0.297	0.258	5.1687	0.270	
6	-0.093	-0.254	5.4824	0.360	
7	-0.138	-0.043	6.2075	0.400	
8	-0.215	-0.193	8.0715	0.326	
9	-0.129	-0.107	8.7794	0.361	
10	-0.102	-0.151	9.2490	0.415	
11	-0.305	-0.202	13.751	0.185	
12	-0.250	-0.141	17.001	0.108	

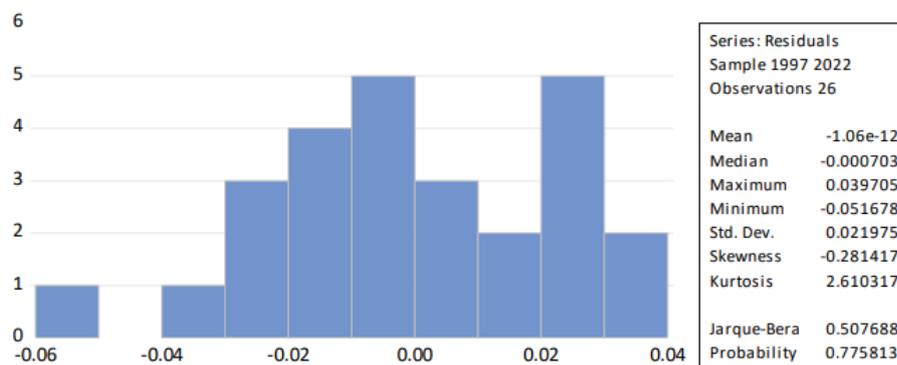
*Probabilities maynot be valid for this equation specification.

b) Prueba de correlación entre las variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
 Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag

F-statistic	2.555804	Prob. F(1,22)	0.1242
Obs*R-squared	2.706118	Prob. Chi-Square(1)	0.1000

c) Prueba de normalidad de los residuos



d) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	0.864049	Prob. F(5,20)	0.5221
Obs*R-squared	4.618636	Prob. Chi-Square(5)	0.4642
Scaled explained SS	2.910075	Prob. Chi-Square(5)	0.7138

Finalmente, resultó necesario suavizar la curva en el periodo 2022-2023 empleando la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 1 del año 2022, se ha cumplido con tomar en cuenta la fuente sugerida por Osinergmin para el cálculo de dicha variable, así como también ha cumplido con actualizar dicho valor en el formato F-104 y los archivos "PBI-2022-2054 AD1.xlsx" y "ad01_pi 2025-2029.wf1".

Al respecto, la observación solicitaba tomar en cuenta la fuente referida para el cálculo del PBI del año 2022, puesto que el resto de los valores históricos del PBI del Área de Demanda 1 eran correctos en el formato F-104 y demás archivos de la PROPUESTA INICIAL; sin embargo, ENOSA ha presentado en el formato F-104 y demás archivos de su PROPUESTA FINAL, valores del PBI del periodo 1996-2021 que no corresponden a los valores históricos aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

- Respecto a la proyección del PBI nacional, esta debería haberse efectuado considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31.07.2023 a los Analistas Económicos, publicadas por el BCRP; sin embargo, se evidencia que se han usado encuestas de otro periodo.

Sin perjuicio de lo anterior, se ha procedido a validar el modelo sugerido por ENOSA, empleando los valores históricos de PBI del Área de Demanda 1 (1996-2022) del workfile "ad01_pi 2025-2029.wf1" y los valores de PBI nacional del archivo "PBI-2022-2054 AD1.xlsx". Al respecto se evidenció que, si bien la ecuación propuesta cumple con las pruebas de validación establecidas en la NORMA TARIFAS, los resultados de la prueba de Heterocedasticidad que se muestran en la respuesta a la presente observación y en el ESTUDIO (archivo "Propuesta PIT 2025-2029 ENOSA.pdf") no corresponden con los que se obtienen de dicha ecuación, tal como se evidencia en la siguiente figura:

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	0.864049	Prob. F(5,20)	0.5221
Obs*R-squared	4.618636	Prob. Chi-Square(5)	0.4642
Scaled explained SS	2.910075	Prob. Chi-Square(5)	0.7138

Heteroskedasticity Test: White			
F-statistic	0.922230	Prob. F(2,23)	0.4118
Obs*R-squared	1.930247	Prob. Chi-Square(2)	0.3809
Scaled explained SS	1.216195	Prob. Chi-Square(2)	0.5444

Conclusión

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

12. Variable Población

En el ESTUDIO, ENOSA menciona que la población de los departamentos se ponderó de igual manera que para el caso del PBI departamental, y utilizando idéntico factor de participación. Asimismo, del archivo “F-100-AD01.xlsx”, formato F-104, se verifica que ese factor de participación hace referencia a los factores de proporcionalidad de ventas en MWh por departamentos que conforman un Área de Demanda, lo cual es correcto. No obstante, en el cálculo de la población del AD1 del año 2022, se verifica que no se emplearon esos factores de participación por departamento, según el archivo “Población regional.xlsx”.

En ese sentido, se requiere que ENOSA calcule la población del AD1 a partir de las ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que conforma esa Área de Demanda (misma metodología que se siguió para la variable PBI).

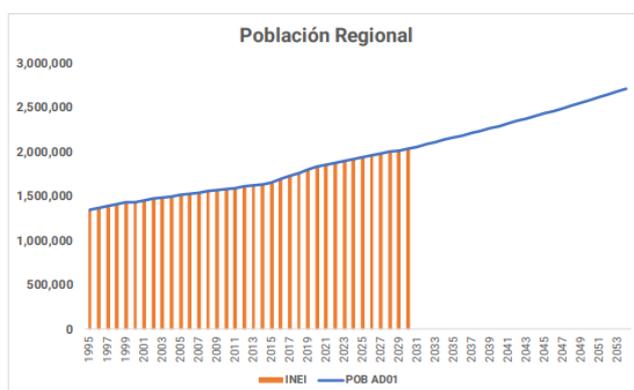
Asimismo, en la proyección de población del periodo 2023-2054, se sugiere a ENOSA que use las estimaciones y proyecciones al año 2025 y al año 2030 de la población por departamento realizadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gov.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf) y extrapolar los datos departamentales 2023-2024 y 2026-2029 en función de las tasas de crecimiento 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente; para el periodo 2031-2054 mantendrá constante la tasa de crecimiento promedio anual departamental del periodo 1996-2030. Posteriormente, dichos valores departamentales se emplearán para la construcción de los valores proyectados de la variable Población del AD1 a partir de las ponderaciones en función de las ventas de energía en el Año representativo (2022).

Por tanto, ENOSA debe considerar lo mencionado en los párrafos para la proyección de la variable Población por departamento para luego, mediante los factores de participación, se estime las proyecciones del AD1.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información de los indicadores demográficos por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible en la página web del INEI: <https://m.inei.gov.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>

En tal sentido, siguiendo los criterios señalados por OSINERGHMIN, se estimó el crecimiento del PBI Regional.



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable Población del Área de Demanda 1 del año 2022, ha cumplido con actualizar el factor de participación por departamento y el cálculo de esa variable, tanto en el archivo “Población.xlsx” como en el formato F-104. Sin embargo, en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1” se observa que los variables históricos del periodo 1996-2022 no corresponden con los valores del archivo “Población.xlsx” ni con los del formato F-104.

Sin perjuicio de lo anterior, la observación hacía referencia al valor del año 2022, puesto que el resto de los valores históricos de la Población del Área de Demanda 1 eran correctos en el F-104 y demás archivos de su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, en el F-104 y archivo “Población.xlsx” de su PROPUESTA FINAL, ha presentado valores del periodo 1996-2021 que no corresponden a los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Asimismo, se evidencia que ENOSA no ha seguido los criterios señalados por OSINERGHMIN para la proyección de la variable Población.

Conclusión

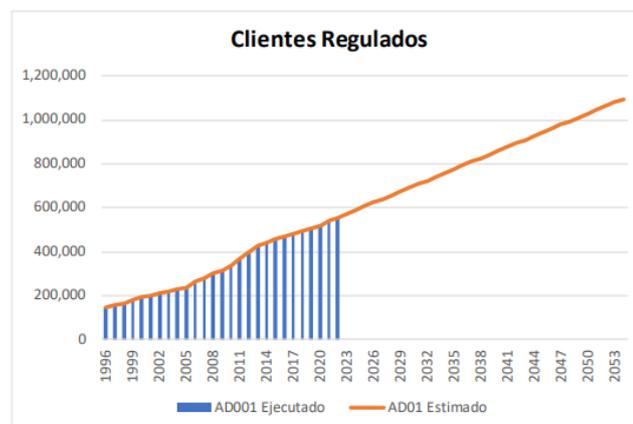
Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

13. Variable Clientes

Sobre la proyección de la Variable Clientes para el periodo 2023-2054, ENOSA debe considerar las estimaciones proporcionadas por el modelo tendencial lineal sin ajuste adicional, ello en referencia, a que en el archivo “Clientes regulados.xlsx” se debe considerar los datos de la columna E31:E62 como estimaciones del periodo en mención.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los valores estimados del modelo tendencial, acorde a lo sugerido:



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se evidencia que, respecto a la proyección de la variable CLIENTES para el periodo 2023-

2054, ha cumplido en considerar las estimaciones proporcionadas por el modelo tendencial lineal sin ajuste adicional.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

14. Modelos estimados de ventas de energía

Los formatos F-106 y F-107 que forman parte del ESTUDIO presentan las siguientes inconsistencias:

- En el formato F-106, el valor del coeficiente de determinación de las ecuaciones tendenciales: exponencial, logarítmica, polinómica 2, polinómica 3 y potencial, no es el mismo que se muestra en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1”. Lo mismo sucede con los valores correspondientes a los estadísticos “t” y “F”.

Asimismo, se evidencia que, los valores proyectados consignados en el formato F-106 y en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1” no son coherentes con los valores que resultan de proyectar las ventas de energía empleando las ecuaciones tendenciales: exponencial, logarítmica, polinómica 2, polinómica 3 y potencial presentadas en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1”.

- En el formato F-107, el valor del coeficiente de determinación de las ecuaciones econométricas: modelo 1, modelo 3, modelo 4, modelo 5 y modelo 6, no es el mismo que se muestra en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1”. Lo mismo sucede con los valores correspondientes a los estadísticos “t” y “F”.

Así también, se evidencia que, los valores proyectados consignados en el formato F-107 y en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1” no son coherentes con los valores que resultan de proyectar las ventas de energía empleando las ecuaciones econométricas: modelo 1, modelo 3, modelo 4, modelo 5 y modelo 6 presentadas en el workfile “ad01_pi 2025-2029.wf1”.

Al respecto, ENOSA debe revisar y actualizar la información de los modelos tendenciales y econométricos de manera que la información (ESTUDIO, formatos F-100 y workfiles) guarde coherencia entre sí.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar y corregir donde corresponda los resultados de los modelos tendenciales y econométricos tomando en consideración la última información disponible.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se evidencia lo siguiente:

- En los formatos F-106 y F-107, ha cumplido con corregir el coeficiente de determinación de las ecuaciones tendenciales, los valores correspondientes a los estadísticos “t” y “F” y los valores proyectados, de manera que guarden coherencia con lo observado en el workfile.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

15. Proyección de ventas de energía de los usuarios regulados

En el ajuste final (formato F-108) se debe tener en cuenta que las proyecciones de las ventas anuales de energía a partir del año 2030 deben efectuarse considerando como variación anual la tasa de crecimiento promedio resultante del modelo tendencial lineal para el periodo 2022 - 2054 de forma constante. Considerando lo anterior, ENOSA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía.

Respuesta

Es preciso señalar que existe limitaciones en los modelos tendenciales a diferencia de los modelos econométricos o estructurales que son más explicativos y sustentados conceptualmente, ya que estos últimos buscan comprender y definir las variables que explican el comportamiento de la demanda de energía. Una vez determinado las variables que explican el comportamiento de la demanda, es posible pronosticarla suponiendo ciertos valores de las variables explicativas o exógenas en el futuro.

No obstante, tomando en consideración los resultados obtenidos par cada uno de los modelos tendenciales, estos presentan un coeficiente de determinación (R2) cercanos al 90% con excepción de los modelos lineales y logarítmico que presentan coeficientes menores al 80%.

OSINERGMIN							F-108
PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES ¹¹ DE ENERGÍA (MWH) DE USUARIOS REGULADOS							
MÉTODO DE TENDENCIAS							
ÁREA DE DEMANDA: 1							
AÑO	Modelos Comparados						
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial	
2022	1.187.320,41	1.393.176,54	1.022.478,20	1.005.723,96	806.143,06	1.084.447,29	
2023	1.223.002,70	1.478.594,50	1.034.497,12	996.146,32	684.493,69	1.107.483,49	
2024	1.258.684,98	1.569.238,36	1.046.094,24	983.216,52	537.996,48	1.130.174,99	
2025	1.294.367,27	1.665.429,08	1.057.298,16	966.934,17	385.122,20	1.152.538,59	
2026	1.330.049,55	1.767.527,34	1.068.134,67	947.299,26	264.329,60	1.174.589,73	
2027	1.365.731,84	1.875.894,69	1.078.627,10	924.311,79	169.914,54	1.196.342,96	
2028	1.401.414,12	1.990.894,82	1.088.796,64	897.971,76	107.145,46	1.217.819,53	
2029	1.437.096,41	2.112.934,97	1.098.662,57	868.279,18	620.898,40	1.239.006,55	
2030	1.472.778,69	2.242.467,35	1.108.242,49	836.234,04	348.708,59	1.259.939,08	
2031	1.508.460,98	2.379.940,64	1.117.552,51	798.836,34	-1.312.111,26	1.280.621,68	
2032	1.544.143,26	2.525.841,66	1.126.607,43	759.086,06	-1.712.641,65	1.301.063,19	
2033	1.579.825,55	2.680.687,06	1.135.420,86	715.963,27	-2.151.834,99	1.321.277,85	
2034	1.615.507,83	2.845.025,18	1.144.005,34	669.527,90	-2.631.226,52	1.341.259,27	
2035	1.651.190,12	3.019.437,97	1.152.372,47	619.719,97	-3.152.361,48	1.361.030,56	
2036	1.686.872,40	3.204.543,04	1.160.532,98	566.559,49	-3.716.745,09	1.380.594,32	
2037	1.722.554,69	3.400.995,88	1.168.496,84	510.046,45	-4.325.942,59	1.399.957,72	
2038	1.758.236,97	3.609.492,16	1.176.273,39	450.180,85	-4.981.479,23	1.419.127,51	
2039	1.793.919,26	3.830.770,19	1.183.870,96	386.962,69	-5.684.890,21	1.438.110,96	
2040	1.829.601,54	4.066.513,56	1.191.297,88	320.391,98	-6.437.710,80	1.456.911,39	
2041	1.865.283,83	4.314.853,88	1.198.561,55	250.468,70	-7.241.476,22	1.475.537,20	
2042	1.900.966,11	4.579.373,74	1.205.669,01	177.192,86	-8.097.721,70	1.493.992,91	
2043	1.936.648,40	4.860.109,86	1.212.626,82	100.564,49	-9.007.562,48	1.512.283,62	
2044	1.972.330,69	5.158.056,36	1.219.441,17	20.583,55	-9.973.793,80	1.530.414,21	
2045	2.008.012,97	5.474.268,31	1.226.117,84	-83.749,96	-10.996.690,89	1.548.389,31	
2046	2.043.695,25	5.809.865,48	1.232.662,29	-149.436,01	-12.078.208,98	1.566.213,32	
2047	2.079.377,54	6.166.036,25	1.239.079,66	-238.474,63	-13.219.883,30	1.583.890,44	
2048	2.115.059,82	6.544.341,68	1.245.374,78	-332.865,30	-14.432.549,10	1.601.424,68	
2049	2.150.742,11	6.945.230,86	1.251.564,33	-429.619,53	-15.689.841,61	1.618.819,84	
2050	2.186.424,39	7.370.994,10	1.257.658,33	-529.706,82	-17.021.196,06	1.636.079,53	
2051	2.222.106,68	7.822.869,05	1.263.571,15	-633.154,67	-18.418.847,68	1.653.207,32	
2052	2.257.788,96	8.302.445,96	1.269.420,58	-739.956,07	-19.884.331,72	1.670.206,51	
2053	2.293.471,25	8.811.423,08	1.275.168,27	-850.110,03	-21.419.183,40	1.687.080,30	
2054	2.329.153,53	9.351.602,77	1.280.817,71	-963.616,54	-23.024.937,97	1.703.831,74	
	2.13%	6.13%	0.71%			1.42%	

ECUACION:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T ²	VENTAS C T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r ²)	0.7598	0.8162	0.7387	0.8399	0.9272	0.8652
ESTADÍSTICO t:						
Variable 1 Valor	4.26	147.23	-0.66	1.07	4.42	103.90
Prob.	0.0003	0.0000	0.5161	0.2942	0.0001	0.0000
Variable 2 Valor	8.89	10.54	8.25	6.12	-1.06	12.67
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3012	0.0000
Variable 3 Valor				-3.48	4.31	
Prob.				0.0019	0.0001	
Variable 4 Valor					-5.2526	
Prob.					0.0000	
ESTADÍSTI DO F:						
Valor	78.71	111.01	68.06	62.96	97.67	160.45
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Por otro lado, se ha descartado los modelos polinómicos de grado 2 y 3 por presentar valores negativos. De los modelos restantes, los modelos exponencial y potencial son los que tienen un coeficiente mayor a 0,8, por lo que se consideró el promedio resultante de sus tasas de crecimiento, ya que dicha tasa (3,8%) se ajustan a los valores observados entre el año 2000 y 2022 (5%).

AÑO	TASAS DE CRECIMIENTO						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Seleccionado
2022							
2023	3.01%	6.13%	1.18%	-0.95%	-15.09%	2.12%	4.13%
2024	2.92%	6.13%	1.12%	-1.30%	-21.40%	2.05%	4.09%
2025	2.83%	6.13%	1.07%	-1.66%	-32.13%	1.98%	4.05%
2026	2.76%	6.13%	1.02%	-2.03%	-54.99%	1.91%	4.02%
2027	2.68%	6.13%	0.98%	-2.43%	-140.11%	1.85%	3.99%
2028	2.61%	6.13%	0.94%	-2.85%	396.32%	1.79%	3.96%
2029	2.55%	6.13%	0.91%	-3.31%	89.79%	1.74%	3.94%
2030	2.48%	6.13%	0.87%	-3.81%	52.80%	1.69%	3.91%
2031	2.42%	6.13%	0.84%	-4.36%	38.30%	1.64%	3.89%
2032	2.37%	6.13%	0.81%	-4.98%	30.53%	1.60%	3.86%
2033	2.31%	6.13%	0.78%	-5.68%	25.64%	1.55%	3.84%
2034	2.26%	6.13%	0.76%	-6.49%	22.28%	1.51%	3.82%
2035	2.21%	6.13%	0.73%	-7.44%	19.81%	1.47%	3.80%
2036	2.16%	6.13%	0.71%	-8.58%	17.90%	1.44%	3.78%
2037	2.12%	6.13%	0.69%	-9.97%	16.39%	1.40%	3.77%
2038	2.07%	6.13%	0.67%	-11.74%	15.15%	1.37%	3.75%
2039	2.03%	6.13%	0.65%	-14.04%	14.12%	1.34%	3.73%
2040	1.99%	6.13%	0.63%	-17.20%	13.24%	1.31%	3.72%
2041	1.95%	6.13%	0.61%	-21.82%	12.49%	1.28%	3.70%
2042	1.91%	6.13%	0.59%	-29.26%	11.82%	1.25%	3.69%
2043	1.88%	6.13%	0.58%	-43.25%	11.24%	1.22%	3.68%
2044	1.84%	6.13%	0.56%	-79.53%	10.72%	1.20%	3.66%
2045	1.81%	6.13%	0.55%	-404.85%	10.26%	1.17%	3.65%
2046	1.78%	6.13%	0.53%	138.15%	9.83%	1.15%	3.64%
2047	1.75%	6.13%	0.52%	60.25%	9.45%	1.13%	3.63%
2048	1.72%	6.13%	0.51%	39.00%	9.10%	1.11%	3.62%
2049	1.69%	6.13%	0.50%	29.06%	8.78%	1.09%	3.61%
2050	1.66%	6.13%	0.48%	23.30%	8.49%	1.07%	3.60%
2051	1.63%	6.13%	0.47%	19.53%	8.21%	1.05%	3.59%
2052	1.61%	6.13%	0.46%	16.87%	7.96%	1.03%	3.58%
2053	1.58%	6.13%	0.45%	14.89%	7.72%	1.01%	3.57%
2054	1.56%	6.13%	0.44%	13.35%	7.50%	0.99%	3.56%
	2.1%	6.1%	0.7%			1.4%	3.8%

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se evidencia que, en el ajuste final, no ha tomado en cuenta la indicación de Osinerghmin para las proyecciones de las ventas anuales de energía a partir del año 2030.

Al respecto es preciso señalar que, el criterio indicado en la observación fue 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 de los archivos F-100 de los procesos referidos.

Conclusión

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

16. Sistema eléctrico de transmisión

En la hoja "SETRA" del archivo "01 Pérdidas_2022.xlsx" se asigna a cada sistema eléctrico de distribución su correspondiente sistema eléctrico de transmisión. De la revisión del ESTUDIO, se observa que el sistema eléctrico SE0231 - FRONTERA está siendo asignado al sistema eléctrico de transmisión "Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana". Al respecto, ENOSA debe revisar lo indicado y actualizar tanto la hoja SETRA como el ESTUDIO, dado que se cuenta con el sistema eléctrico de transmisión denominado "Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas", en el cual se estaría incluyendo al sistema eléctrico de distribución SE0231 - FRONTERA.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los SED pertenecientes al Área de Demanda 1 según se muestra en el siguiente cuadro:

Sistema Eléctrico de Distribución	Denominación	Sistemas de Transmisión
PR0083	Sistema Eléctrico Rural La Nina	Bajo Piura
SE0085	Bajo Piura	
SE0086	Chulucanas	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas
SE0231	Frontera	
SE0306	Santo Domingo-Chalaco I y II	
SE0307	Huancabamba-Huarmaca	
SE0081	Piura	Piura, SER Piura, Catacaos
SE1081	Catacaos	
SR0133	SER Piura, Chulucanas y Sullana	
SE1082	El Arenal	
		Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana
Sistema Eléctrico de Distribución	Denominación	Sistemas de Transmisión
SE2082	Sullana	
SE3082	Paíta	
SE0083	Talara	Talara
SE0084	Tumbes	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes
SE0084	Tumbes	
SE0165	Tumbes Rural	
SE0259	Zarumilla Rural	
SE1084	Corrales	
SE1084	Corrales	
SE1165	Zorritos	
SE2084	Zarumilla	
SR0134	SER Tumbes	
SE2232	Máncora Urbano	

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA se verifica la corrección efectuada.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

17. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "F-100-AD01.xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Se verifica que no se ha realizado la depuración de datos atípicos como, por ejemplo, se observa en las barras PIURA CENTRO 10 kV y PAITA 22,9 kV. Ver Figura 1 y Figura 2. Cabe mencionar que, los ejemplos mostrados no son los únicos casos que han sido identificados del total de registros presentados. En tal sentido, ENOSA debe realizar la depuración de datos atípicos, presentar la metodología o criterios adoptados, así como los archivos de sustento correspondientes.

Figura 1: Registros de fecha 02/12/2022 de la barra Piura Centro 10 kV presentados por ENOSA

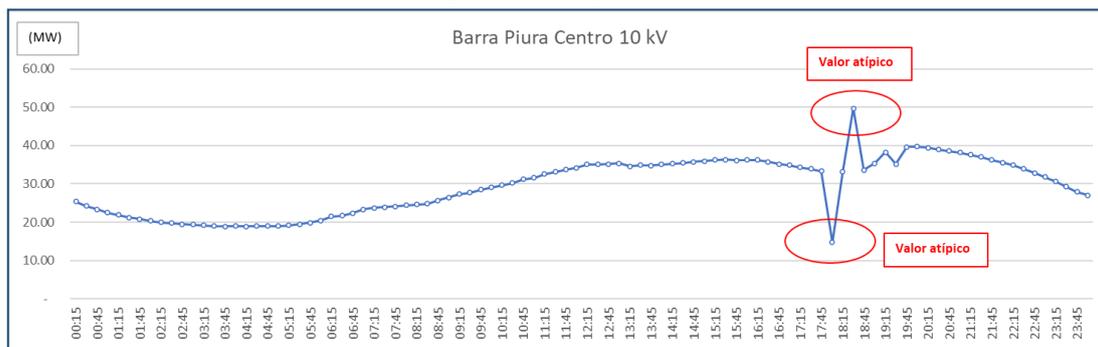
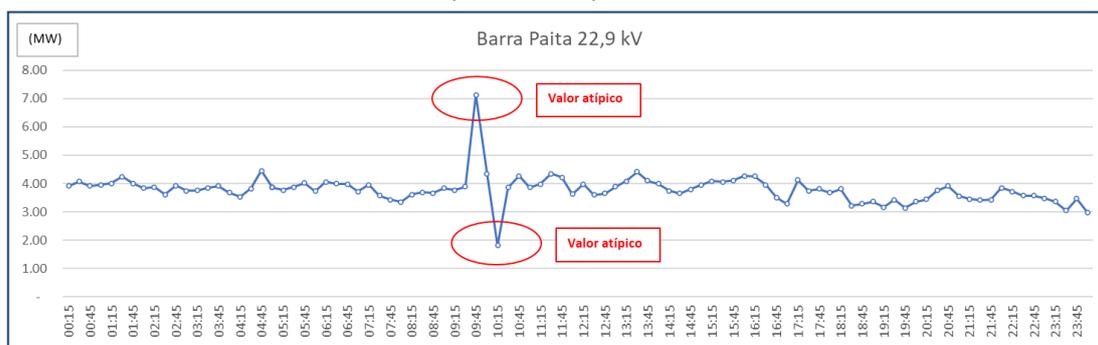


Figura 2: Registros de fecha 01/12/2022 de la barra Paita 22,9 kV presentados por ENOSA



Asimismo, ENOSA debe tener en cuenta que la fuente y/o procedencia de los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos deben 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 explicar y sustentar los motivos por los cuales difieren.

De otro lado, se aprecian casos de registros de mediciones incompletos y/o inconsistentes. Por ejemplo, se observan registros en cero (0) en la barra LA UNIÓN 10 kV, para el mes de octubre, y en la barra PAITA INDUSTRIAL 10 kV, en el mes de setiembre. Al respecto, se requiere que ENOSA debe explicar las condiciones que permitieron esas mediciones.

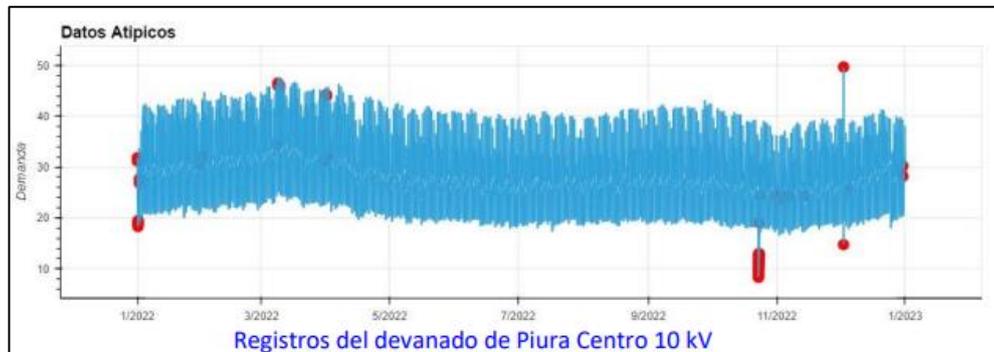
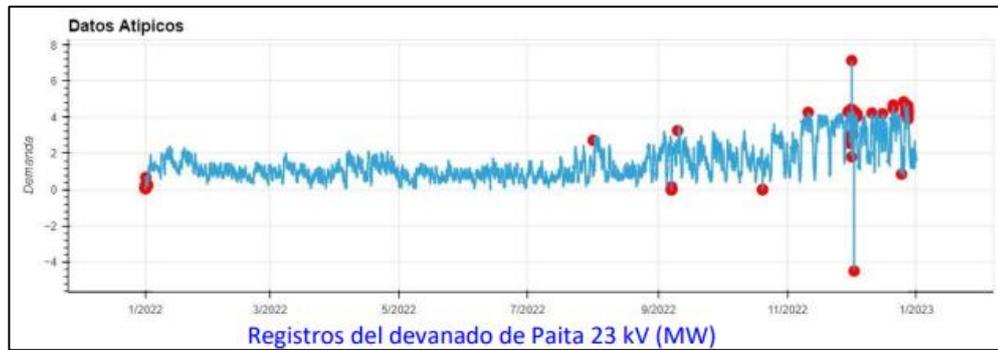
En caso no se cuente con los registros para algunos de los días del año representativo, se sugiere que ENOSA tome en cuenta los registros de los días similares próximos (de similares características), en concordancia a lo señalado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha corregido y actualizado los datos atípicos de la Subestación Restitución, para ello se utilizó el criterio “Isolation Forest”.

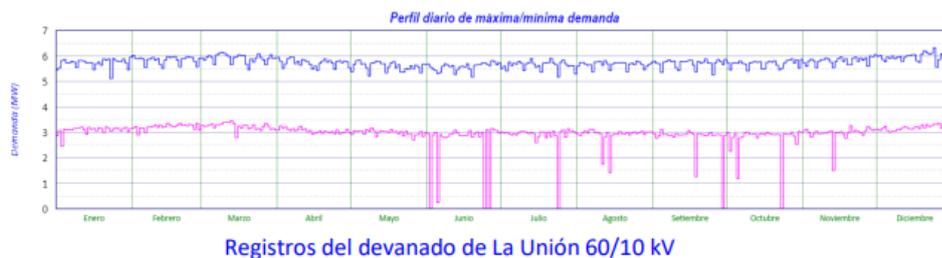
Dicho método permite identificar observaciones atípicas o anómalas en un conjunto de datos, que son puntos que difieren significativamente del resto de los datos.

Por ejemplo, para los registros provenientes de los devanados en 10 kV de Piura Centro y de 22.9 kV de Paita se ha podido detectar los siguientes outliers:



Posteriormente dichos “outliers” fueron depurados, tomando en cuenta que son datos puntuales, se tomó el promedio de las mediciones ± 15 minutos.

Con respecto a las mediciones del devanado en 10 kV de La Unión, se corrigió en base a las mediciones en 60 kV.



Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos, se observa que no ha adjuntado los archivos electrónicos que permitan identificar las anomalías significativas (según lo indicado por ENOSA). Asimismo, en la absolución, ENOSA señala haber corregido y actualizado los datos atípicos de la Subestación Restitución, sin embargo, dicha subestación no pertenece al Área de Demanda 1.

De otro lado, se verifica la depuración de atípicos de los registros de mediciones de las barras PIURA CENTRO 10 kV y PAITA 22,9 kV; según lo indicado por ENOSA. Asimismo, sobre las mediciones de la barra LA UNIÓN 10 kV, se toma en consideración el criterio indicado por ENOSA.

Conclusión

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

18. Clientes libres existentes

En el formato F-113 se observa que los nombres de los clientes libres no corresponden a los de los usuarios, en conformidad con el Sistema de Clientes Libres (SICLI). Al respecto, ENOSA debe presentar el listado tal como se presenta en el SICLI, dado que se trata de la fuente oficial de información de los Clientes Libres. Asimismo, ENOSA debe considerar que los consumos de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados.

Respuesta

Se ha procedido a incluir las mediciones de los clientes libres reportados en la última actualización de la base de datos SICLI.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ENOSA, se verifica que, en el formato F-113 presenta los nombres de los clientes libres en conformidad al SICLI 2022. Asimismo, ENOSA justifica los valores presentados de consumos de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

19. 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.”

ENOSA, en los formatos F-100, ha incluido 17 cargas aprobadas en el proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025); sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, se debe informar y presentar el sustento respectivo del estado de avance de esas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga.

Además, en los formatos F-100 ENOSA incluye un total de 32 nuevas demandas a incorporar, sin haber presentado la totalidad del sustento de esas nuevas cargas que luego ENOSA incorpora en su proyección de demanda. En ese sentido, ENOSA debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

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 ingreso de carga y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.

Finalmente, en el ESTUDIO se verifica que, la totalidad de las nuevas demandas incorporadas con un ingreso de carga proyectada para el año 2023 no presentan sustento. Por tanto, se requiere que ENOSA sustente el año de ingreso de cada carga.

Respuesta

Con respecto a las cargas aprobadas en el PIT 2021-2025, la mayoría de ellos son ampliaciones a cargas existentes, no obstante, se ha procedido a retirar la carga "Fundo Sta. Regina (con EPO)" de 7.8 MW, puesto que ha entrado en operación.

Cabe precisar que se ha determinado factores de caracterización representativos según el tipo de actividad económica y sobre la base de los códigos provistos en la Base de Datos del SICLI. Así, por ejemplo, se ha obtenido el FC, FPHMS y FS representativo de cada una de las demandas nuevas en base a cada una de las "actividades económicas".

Finalmente, 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 Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENOSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

20. Formatos de información general

Se debe presentar datos completos en los formatos de información general F-001, F-002 y F-003, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. La información requerida es necesaria para analizar el diagnóstico actual del sistema de transmisión, verificar la antigüedad de las instalaciones, la ubicación geográfica de las subestaciones, el estado de los transformadores (nuevo, rotado o reserva) entre otros aspectos necesarios y básicos para realizar el planeamiento de la transmisión. Se observa que dichos formatos no fueron presentados. Por ejemplo, ENOSA no incluye a la SET Grau aprobada en el Plan de Inversiones 2017-2021. En ese sentido, ENOSA debe considerar los Elementos/Proyectos aprobados en los Planes de Inversión.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en Anexo adjunto a la propuesta final del Estudio, se remite el archivo Excel F-000.xlsx, que contiene la información de las instalaciones de transmisión de ENOSA correspondiente a los formatos F-001, F-002 y F-003.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENOSA presenta los formatos F-001, F002 y F003.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

21. Formatos del SER

ENOSA no sustenta lo consignado en los formatos F-201 ni F-207 de acuerdo con lo dispuesto en la NORMA TARIFAS. Al respecto ENOSA debe incluir los criterios y metodología utilizada para la selección de elementos óptimos, indicando la referencia bibliográfica que la sustenta y los archivos electrónicos de cálculo correspondiente, así como los costos de las alternativas analizadas con su respectivo costo total de inversión, operación y mantenimiento en dólares como indica la NORMA TARIFAS.

El listado de transformadores de potencia considerados en los formatos F-202 y F-203 del ESTUDIO presentan incoherencias con la Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, evidenciado en que en los formatos no se presentan los 4 transformadores de la SET Piura Oeste entre otras. Al respecto se solicita a ENOSA incluir los transformadores faltantes o justificar las razones de la omisión.

En el formato F-206, ENOSA no indica parámetros como el peso unitario del cobre o aluminio para las líneas de transmisión propuestas o el peso de los transformadores propuestos, además de que no se indican los códigos de los elementos propuestos por ENOSA. Al respecto, ENOSA debe completar las tablas con los datos solicitados que se indican en la NORMA TARIFAS.

La cantidad de líneas de transmisión propuestas por ENOSA en los formatos F-210 y F-211 no tienen coherencia con la indicada en su formato F-305. Al respecto se solicita a ENOSA validar lo indicado.

Por lo tanto, ENOSA debe revisar lo indicado en su formato F-211. Cabe indicar que los valores necesarios para la formulación de este formato se encuentran en los formatos F-209 y F-210, los cuales se encuentran observados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a revisar, corregir y actualizar la información consignada en los formatos F-202 y F-203. Asimismo, se ha completado los datos faltantes en el formato F-206. Finalmente, se ha verificado la consistencia de información entre los formatos F-200 y F-300.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que la información de los formatos se encuentra sustentada.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

22. Sobre el diagnóstico

Los proyectos que propone ENOSA no están debidamente sustentados. Se requiere que ENOSA cumpla con la definición del Plan de Inversiones según lo estipulado en los numerales 10, 11 y 12 de la NORMA DE TARIFAS. Cada alternativa deberá estar acompañada de (i) densidades de demanda del Sistema Eléctrico, (ii) El GIS con el recorrido de las redes en MT existentes, (iii) las rutas de LT y ubicación de SET en formato digital .kmz o .dwg, (iv) diagramas unifilares y vistas de planta de las SET que tiene previsto intervenir, con el fin de validar las propuestas de ampliación de TP, celdas en AT y/o MT (v) y cuando aplique la ubicación de cargas existentes y/o previstas que estiman podría requerir un cambio del nivel de tensión en MT respecto al existente.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que como anexo a la propuesta final del Estudio, se adjunta los mapas de densidad, el GIS de MT, diagramas unifilares y vista de planta de acuerdo con lo observado.

- i) En la carpeta "MAPA DENSIDADES" de la propuesta actualizada se adjunta las densidades por sistema eléctrico, en formato kmz, pdf y los archivos fuente respectivos.
- ii) La red MT en formato "kmz" se está adjuntando en la carpeta "RED MT", para cada proyecto evaluado según corresponde.
- iii) Las rutas de las líneas y ubicación de las SETs en formato "kmz" se están adjuntando en la carpeta "PROYECTOS".
- iv) Los diagramas unifilares y planos de planta de las SETs existentes y que se tienen previsto intervenir se están adjuntando en la carpeta "DIAGRAMAS UNIFILARES".
- v) La propuesta no contempla el cambio de nivel de tensión en MT.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENOSA presenta los mapas de densidad de carga, la red kmz, diagramas unifilares, etc.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

23. Respecto a los costos para los terrenos de las Subestaciones nuevas

Es necesario que ENOSA considere en la valorización el costo de terreno, adjuntando la fuente de referencia de donde se ha obtenido el precio de terreno. Por ejemplo, para la SET Catacaos utiliza un precio de USD 50.00, sin embargo, en la visita técnica se verificó que la subestación ya se encuentra en construcción. En ese sentido, ENOSA debe presentar el sustento para considerar dicho precio.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el costo de terreno considerado para la subestación CATACAOS es 10 053,79 US\$. El sustento correspondiente se adjunta en la carpeta "SET CATACAOS".

Análisis de Osinermin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENOSA presenta una valuación de terreno, sin embargo, no es se puede verificar que ENOSA pagó dicho monto.

Conclusión

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

24. SET Sechura

En la modificación del PI 2021-2025 se aprobó la ampliación de la capacidad de transformación de la SET Sechura (incluye nuevo devanado de 22,9 kV); posteriormente, en el mismo proceso regulatorio ENOSA solicitó el retiro de dicha instalación, para luego, en el presente proceso regulatorio, solicitar se incluya en el PI 2025-2029. Contra la mencionada aprobación realizada por Osinermin, ENOSA inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente (i) el sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinermin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Sin perjuicio de lo anterior, se requiere que ENOSA verifique su proyección de demanda, debido a que en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, ENOSA mostró que el transformador existente llegaba a sobrecargarse antes del año 2025.

Respecto a la solicitud de capacitores, se debe señalar que en la visita de campo se observó la existencia de un banco de capacitores (3 MVAR de privados) que no se podía utilizar por problemas en la operación debido a la presencia de armónicos. En ese sentido, se requiere que ENOSA presente la evidencia de la necesidad de incrementar bancos de capacitores, asimismo, el estudio que garantice que estas instalaciones se podrán utilizar.

Con respecto al archivo de flujo, no se incluye en las simulaciones los elementos solicitados (no incluye el TP 60/22,9/10 kV – 15MVA).

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que efectivamente ENOSA ha judicializado ante el poder judicial (Exp. 01127-2023-0-1801-JR-CA-13), la decisión respecto a la solicitud de retiro/reprogramación de elementos de transmisión del PIT 2021-2025. Al respecto, el artículo 42° del TUO de la Ley 27584, Ley que regula el Proceso Contencioso Administrativo, aprobado mediante decreto supremo N° 011-2019-JUS, establece que; en cualquier etapa del proceso, las partes pueden conciliar o transigir sobre las pretensiones que contengan derechos disponibles.

En efecto, dicho D.S. establece lo siguiente:

“En cualquier momento del proceso, las partes podrán transigir o conciliar sobre pretensiones que contengan derechos disponibles. Si el acuerdo homologado o aprobado es total, producirá la conclusión del proceso. De ser parcial, el proceso continuará sobre los aspectos no comprendidos. Para proponer o acceder a la fórmula de composición, la entidad deberá analizar objetivamente la expectativa de éxito de su posición jurídica en el proceso”.

Cabe precisar que, lo que se ha judicializado es la declaración de improcedencia de la solicitud de retiro presentada por ENOSA. En ese sentido, no ha existido un pronunciamiento sobre el fondo por parte de OSINERGMIN. Por lo indicado, el hecho de que el regulador incluya los proyectos para el periodo 2025-2029, no implica que se avoque al conocimiento del caso, pues lo que haría OSINERGMIN es conciliar las pretensiones, haciendo viable que los proyectos eléctricos sean necesarios para la demanda eléctrica en el periodo 2025-2029 y no para el periodo 2021-2025, considerando el interés de los usuarios del servicio eléctrico toda vez que, todos los proyectos que se encuentran previstos en el Plan de Inversiones son cargados a las tarifas que pagan los usuarios finales.

Se debe tener presente que, el Consejo Directivo del Osinerghmin estableció en la Resolución N° 181-2019-OS/CD que su función es velar porque los usuarios no asuman el pago de proyectos innecesarios o imposibles de realizar que puedan desnaturalizar sus costos. Es decir, que en este caso OSINERGMIN debe velar y garantizar que los usuarios no tengan que asumir a la fecha proyectos que recién serán necesarios a partir del periodo 2025-2029.

Por consiguiente, no existe impedimento legal alguno para que OSINERGMIN incluya dichos proyectos en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 – 2029; pues de ser así, se daría por concluido el proceso judicial.

Ver análisis en carpeta “SUSTENTO LEGAL”

Proyección de demanda

En base a los resultados de actualización de demanda obtenidos como resultado de la absolución de las observaciones, y sobre la base del principio de eficiencia establecido en el Art. 14° del Reglamento General del OSINERGMIN, se reitera la propuesta de retiro del proyecto de ampliación de la capacidad de transformación en la SET Sechura y su inclusión al PIT 2025-2029, para el año 2026.

Problemática de armónicos

La empresa ETEC realizará la evaluación de armónicos y determinará la condición de operación. El estudio está en curso, se realizaron mediciones y pruebas durante periodo de operación del Banco de Capacitores.

Considerando la operación del capacitor instalado por el cliente, ya no sería necesario un capacitor adicional en el período 2025-2029. Por lo tanto, se retira de la propuesta el capacitor solicitado por ENOSA.

Modelación eléctrica

Se ha corregido la modelación eléctrica considerando la ampliación propuesta en la subestación Sechura a partir del año 2026

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA retira los bancos solicitados indicando que la empresa privada realizará los estudios pertinentes.

De otro lado, debe tenerse en cuenta que solicitar el retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 de instalaciones y trasladarlas para el Plan de Inversiones 2025-2029 implica el retiro de los mismos del plan vigente, lo cual es precisamente lo solicitado en la

controversia judicial, por lo que, conforme a lo indicado en el Informe Legal, no corresponde el avocamiento de materias que están siendo dilucidadas en sede jurisdiccional, por lo que cualquier solicitud sobre el particular debe ser declarada improcedente.

Conclusión

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

25. Nueva SET Catacaos

Es necesario que ENOSA señale de manera clara cómo será el financiamiento del proyecto, debido a que, mientras en el ESTUDIO señala que el proyecto será ejecutado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), en la visita de campo mencionaron que está siendo ejecutado con recursos propios. En ese sentido se requiere que mencionen claramente que se está solicitando, si solo es el Costo de Operación y Mantenimiento, o también el Costo de Inversión.

Respecto a la necesidad de la subestación, ENOSA señala que la finalidad es mejorar la calidad del servicio eléctrico y cumplir con la NTCSE. Como sustento presenta la evaluación del radio de acción de las SET Piura Centro, Piura Oeste y La Unión. Sin embargo, no considera el radio de acción de la SET Grau.

Asimismo, presenta la evaluación de los perfiles de tensión del alimentador A1007 de 10 kV de la SET Piura Centro. Este caso fue analizado en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, y se concluyó que la caída de tensión en el alimentador existe, no obstante, la SET Catacaos no solucionaría dicha caída de tensión en 10 kV. En ese sentido, ENOSA debe presentar el sustento necesario que demuestre que la SET Catacaos soluciona la caída de tensión, como los archivos fuente de los flujos de potencia. Asimismo, si eventualmente dentro del ESTUDIO se concluyera que para solucionar la caída de tensión se requeriría implementar este devanado en 22,9 kV, ENOSA debe sustentar que el alimentador no puede atenderse desde las SET Grau y La Unión, que tienen devanado en 22,9 kV.

Respecto a la formulación de alternativas presentadas, se debe señalar que tanto la alternativa 1 como la alternativa 2 no son excluyentes entre sí, tal como lo señala el numeral 5.7.4 de la NORMA TARIFAS. En ese contexto, ENOSA debe presentar las alternativas como lo establece la NORMA TARIFAS y que estas solucionen los problemas señalados en el diagnóstico desarrollado por la misma ENOSA.

Por otro lado, es importante resaltar que ENOSA está construyendo esta subestación pese a que no ha sido aprobada en un Plan de Inversiones, más aún teniendo conocimiento que se rechazó en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, y que la solicitud presentada en este proceso, no tiene mayores sustentos de los que ya han sido analizados.

[Respuesta](#)

En atención a lo observado, debemos precisar que para el caso del proyecto en la SET Catacaos, solo se solicita reconocimiento de COyM, puesto que se ha solicitado en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) incluir el proyecto "NUEVA SET CATACAOS, TRANSFORMADOR EN SET CATACAOS 60/22,9/10 KV – 15 MVA, CON SUS RESPECTIVAS CELDAS DE TRANSFORMACIÓN, MEDICIÓN, Y ALIMENTADORES (2026)".

[Reconocimiento de proyecto Nueva SET Catacaos](#)

El proyecto forma parte del Plan Nacional de Electrificación Rural y será financiado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). En ese sentido se está solicitando, el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento.

Radio de SET Grau

La necesidad de subestación Catacaos obedece a la necesidad de incrementar la cobertura eléctrica de los sistemas eléctricos rurales y cuyas cargas no están incluidas en proceso PIT 2025-2029. Dichas nuevas cargas no cuentan con cobertura eléctrica y están fuera del radio de la subestación Grau; asimismo, no están consideradas en la proyección de demanda por no contar con cronogramas de toma de carga y/o compromiso de inversión, requeridos por Osinerghmin entre otros. Asimismo, usualmente son retirados como “nuevas cargas” porque se considera que “forman parte del crecimiento vegetativo”.

Modelación de red MT

Para el caso de SET La Unión 22,9 kV se tiene un proyecto de nuevo alimentador que atendería el sector desde ciudad de Noe hasta Nuevo Pozo Oscuro del A1007.

La Propuesta de 22,9 kV SET Grau sólo atendería la carga de SER San Pablo y anexos (carretera peaje Bayóvar y autopista Panamericana Norte).

Respecto al desarrollo de la red MT de la SET Catacaos, se adjunta el archivo de modelación eléctrica de la red de distribución.

Alternativas de Nueva SET Catacaos

Las alternativas evaluadas si son excluyentes entre sí; es decir, no pueden funcionar los dos a la vez.

Nueva SET Catacaos

La nueva SET Catacaos forma parte del Plan Nacional de Electrificación Rural correspondiente al período 2024-2034. El desarrollo de la red de distribución a partir de la subestación Catacaos se adjunta en la carpeta “SET CATACAOS”.

Análisis de Osinerghmin

ENOSA señala que ha solicitado la inclusión en el PNER al proyecto SET Catacaos, sin embargo, en el PNER aprobado con Resolución Ministerial 527-2023-MINEM/DM no se encuentra como un proyecto que será financiado por la DGER.

ENOSA no sustenta lo mencionado sobre que las nuevas cargas no cuentan con cobertura eléctrica y están fuera del radio de la subestación Grau, y si están dentro del radio de acción de la SET Catacaos.

ENOSA menciona que las alternativas presentadas son excluyentes entre sí, porque no pueden funcionar los dos a la vez, del análisis realizado por Osinerghmin, no son excluyentes porque tienen el mismo punto de diseño, uno con una línea de 600 metros y otra de menor tamaño, que vendrían a ser prácticamente el mismo proyecto.

ENOSA señala que la nueva SET Catacaos forma parte del PNER 2024-2034, sin embargo, tal como se mencionó en las primeras líneas de este análisis la SET Catacaos no se encuentra en el PNER 2024-2034.

Finalmente, ENOSA no menciona acerca de que la SET Catacaos se encuentra en construcción, sin que se encuentre aprobado en algún Plan de Inversiones, que es requisito para el reconocimiento de las instalaciones de transmisión en cada Área de Demanda.

Conclusión

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

26. SET Los Ejidos

Respecto de la sobrecarga del transformador, ENOSA debe validar la proyección de demanda con las observaciones realizadas., asimismo, ENOSA debe presentar la lista de transformadores de su parque, indicando su ubicación, año de fabricación y la condición en la que se encuentran; a fin de verificar la existencia de algún transformador que pueda ser utilizado en esta subestación.

Respecto a retirar el banco de capacitores del Plan de Inversiones 2017-2021 (PI 2017-2021), se precisa que en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente, tal como se señala en el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS. En ese sentido, ENOSA debe retirar su solicitud o presente sustento normativo donde se faculte a Osinermin pueda hacer dichos retiros.

Por otro lado, en la visita técnica realizada por Osinermin, en la SET Los Ejidos se observó de la existencia de dos transformadores que no se encuentran en operación. En ese sentido, se requiere que ENOSA verifique y señale la condición de dichos transformadores y el destino de los mismos.

Así también, ENOSA solicita la remuneración de 1 transformador ubicado en la SET Los Ejidos de 12 MVA; sin embargo, no adjuntó la documentación de sustento como el dato de placa del transformador. Asimismo, es preciso indicar que, según el numeral 6.10 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el reconocimiento en la remuneración de transformadores de reservas existentes se aplicará para los transformadores con antigüedad no mayor a (02) años respecto al año inicial de la presentación de la propuesta del PI 2025-2029 y de los resultados de la evaluación.

[Respuesta](#)

[Proyección de demanda e información de transformadores](#)

Los resultados de la proyección de demanda actualizada, que incluyen las observaciones realizadas, se muestran en los formatos F-100. Respecto al estado actual de los transformadores e información correspondiente se muestran en los formatos F-000 y F-200.

[Proyectos de Plan de Inversiones 2017-2021](#)

[Ver respuesta a observación 5.](#)

[Transformadores en SET Los Ejidos.](#)

Hasta agosto de 2022, en la SET Los Ejidos se tenía en servicio dos transformadores:

- 60/22,9/10 kV – 18 MVA

- 60/22,9/10 kV – 12 MVA (TR de reserva móvil de ENOSA, no reconocido)

En setiembre de 2022, en cumplimiento del Plan de Inversiones, se pone en servicio un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en reemplazo del transformador de 18 MVA:

- 60/22,9/10 kV – 30 MVA (en servicio)
- 60/22,9/10 kV – 12 MVA (en servicio)
- 60/22,9/10 kV – 18 MVA (queda libre para ser rotado a la SET Chulucanas)

El transformador móvil utilizado como reserva por ENOSA, se mantiene en servicio debido a que la demanda de la subestación supera los 30 MVA; es decir, de operar sola se presentarían problemas de sobrecarga.

Por dicho motivo, en base al análisis realizado en el Volumen 4 de la propuesta actualizada, en el PIT 2025-2029 se está solicitando un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA. Con dicho segundo transformador, se estaría resolviendo las sobrecargas estimadas; asimismo, se estaría regularizando el uso del transformador móvil de 12 MVA instalado de forma provisional.

Respecto al transformador de 18 MVA, ésta será utilizada en la subestación Chulucanas.

Transformador de reserva de 12 MVA

La propuesta de ENOSA no solicita el reconocimiento del transformador móvil de 60/22,9/10 kV - 12 MVA en la SET Los Ejidos. Dicho transformador móvil fue adquirido por ENOSA el año 2014 para utilizarlo como reserva en casos de contingencias. Se adjunta los datos de placa de dicho transformador

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA solicita solo un nuevo transformador de 30 MVA, sin embargo, mantiene el retiro del banco de compensación del PI 2017-2021.

Conclusión

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

27. SET Morropón

El COES en su Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025-2034 ha identificado que en el 2030 el sistema Chulucanas – Loma Larga superará los 30 MW. En ese contexto, se prevé un proyecto del tipo Instalación de Conexión de Transmisión (ITC) SET Nueva Chulucanas 220/60 kV, que se conectará a las SET's Chulucanas, Morropón y Loma Larga en 60kV. Por lo tanto, ENOSA debe evaluar la necesidad de Elementos adicionales a los ya aprobados, asimismo, considere en su evaluación dicha ITC.

En su archivo de flujo (*.pfd), ENOSA no está considerando la demanda según el formato F-100 presentado, adicionalmente, se requiere que ENOSA realice las simulaciones con y sin proyecto.

Respuesta

Conforme lo indicado por el COES, el sistema de transmisión de 60 kV Chulucanas – Loma Larga supera los 30 MW a partir del año 2030.

Al respecto, según los resultados del plan de expansión del sistema de transmisión, para el año 2030 se propone la futura subestación 60/22,9/10 kV “Tambogrande”, que tiene como objetivo resolver el N-1 del sistema Chulucanas – Loma Larga en el mediano plazo (hasta el 2034), los problemas de calidad y confiabilidad de la red de distribución - actualmente atendida desde la subestación Chulucanas; asimismo, a partir de dicha SET, el desarrollo eficiente de la red de media tensión a mediano y largo plazo.

Con dicha subestación se descargaría la subestación Chulucanas, y como consecuencia, la demanda del sistema Chulucanas – Loma Larga no superaría los 30 MW hasta el 2034. Sin embargo, es importante precisar que dicha zona cuenta con un alto potencial de crecimiento de la demanda, listados en el Volumen 3 de la propuesta actualizada y que no se cuenta con los sustentos que exige la Norma Tarifas.

Por otro lado, el proyecto “Tambogrande” que se propone para el año 2030, se estaría solicitando en el siguiente proceso PIT 2029-2033 y su aprobación por parte de Osinerghmin sería el año 2028; es decir, dos años antes. Al respecto, en base a los antecedentes de proyectos de similar característica, el período desde su aprobación hasta su puesta en servicio puede alcanzar a demorar entre 5 y 6 años. Por lo tanto, la puesta en operación comercial -real- de la subestación “Tambogrande” sería a partir del 2034; en consecuencia, dicho sistema no estaría cumpliendo con el N-1.

En ese contexto, la solución definitiva a mediano y largo plazo, como se indica en esta observación, es un nuevo punto de inyección en 220 kV, que se enlace con las subestaciones Chulucanas y Morropón.

Por lo expuesto, consideramos al igual que Osinerghmin, la necesidad de incluir el proyecto ITC “SET Nueva Chulucanas 220/60 kV y líneas de interconexión en 220 y 60 kV”, como solución definitiva para el sistema Chulucanas – Loma Larga.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA considera al proyecto ITC.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

28. SET Grau

Respecto a retirar la nueva SET Grau del PI 2017-2021, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente, o sea el PI 2021-2025. En ese sentido, se requiere que ENOSA retire su solicitud.

Asimismo, ENOSA solicita incluir en el PI 2025-2029 la misma subestación. Al respecto, si hipotéticamente lo observado en el párrafo anterior fuera viable, ENOSA no presenta en su diagnóstico la necesidad del proyecto, así como no presenta evaluación de alternativas, probablemente la necesidad de subestaciones cambió. Por ejemplo, esta subestación podría competir con la nueva SET Catacaos solicitada en el presente proceso. En ese sentido, ENOSA debe realizar la evaluación de la necesidad del proyecto y la evaluación de las alternativas para confirmar que la alternativa siga siendo la más eficiente.

Además, en su solicitud ENOSA señala que la celda de alimentador 22,9 kV, aprobada en la SET Grau en la Modificación del PI 2021-2025, no sería necesaria. Cabe indicar que, en la modificación del PI 2021-2025 se aprobó una celda de alimentador 22,9 kV en la SET Grau; posteriormente, en el mismo proceso regulatorio ENOSA solicitó el retiro de dicha instalación por considerarla innecesaria. Contra la mencionada aprobación realizada por Osinerghmin, ENOSA inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente (i) el sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinerghmin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo precedente, ENOSA debe demostrar que desde la SET Grau no es posible atender a la carga del Alimentador 1007 de la SET Piura Centro en 22,9 kV.

Respuesta

Proyectos de Plan de Inversiones 2017-2021

Ver respuesta a observación 5.

Según el plan de obras de ENOSA, la puesta en servicio de la nueva SET Grau está previsto para el año 2026.

Proyecto de Plan de Inversiones 2021-2025

Ver respuesta a observación 24.

Alimentador 22,9 kV en SET Grau

La propuesta de 22,9 kV en la SET Grau solo atendería la carga de SER San Pablo y anexos (carretera peaje Bayóvar y autopista Panamericana Norte).

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA mantiene su propuesta de retirar del PI 2017-2021 al proyecto SET Grau e incluir en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

29. SET Loma Larga

Respecto a retirar el banco de capacitores del Plan de Inversiones 2013-2017 (PI 2013-2017), se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. En ese sentido, ENOSA debe retirar su solicitud.

Así también, se debe señalar que el año 2019 se realizó un proceso donde se retiraron los Elementos que ya no serían ejecutados (Resolución N° 181-2019-OS/CD), el cual incluye este proyecto; sin embargo, ENOSA señaló en esa oportunidad que se encontraba como obra en curso el Mejoramiento de la calidad de tensión en las SET's Chulucanas y Loma Larga, bajo el concurso P1-105-2020. En ese sentido, ENOSA debe precisar, por qué en su momento se negó al retiro de los proyectos del PI 2013-2017.

Por otro lado, ENOSA debe evaluar que la caída de tensión en la SET Loma Larga siempre en cuando, debido al proyecto solicitado en la SET Morropón, donde la línea en 60 kV que llega a la SET Loma Larga tendría un incremento de 8,6 km, incrementando más aún la caída de tensión.

Respuesta

Solicitud de retiro de capacitor

Con el ingreso de la subestación 220/60 kV Piura Este y su interconexión con las subestaciones Ejidos y Chulucanas, previsto para el año 2026, se resuelve hasta el año 2031 el problema de tensiones bajas en las barras de la subestación Loma Larga 60.

En el largo plazo, considerando que el proyecto ITC “SET Nueva Chulucanas 220/60 kV y líneas de interconexión en 220 y 60 kV” se incluye como parte del Plan Vinculante al año 2030, también no sería necesario el referido capacitor hasta el 2034.

Por lo tanto, reiteramos nuestra solicitud de retiro del capacitor del Plan de Inversiones aprobado.

Caída de tensión en SET Loma Larga

Se evaluó la caída de tensión en SET Loma Larga con el proyecto solicitado. Las diferencias en la caída de tensión sin el proyecto son mínimas, por lo que el aumento de 8.6 km no tiene un impacto significativo en la tensión de SET Loma Larga.

Barra	Escenario	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LLARGA 60	Sin proyecto	60	0.921	0.975	0.970	0.970	0.977	0.969	0.960	0.948	0.936	0.921
LLARGA 60	Con proyecto	60	0.921	0.975	0.970	0.969	0.976	0.968	0.958	0.946	0.934	0.919

Al respecto, según el plan de expansión de la transmisión, el 2030 con el ingreso de la subestación Tambogrande se descarga la subestación Chulucanas y las tensiones deben mejorar a partir de dicho año.

Por otro lado, la propuesta de ENOSA sugiere un proyecto ITC para el sistema Chulucanas – Loma Larga para ser incluido en el Plan Vinculante al año 2030. Con dicha propuesta se resuelve el problema de tensión de largo plazo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA mantiene su solicitud de retirar del PI 2013-2017.

Conclusión

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

30. SET Tambogrande

Respecto a su archivo fuente “.pfd” el flujo está simulado para un año distinto al del informe. Por lo tanto, ENOSA debe remitir el sustento necesario e indique información coherente para su evaluación.

Respuesta

Se ha corregido y validado la consistencia del informe, cálculos y archivo de modelación. La futura SET Tambogrande se propone para el año 2030.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que la SET Tambogrande se propone para el año 2030.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

31. SET Chulucanas

En el PI 2017-2021 se aprobó la rotación de un transformador, asimismo, se aprobaron las celdas de transformador de 60 y 10 kV que ENOSA pretende retirar, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. Por lo tanto, ENOSA debe retirar su solicitud.

Asimismo, ENOSA pretende el retiro de los bancos de capacitores aprobado en el PI 2017-2021, se requiere que ENOSA retire su solicitud o presente sustento normativo, donde se faculte a Osinerghmin pueda hacer dichos retiros.

Ahora bien, ENOSA no menciona que se trata de la ampliación de la transformación solicitada, por lo cual debe detallar el sustento necesario para su evaluación.

Por otro lado, en la visita técnica se observó que la celda de alimentador 10 kV que se encuentra en la sala de la central térmica. Al respecto se requiere que ENOSA verifique y mencione el estado de dicha celda. Asimismo, ENOSA debe indicar y sustentar el requerimiento de una celda adicional de 10 kV.

Respuesta

Proyecto de Plan de Inversiones 2017-2021

Ver respuesta a observación 5.

Solicitud de retiro de capacitor

Similar al caso de la subestación Loma Larga, con el ingreso de la subestación 220/60 kV Piura Este no se presentarían problemas de tensión en las barras de la subestación Chulucanas hasta el 2029.

En el largo plazo, con el proyecto ITC "SET Nueva Chulucanas 220/60 kV y líneas de interconexión en 220 y 60 kV" que ENOSA solicita se incluya como parte del Plan Vinculante al año 2030, también no sería necesario el referido capacitor hasta el 2034.

Por lo tanto, reiteramos nuestra solicitud de retiro del capacitor del Plan de Inversiones aprobado.

Ampliación de capacidad de transformación en SET Chulucanas

Sobre la base de los nuevos resultados de proyección de demanda, para el año 2026 se requiere ampliar la capacidad de transformación en la subestación Chulucanas.

Dicha ampliación consiste en reemplazar el transformador 60/22,9/10 kV de 10/4/7 MVA por uno existente -proveniente de la subestación Los Ejidos- de 18/18/7 MVA (rotación).

Celda de alimentador 10 kV

En atención a lo indicado por Osinerghmin, dada la condición actual de la celda de alimentador de 10 kV, se solicita nueva celda 10 kV, tipo exterior. Se adjunta informe que sustenta el mal estado de la celda en la carpeta "SET CHULUCANAS".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA mantiene las solicitudes en esta subestación.

Conclusión

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

32. SET Castilla

Se requiere que ENOSA con las observaciones realizadas verifique la carga de la SET Castilla y valide la necesidad del transformador. Asimismo, debe verificar la cantidad de Elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación. Por ejemplo, solicita un nuevo transformador, sin embargo, no solicita las celdas de transformador. En ese sentido ENOSA debe completar el ESTUDIO considerando toda la información requerida en la NORMA TARIFAS.

En el PI 2017-2021 se aprobó un banco de capacitores que ENOSA pretende retirar, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. En ese sentido, se requiere que ENOSA retire su solicitud o presente sustento normativo, donde se faculte a Osinerghmin pueda hacer dichos retiros.

Por otro lado, ENOSA deberá verificar e indicar el destino del transformador existente de 60/23/10 kV de 30/13/20 que es reemplazado por el aprobado en el PI 2021-2025. En ese contexto, ENOSA debe considerar dicho transformador como opción para las rotaciones que pudiesen darse, por ejemplo, en esta misma subestación o en reemplazo de los transformadores nuevos solicitados.

Respuesta

Ampliación de capacidad de transformación en SET Castilla

Sobre la base de los nuevos resultados de proyección de demanda, en la propuesta actualizada no se requiere ampliar la capacidad de transformación en la subestación Castilla hasta el año 2032. Por lo tanto, se retira dicha solicitud de la propuesta PIT 2025-2029.

Solicitud de retiro de capacitor

Similar al caso de las subestaciones Chulucanas y Loma Larga, con el ingreso de la subestación 220/60 kV Piura Este no se presentarían problemas de tensión en las barras de la subestación Castilla hasta el 2034.

Por lo tanto, reiteramos nuestra solicitud de retiro del capacitor del Plan de Inversiones aprobado.

Respecto al sustento normativo, ver respuesta a observación 5.

Transformador de 60/23/10 kV de 30/13/20 MVA

Sobre la base de los resultados obtenidos para transformadore de reserva, el referido transformador se propone como reserva compartida en la subestación Tumbes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA retira del PI 2025-2029 el nuevo transformador, por otro lado, mantiene el retiro del capacitor aprobado en el PI 2017-2021.

Conclusión

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

33. Línea de Transmisión Piura Centro - Castilla

Es necesario que ENOSA señale el sustento para el cambio del conductor de la línea, sobre todo cuando en el diagnóstico señala que la condición N-1 de las líneas Piura Oeste - Piura Centro y Piura Centro – Castilla, se soluciona con la puesta en servicio de la SET Piura Este. En ese sentido, se requiere que ENOSA sustente la necesidad del cambio solicitado.

Respuesta

La propuesta de ENOSA comprende el cambio de conductor de la línea 60 kV “Castilla – Los Ejidos”. Se propone el cambio de la línea existente (120 mm²) y reemplazo considerando conductores de 240 mm², para garantizar la operación en la condición N-1 a largo plazo.

Las líneas del actual anillo 60 kV conformado por las subestaciones “Piura Oeste – Piura Centro – Castilla – Los Ejidos (aproximadamente 20 km)” tienen conductores de 240 mm², excepto el enlace “Castilla – Ejidos (3,9 km)” que tiene conductores de 120 mm².

Con la puesta en servicio de la fura subestación Piura Este 220/60 kV, las líneas 60 kV de interconexión con la subestación Chulucanas y Morropón también tendrán conductores de 240 mm², incluyendo además la conexión a la subestación Loma Larga que ya cuenta con conductores de 240 mm².

Como se puede notar, excepto “Castilla – Los Ejidos”, el resto de las líneas en el anillo “Piura Oeste – Piura Centro – Castilla – Los Ejidos – Piura Este” tienen conductores de 240 mm². Por lo tanto, para garantizar la condición N-1 en el largo plazo se solicita el reemplazo por nuevos conductores de 240 mm² en el tramo faltante.

Otros aspectos para tomar en consideración son los siguientes:

- Los conductores y accesorios de la línea se encuentran bastante deterioradas debido a la alta contaminación salina en dicha zona.
- En algunos tramos de la línea “Castilla – Los Ejidos” se tienen interferencias y/o incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad (DMS) debido a invasiones que afectaron la servidumbre de dicha línea. Para dicho tramo se está considerando un cambio de ruta

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA señala que los conductores de las líneas vecinas son de 240 mm².

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

34. SET El Arenal

En la modificación del PI 2021-2025 se aprobó la ampliación de la capacidad de transformación de la SET El Arenal; posteriormente, en el mismo proceso regulatorio ENOSA solicitó el retiro de dicha instalación, para luego, en el presente proceso regulatorio, solicitar se incluya en el PI 2025-2029. Contra la mencionada aprobación realizada por Osinergmin, ENOSA inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente (i) el sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinergmin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Por otro lado, se requiere que ENOSA verifique su proyección de demanda, debido a que en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, demostró que el transformador existente llegaba a sobrecargarse antes del año 2025. Por lo tanto, se requiere que ENOSA explique por qué sucedió tanto desfasaje en la proyección de su demanda.

Respuesta

Proyecto PIT 2021-2025 con proceso administrativo contencioso

[Ver respuesta a observación 24.](#)

Ampliación de capacidad de transformación en SET El Arenal

[En base a los resultados de actualización de demanda obtenidos como resultado de la absolución a las observaciones formuladas por Osinergmin, reiteramos la propuesta de retiro del proyecto de ampliación de la capacidad de transformación en la SET El Arenal y su inclusión al PIT 2025-2029, para el año 2029.](#)

[El desfase obedece a lo registrado el año base \(2022\), que resultó menor al proyectado en la Modificación del PIT 2021-2025; asimismo, debido a la actualización de las nuevas cargas.](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA mantiene su solicitud.

Conclusión

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

35. SET Paita

Respecto a la solicitud del nuevo transformador en la SET Paita, se debe señalar que, en el PI 2013-2017 se aprobó un segundo transformador en esta subestación, y que en el PI 2017-2021 se dispuso que ese transformador sea instalado en la SET Paita Industrial, que finalmente no sucedió debido a que el transformador fue instalado en la SET Paita. En ese sentido, se sugiere que ENOSA replantee su solicitud, indicando que el destino final del transformador sea la SET Paita, y que la solicitud del nuevo transformador sea para la SET Paita Industrial.

Respecto a la solicitud del alimentador en 22,9 kV, se requiere que ENOSA verifique la disponibilidad de espacio en la subestación para la salida de alimentadores, toda vez que, la SET Paita Industrial se desarrolló por la situación mencionada. En ese sentido, ENOSA debe evaluar la posibilidad de tomar carga en 22,9 kV desde la SET Paita Industrial.

Respuesta

Es correcto lo indicado por Osinerghmin, al año 2022, en dichas subestaciones se tiene el siguiente equipamiento:

- SET Paita: 02 transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA. El transformador 2 (TR2) se aprobó para la SET Paita Industrial, pero se instaló en la SET Paita.

- SET Paita Industrial: 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA. Dicho transformador se aprobó como RESERVA para la subestación Piura Centro.

Por otro lado, según los resultados del plan de expansión de subestaciones 2025-2034, que incluye entre otros traslados de carga entre las subestaciones Paita y Paita Industrial, al 2029 se requiere el siguiente equipamiento en dichas subestaciones:

- SET Paita: 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA.

- SET Paita Industrial: 02 transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, el segundo, a partir del año 2028.

En base al escenario actual y considerando los resultados del plan de expansión de las subestaciones, se propone lo siguiente.

- Trasladar el TR2 de la SET Paita a la SET Paita Industrial y reemplazar al TR que fue aprobado como “reserva” para la SET Piura Centro. Con dicho reemplazo, se regulariza lo aprobado por Osinerghmin: 1) TR de 30 MVA aprobado para la SET Paita Industrial y 2) TR de 30 MVA pasa como “reserva”.

Finalmente, luego de dicha regularización, en base a los resultados obtenidos, se propone un segundo transformador “nuevo” de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para la SET SET Paita Industrial.

Respecto a la factibilidad de implementar celdas de 22,9 kV en la SET Paita Industrial, si es posible dicha ampliación y forma parte de la solicitud en el presente proceso PIT

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA solicita el nuevo transformador en al SET Paita Industrial, regularizando la función del transformador de reserva.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

36. SET Paita Industrial

En la visita de campo se observó que el transformador instalado en esta subestación es el transformador aprobado como reserva de la SET Piura Centro, y no la aprobada para la SET Paita. Tal como la observación en la SET Paita, se sugiere que ENOSA replantee

su solicitud, y solicite el nuevo transformador para esta subestación, y que el transformador instalado regrese a cumplir su función de reserva.

[Respuesta](#)

En base a lo explicado en la respuesta a la observación anterior, para el 2028 se requiere un segundo transformador -nuevo- de 30 MVA en la subestación Paita Industrial.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis anterior.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

37. ITC Máncora

El COES en su Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025-2034 no ha identificado para este sistema un proyecto del tipo Instalación de Conexión de Transmisión (ITC). Por lo tanto, ENOSA debe evaluar la necesidad de Elementos y de ser el caso proponga alguna solución en el presente proceso.

[Respuesta](#)

Al respecto, ENOSA reafirma la necesidad de incluir a dicho proyecto como parte del Plan Vinculante al 2030 en el Plan de Transmisión al año 2025-2034. Caso contrario, se solicita a Osinerghmin incluir a PIT 2025-2029, y posteriormente, su asignación al MINEM para la ejecución respectiva.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA solicita en el presente proceso PI 2025-2029 al proyecto asignado al MINEM. Sin embargo, no presenta el análisis de alternativa requerido por la NOERMA TARIFA.

Conclusión

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

38. SET Sullana

En el PI 2013-2017 se aprobó la celda de acoplamiento de 10 kV, asimismo, en el PI 2017-2021 se probó el banco de capacitores en 22,9 kV que ENOSA pretende retirar, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. Por lo tanto, ENOSA debe retirar su solicitud.

Por otro lado, se observa un transformador de 60/22,9/10 kV de 35/19/25 MVA ubicado en esta subestación del año 1992 que se encuentra desconectado. Se requiere que ENOSA evalúe el estado del transformador y señale cual es el propósito de este transformador.

[Respuesta](#)

[Proyectos de Plan de Inversiones 2017-2021](#)

Ver respuesta a observación 5.

Transformador de 60/22,9/10 kV de 35/19/25 MVA

El transformador que Osinerghmin hace referencia es uno de 60/10 kV – 20 MVA, que no cuenta con regulación bajo carga, no se encuentra operativa y fue dado de Baja.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA mantiene su solicitud de retirar el proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

Conclusión

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

39. SET Poechos

En la modificación del PI 2021-2025 se dos celdas de alimentador en la subestación Poechos; posteriormente, en el mismo proceso regulatorio ENOSA solicitó el retiro de dicha instalación, para luego, en el presente proceso regulatorio, solicitar se incluya en el PI 2025-2029. Contra la mencionada aprobación realizada por Osinerghmin, ENOSA inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente (i) el sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinerghmin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Respecto al transformador solicitado como reserva, se requiere que ENOSA considere a todas las subestaciones (tenga o no reserva aprobada) y verifique la cantidad necesaria para reserva y la totalidad resultante. Adicionalmente, verifique el espacio disponible para estas.

RespuestaProyecto de Plan de Inversiones 2021-2025

Ver respuesta a observación 24.

Transformador de reserva

Se actualizó el cálculo que sustenta la necesidad de transformadores de reserva en atención a las observaciones formuladas por Osinerghmin. En base a los nuevos resultados obtenidos, no se requiere un transformador de reserva ubicado en la subestación Poechos.

Respecto a la disponibilidad de espacios, en el siguiente cuadro se lista a las subestaciones que cuentan con espacio para albergar un transformador de reserva:

Disponibilidad de espacio para transformadores de reserva en SETs Existentes

NOMBRE_SUBESTACIÓN	Espacio Transformación Reserva
SE Piura Centro	NO
SE Sullana	SI

NOMBRE_SUBESTACIÓN	Espacio Transformación Reserva
SE Paita	SI
SE El Arenal	SI
SE Tierra Colorada	SI
SE Chulucanas	SI
SE Tumbes	SI
SE Zarumilla	SI
SE Zorritos	SI
SE Los Cerezos	NO
SE La Cruz	NO
SE Sechura	SI
SE La Unión	SI
SE Constante	SI
SE Coscomba	NO
SE Puerto Pizarro	SI
SE Los Ejidos	SI
SE Castilla	NO
SE Nueva Malacas	NO
SE Tumbes1	NO
SE Zarumilla1	NO
SE Poechos	NO
SE Morropón	SI
SE Loma Larga	SI
SE Corrales	SI
SE Paita Industrial	SI
SE Las Lomas	SI
SE Máncora	SI

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA mantiene su solicitud de retirar el proyecto. Por otro lado, señala que hay espacio en la SET, sin embargo, ya no se requiere del transformador de reserva en esta SET

Conclusión

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

40. SET Zarumilla

En el PI 2013-2017 se aprobó la rotación del transformador de la SET Puerto Pizarro a esta subestación junto con las Celdas de Transformación de 60, 23 y 10 kV, adicionalmente una celda de línea de 60 kV para formar el sistema de barras, que ENOSA pretende sea retirado, al respecto, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. En ese sentido, se requiere que ENOSA retire su solicitud o presente sustento normativo, donde se faculte a Osinerghmin pueda hacer dichos retiros.

En el proceso de evaluación del retiro de Elementos del PI 2013-2017 que se llevó a cabo el año 2019 (Resolución N° 181-2019-OS/CD), ENOSA manifestó que este proyecto se encontraba en ejecución según Contrato de obra N° 317-2017/ENOSA-RP del 22.01.2018. Además, en la visita de campo, se pudo observar que el transformador de la SET Puerto Pizarro ya se encuentra en la subestación, pero no está operando.

Por otro lado, en el formato F-305 del archivo "F-300-AD01.xlsx" ENOSA valoriza un transformador que en su ESTUDIO no tiene sustento, se requiere que ENOSA verifique y sustente porque se requiere este transformador, asimismo, mencione la dificultad de realizar la rotación ya aprobada.

[Respuesta](#)

[Proyecto de Plan de Inversiones 2013-2017](#)

Ver respuesta a observación 5.

Contrato de obra N° 317- 2017/ENOSA-RP

Respecto al referido Contrato, ésta fue resuelta con la empresa Electrowerke. En la carpeta "SET ZARUMILLA" se incluye el informe y sustento correspondiente.

Ampliación de capacidad de transformación en SET Zarumilla

En base a los resultados de actualización de demanda obtenidos como resultado de la absolución a las observaciones formuladas por Osinergmin, reiteramos nuestra propuesta de ampliar la capacidad de transformación en la SET El Zarumilla y su inclusión al PIT 2025-2029, para el año 2028. El análisis realizado y sustento respectivo se desarrolla en el archivo "PlanSSEE.xlsx".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA solicita el retiro de la rotación del transformador, y su solicitud del nuevo transformador sin sustento.

Conclusión

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

41. SET Charán

Respecto a la celda de alimentador de 10 kV solicitado, se requiere que ENOSA verifique si técnicamente este alimentador puede instalarse, debido a que en la visita técnica se pudo verificar que esta celda se tenía que instalar en paralelo con las celdas de la central térmica que tiene prevista su reactivación, y que para el arranque de una de sus grupos se tiene que aterrizar. Por otro lado, el devanado de 10 kV del transformador tiene configuración en delta.

Adicionalmente, se requiere que ENOSA verifique la capacidad del transformador que estaría llegando a su tope, asimismo, considerar la alternativa de tomar la carga prevista desde la SET Nueva Zorritos, y que evalúe en ella la necesidad del alimentador.

Respuesta

Al respecto, considerando los traslados de la carga atendida desde las subestaciones de 33/10 kV "LA CRUZ y CERZOS", a la barra de 10 kV de la subestación Charán, el problema de sobrecarga se resuelve hasta el año 2034.

Para hacer factible dicho traslado se propone implementar una nueva barra de 10 kV en la subestación Charán, considerando: 01 celda de alimentador, 01 de acoplamiento y 01 celda de medición.

Adicionalmente, se requiere instalar un transformador de aterramiento debido al tipo de conexión del transformador; sin embargo, dicho equipo no forma parte de los Elementos que conforman la BDME.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA no evalúa el suministro desde la SET Nueva Zorritos.

Conclusión

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

42. SET Nueva Zorritos

En el PI 2013-2017 se aprobó la LT Zorritos Tumbes, que ENOSA pretende sea retirado, al respecto, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. Por lo tanto, ENOSA debe retire su solicitud del ESTUDIO.

Respuesta

Proyecto de Plan de Inversiones 2013-2017

Ver respuesta a observación 5.

Necesidad de nueva LT Zorritos - Tumbes

El referido proyecto tiene expediente completo de este proyecto en el Banco Mundial, pero sin fecha prevista de autorización de concurso. Asimismo, según el plan de obras de ENOSA, la puesta en servicio de dicho proyecto sería el 2026, año que estaría en operación la futura subestación 220/60 kV Alipio Rosales.

En dicho escenario se ha actualizado la condición N-1 en dicho sistema; es decir, ante la salida de las líneas 60 kV "Zorritos – Tumbes" y la futura "Alipio Rosales – Puerto Pizarro". De los resultados obtenidos, se ha determinado su necesidad a partir del año 2027 (ver sustento en capítulo 3.7 de Volumen 4 de la propuesta actualizada).

Por lo tanto, para la mencionada línea, reiteramos la solicitud de retiro del PIT 2013-2017 y su incorporación al PIT 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA mantiene su solicitud.

Conclusión

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

43. SET Tumbes

En el PI 2017-2021 se aprobó el banco de capacitores en 10 kV, que ENOSA pretende sea retirado, al respecto, se debe señalar que, en el presente proceso solo se pueden retirar proyectos del Plan de Inversiones vigente. Por lo tanto, ENOSA debe retire su solicitud del ESTUDIO.

Respecto al transformador solicitado como reserva, se requiere que ENOSA considere a todas las subestaciones (tenga o no reserva aprobada) y verifique la necesidad de cuantos de estas necesiten reserva y la totalidad resultante. Adicionalmente, verifique el espacio disponible para estas. También, se puede observar que el transformador de reserva solicitado es de 15 MVA, cuando el transformador instalado en esta subestación es de 30 MVA.

Por otro lado, en el Plan de Inversiones 2017-2021 se aprobó un transformador de 60/22,9/10 kV que ya se encuentra operando. El transformador de 60/33/10 kV que venía

operando se encuentra fuera de servicio en la subestación. En ese sentido, ENOSA deberá coordinar con el Titular del transformador, el destino del mismo.

[Respuesta](#)

[Proyecto de Plan de Inversiones 2017-2021](#)

Ver respuesta a observación 5.

Respecto a la necesidad de dicho capacitor, ya no sería necesario hasta el 2034 debido a la puesta en servicio de la subestación 220/60 kV "Alipio Rosales". Mayores detalles del sustento en el capítulo 3.7 del Volumen 4.

[Transformador de reserva](#)

Ver respuesta a observación 39.

[Transformador 60/33/10 kV](#)

Respecto al referido transformador, cumplirá su vida útil el año 2026. Se adjunta foto de placa en carpeta "SET TUMBES"

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA mantiene su solicitud de retirar el capacitor, presenta nueva evaluación de transformadores de reserva.

Conclusión

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

44. Respecto al archivo de flujo de potencia

De acuerdo a lo requerido en el numeral 3.14 de la NORMA TARIFAS, ENOSA no cumple en presentar la configuración del sistema eléctrico para los 30 años de Horizonte de Estudio. Al respecto, se requiere que ENOSA presente los archivos de flujo requerido.

[Respuesta](#)

Ver respuesta a observación 8.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA presenta la red final hasta el año 2034.

Conclusión

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

45. Transferencias de carga entre SET existentes y nuevas

ENOSA debe adjuntar archivos de sustento necesarios para verificar las transferencias de carga entre las SET existentes y nuevas; por ejemplo, el traslado de carga de la SET Paita a la SET Paita Industrial. Del mismo modo, ENOSA debe tener en cuenta el factor

de uso obtenido luego del traslado de carga y/o del ingreso de nuevos transformadores, verificando que no se supere el valor de 1.0 en el horizonte del estudio.

Respuesta

En atención a lo observado, mostramos a continuación la factibilidad de transferencia de carga:

SET LA CRUZ Y CEREZOS A SET CHARAN (2025)

En 10 kV 100% de carga

SET ZORRITOS A SET NVA. ZORRITOS (2025)

En 22,9 kV 100% de carga

SET PAITA A SET PAITA INDUSTRIAL (2022)

En 10 kV transferencia parcial de Alimentadores: Se considera las magnitudes de transferencia aprobada por OSINERGMIN en la modificación del PIT 2021-2025 para la nueva SET Paíta Industrial.

35% de Paíta 10 kV Traslada a Paíta Industrial (actualmente opera con carga parcial transferida)

37.5% de Paíta 22.9 kV Trasladas a Paíta Industrial.

SET POECHOS A SET LAS LOMAS Y QUIROZ (2023)

A SET Las Lomas: se traslada el 15% SET Chulucanas 22.9 kV. MOD PIT 17-21

A SET Quiroz: (3.5 MW), se traslada el 30% de la Carga desde SET Poechos, en el año 2014 la CH Quiroz se atendía en distribución desde la Barra Chulucanas 22.9 kV. MOD PIT 17-21. En distribución asumiría los alimentadores (A1508, A1016, A1017).

SET PIURA CENTRO A SET GRAU (2026)

En 10 kV: SET Grau recibe el 25% de la barra de 10 kV de cada transformador de la SET Piura Centro.

En 23 kV: SET Grau recibe el 25% de la barra de 22,9 kV de cada transformador de la SET Piura Centro.

SET PIURA CENTRO A SET CATACAOS (2026)

Traslada 22% de SE Piura Oeste 10 kV (SC Coscomba), transferencia total A1124 (4.6 MW).

Traslada 4.3% de SE Piura Centro 10 Kv, transferencia total de Alimentadores: A1006, A1007 (1.3 MW).

SET LA UNIÓN (2025)

Traslada 2% de SE Piura Centro 10 Kv Traslada carga parcial del Alimentador A1007 (1.00 MW)

*Desarrollar el estudio de proyecto “Celdas de 22,9 kV (3) en SET La Unión” aprobado en PIT 2021-2025.

*Incluir en el desarrollo del estudio, la construcción de un alimentador en 23 kV que salga de la SET La Unión para poder tomar carga del A1007 y poder dar de alta a los elementos del PIT 2021-2025, con fecha 2025.

PERIODO 2029 -2033

SET SULLANA A SET CIENEGUILLO (2029-2033)

Transferencia parcial 12% SET Sullana 10 kV, se traslada el total de Alimentador 1015: (4 MW).

Transferencia parcial 60% Sullana 22.9 kV, se traslada total de Alimentadores: 1520, 1524 (12 MW).

SET CHULUCANAS A SET TAMBOGRANDE (2029-2033)

En 22.9 kV 80% de Alimentador 1402 y 100% del 1522 (10.3 MW).

Finalmente, respecto a la cargabilidad de los transformadores considerando dichos traslados, éstos se pueden visualizar en las hojas “FU_D” y “FU_Plan” del archivo “PlanSSEE.xlsx”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA realiza traslados de carga.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

46. Esquema de rotaciones de transformadores existentes

ENOSA debe evaluar como medidas alternativas para la implementación de un nuevo transformador, la rotación de transformadores existentes. Al respecto, se requiere presentar el esquema de rotaciones realizadas.

Respuesta

De los resultados obtenidos en el plan de expansión de las subestaciones, en el período 2025-2029 se propone una sola rotación:

Proyecto de ampliación de capacidad en SET Chulucanas: Reemplazo del transformador 60/22,9/10 kV de 10/4/7 MVA por uno existente -proveniente de la subestación Los Ejidos- de 18/18/7 MVA (rotación).

Para el resto de los proyectos de ampliación se propone transformadores nuevos debido a que los existentes son de menor capacidad que el requerido.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA no sustenta que una rotación aprobada no se pueda realizar.

Conclusión

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

47. Selección de la alternativa óptima

Respecto al formato F-205, se observa que ENOSA presenta el formato incompleto, no considerando alternativas de solución. Al respecto, ENOSA deberá evaluar alternativas de solución, para los distintos proyectos que propone para el PI 2025-2029.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que los Formatos F-205; estos se adjuntaron para los distintos proyectos en la carpeta "PIT 2025-2029/05 ALTERNATIVAS/02 EVALUACION ECONOMICA".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA presenta alternativas no excluyentes, por lo que incumple la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

48. Selección de la sección óptima del conductor

ENOSA ha presentado el formato F-207 sin información. Al respecto, se debe presentar dicho formato con los cálculos justificativos empleados que permitan demostrar la sección óptima de los conductores para las líneas en 60 kV.

Respuesta

De acuerdo a lo observado, debemos indicar que se está adjuntando dicho formato en la Propuesta Final del Estudio, así como, el cálculo justificativo según lo indicado en este punto.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA presenta los formatos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

49. Estadística de fallas e índice de desempeño

ENOSA ha presentado el formato F-208 sin información. Al respecto, debe presentar la información correspondiente al formato F-208 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o indicar las razones por las cuales no la presenta.

Respuesta

En la propuesta final del Estudio, se ha procedido a completar el formato F-208 según lo indicado en este punto.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA presenta el formato F-208 sin información.

Conclusión

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

50. Respecto al equipamiento de subestaciones

El formato F-209 correspondiente al equipamiento de subestaciones del ESTUDIO, presenta información incompleta y/o errónea. Al respecto, ENOSA deberá corregir y/o completar la información faltante como la tecnología, el tipo que refiere a si el equipo es interior o exterior, etc., de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la propuesta final del Estudio, se ha procedido a completar el formato F-209, considerando los nuevos resultados.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, ENOSA presenta el formato.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

51. Respecto a los Transformadores de Reserva

ENOSA deberá remitir los cálculos y sustentos para la determinación de los factores de carga de los transformadores. Cabe precisar que, de acuerdo a la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el factor de carga se define como la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma que resultará del perfil de carga de cada transformador.

El estudio presenta inconsistencias, separa a las SET que tienen transformadores de reserva y evalúa para las demás subestaciones, cuando el procedimiento aprobado es para determinar la cantidad de transformadores de reserva que requiere un Área de Demanda, en ese sentido, se requiere que la evaluación de los transformadores de reserva, tome todas las subestaciones.

Asimismo, los transformadores que salieran en el estudio deben estar contemplados en las valorizaciones y en cada subestación, en el formato F-302, se tiene como subestación "Transformadores de Reserva" y se detallan a que subestaciones se estarían asignando, sin embargo, esto no guarda relación con los resultados del archivo "ReservaTR-Enosa.xlsm".

Según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, la Potencia No Servida (PNS) debe obtenerse a partir del análisis de flujo de potencia en un escenario de contingencia N-1 en transformadores y considerando un período de análisis de 10 años. Sin embargo, se observa que ENOSA para el cálculo de dicha PNS utilizó los formatos de demanda. Por tanto, a fin de calcular la PNS, deberá considerar los criterios establecidos en el numeral 5.4 de la citada Norma.

ENOSA debe efectuar la evaluación financiera económica y de confiabilidad y optimización, considerando como año inicial el 2025 y un periodo de evaluación de 10 años.

ENOSA señala en el Informe que sustenta su solicitud que utilizó el porcentaje de umbral para diferenciar entre tipos de reserva y definición de viabilidad igual a 0%, cuando el modelo sugiere considerar el 8%. Por tanto, ENOSA deberá evaluar el modelo financiero económico y de confiabilidad considerando el parámetro “X_ = 8%”, caso contrario justifique su evaluación.

En el ESTUDIO, se requiere que ENOSA describa los criterios para agrupar a los transformadores y cuáles serían las dificultades de realizar un solo grupo. Por otro lado, se requiere que ENOSA envíe la matriz de transporte de todas las subestaciones, así como la disponibilidad de espacio en las mismas.

ENOSA a efectos de determinar la ubicación y capacidad óptima de los transformadores de reserva dividió el AD1 en 7 zonas, efectuando la agrupación sin considerar criterios técnicos como la capacidad de los transformadores o niveles de tensión (Por ejemplo en la zona 1 agrupó un transformador de 60/10 kV de 7 MVA con otro de 60/23/10 kV de 30 MVA), advirtiéndose que no evaluó factibilidades para compartir transformadores de reserva de acuerdo a disponibilidad de espacio, tamaño del transformador, niveles de tensión, número de devanados, entre otros. Por tanto, ENOSA deberá considerar en los agrupamientos, la factibilidad de compartir reserva común teniendo en cuenta las características técnicas de los transformadores (tensión, potencia, tamaño), así como la ubicación geográfica entre ellos y disponibilidad de espacio.

ENOSA deberá evaluar distintas alternativas de agrupamiento en el AD1, siendo la alternativa seleccionada aquella que brinde confiabilidad al AD1 al menor costo.

ENOSA deberá sustentar los cambios en la ubicación del transformador de reserva determinada por el modelo (Por ejm. De los resultados remitidos se advierte que el modelo determina la ubicación óptima en las SETs La Unión, Morropón, Las Lomas y Tumbes, sin embargo, Enosa solicita las reservas en Poechos, Catacaos y Tumbes).

Asimismo, se requiere que ENOSA envíe el listado del total del parque de transformadores indicando su ubicación, estado (operativo/reserva) y el año de fabricación de las mismas.

Respuesta

De acuerdo a lo observado, debemos mencionar que en la hoja “Fc” del archivo “F-100-AD01.xlsx” se encuentra el cálculo de los factores de carga respectivos.

La evaluación se realizó de forma integral; es decir, considerando todos los transformadores en operación en el Área de Demanda 1.

En la hoja “TRANSFORMADORES” del archivo “dataAD01.xlsx” se puede verificar que el análisis incluye a todos los transformadores del Área de Demanda 1.

Se ha corregido la valorización según lo sugerido.

Debido a que las subestaciones no cuentan con celda de acoplamiento en 10 y 22,9 kV, la demanda obtenida en Excel a través de la hoja “PlanSSEE.xlsx” es exactamente igual que la demanda (PNS) considerada en la modelación eléctrica.

Se ha actualizado los cálculos considerando el período 2025-2034.

En atención a lo indicado en este punto, la determinación de transformadores de reserva en el Área de Demanda 1 se realizó para dos escenarios:

- Considerando el criterio de mínimo costo establecido en la Norma Tarifas, para lo cual se considera igual a CERO el valor del parámetro $X_{-} = 0\%$, y
- Considerando el valor de $X_{-}=8\%$ que sugiere la Norma Transformadores de Reserva.

El valor de $X_{-} = 0\%$ es coherente con lo establecido en la Norma Tarifas, la cual establece considerar la alternativa de mínimo costo; es decir, sin considerar ningún tipo de umbral.

En atención a lo observado en este punto, se ha reformulado el criterio de agrupamiento de transformadores. El criterio utilizado comprende 06 grupos:

- Grupo 1: Transformadores de potencia menor a 20 MVA de toda el Área de Demanda 1, excepto aquellos que están en el sistema “Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes”. No se incluye a dicho sistema debido a que se encuentra en otro departamento y está a más de 200 km del centro de la ciudad de Piura.
- Grupo 2: Transformadores de potencia mayor o igual a 20 MVA de los sistemas “Piura, SER Piura, Catacaos y Bajo Piura” y “Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas” y “Pura, SER Piura, Catacaos”.
- Grupo 2: Transformadores de potencia mayor o igual a 20 MVA de los sistemas “Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana” y la subestación Pochos.
- Grupo 4: sistema “Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes”
- Grupo 5: subestación LOMA DE VIENTO (CORRALES), de 33/10 kV.
- Grupo 6: subestación CHARAN, de 60/33/10 kV.

Respecto al escenario de considerar un solo grupo, significa tener un solo transformador de reserva para el Área de Demanda 1. En dicho escenario no se estaría garantizando la confiabilidad del suministro eléctrico debido a la antigüedad de los transformadores, elevados tiempos de reposición y las grandes distancias existentes entre subestaciones.

Respecto a la matriz de transporte se está considerando el criterio utilizado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

El criterio de agrupamiento utilizado se indica en la respuesta del párrafo anterior.

En atención a lo indicado en este punto, la nueva propuesta de agrupamiento se compara la propuesta inicial actualizada y cuyos grupos se lista a continuación:

- Grupo 1: sistema Bajo Piura.
- Grupo 2: sistemas “Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Chalaco I y II, Huancabamba - Huarmaca y SER Chulucanas” y “Pura, SER Piura, Catacaos”.
- Grupo 3: sistema “Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana”, subestaciones EL ARENAL, PAITA, PAITA INDUSTRIAL y TIERRA COLORADA.

- Grupo 4: sistema “Sullana, Paita, El Arenal, Sullana II y III y SER Sullana”, subestaciones SULLANA, POECHOS, LAS LOMAS y QUIROZ.
- Grupo 5: sistema “Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumilla Rural y SER Tumbes”
- Grupo 6: subestación LOMA DE VIENTO (CORRALES), de 33/10 kV.
- Grupo 7: subestación CHARAN, de 60/33/10 kV.

De los resultados obtenidos, se tiene:

- Propuesta inicial:
 - o 04 transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA
 - o 01 transformadores de 60/22,9/10 kV – 15 MVA
- Propuesta reformulada:
 - o 03 transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA
 - o 01 transformadores de 60/22,9/10 kV – 15 MVA

Como se puede notar, la nueva propuesta de agrupamiento de ENOSA es de menor costo.

Las subestaciones que resultaron elegidas en el proceso de optimización de transformadores de reserva cuentan con espacios disponibles para albergar la reserva propuesta.

- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 15 MVA en SET Chulucanas (Se propone utilizar el transformador reconocido como reserva para la subestación Sullana debido a la capacidad de dicho transformador es 30/7/25 MVA).
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Piura Centro (nuevo de 30/30/30 MVA).
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Paita Industrial (nuevo de 30/30/30 MVA).
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Tumbes (Se propone utilizar el transformador reconocido como reserva para la subestación Piura Centro debido a la capacidad de dicho transformador es 30/13/20 MVA).

Se remite listado del parque de transformadores existente en la carpeta “TRANSFORMADORES”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA presenta los formatos, sin embargo, no realiza el cálculo adecuadamente, parte de una agrupación y no evalúa las alternativas de agrupación.

Conclusión

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

52. Solicitud de transformador de reserva fija.

ENOSA solicita la aprobación de transformadores de reserva fija para la SET Paita Industrial. Al respecto, de acuerdo al numeral 5.1 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, solo se aprobarán con la aplicación de la metodología y criterios definidos en dicha Norma, transformadores de reserva del tipo compartida.

Asimismo, es preciso señalar que, el requerimiento del transformador de reserva aplicando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN debe ser resultado de una evaluación integral del modelo financiero económico de confiabilidad y optimización. Por lo que, ENOSA deberá efectuar la evaluación considerando lo antes descrito.

Respuesta

En atención a lo indicado en esta observación, el requerimiento del transformador de reserva se ha determinado aplicando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, la misma que comprende la evaluación integral de "modelo financiero económico de confiabilidad" y "optimización".

El análisis y resultados obtenidos se muestran en el capítulo 6 del Volumen 4 de la propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA ya no solicita transformador de reserva fija.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Costos de inversión

53. Respecto a los formatos de costos de inversión

ENOSA presenta en el ESTUDIO un cuadro resumen de la valorización del Plan de Inversiones de transmisión, el cual muestra valores que no corresponden a los que indica su formato F-305. Al respecto, se requiere que se explique de donde provienen dichos valores o en su defecto corregir donde corresponda.

El formato F-302 presenta formulación con vinculación es errada, por ejemplo, en la celda F29 (=+SI.ERROR(BUSCARV(\$E29;#¡REF!;COLUMNA(F29)-4;0);0)), ENOSA debe revisar y corregir donde corresponda.

Asimismo, considera como subestación a SET AT/MT "Celdas de Alimentador MT", para diferentes celdas de alimentadores, ENOSA deberá valorizar las celdas que necesita en una subestación.

Los Elementos valorizados en el formato F-300, no coinciden con los del formato F-200, se requiere que ENOSA revise, verifique y/o corrija con el fin de que haya coherencia entre lo presentado en su ESTUDIO y el resto de los formatos F-000, F-100 y F-200.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se revisó el cuadro resumen de la valorización de Plan de Inversiones de transmisión con relación al formato F-305, y efectivamente se muestran diferencias; se procede a corregir donde corresponde.

El formato F-302 se revisó en relación con cada una de las fórmulas utilizadas y presenta error de referencia en la celda señalada; por tanto, se procede a actualizar.

Con respecto a la coincidencia entre los formatos F-200 y F-300 se revisó y como anteriormente mencionado, hubo una omisión de códigos de 3 Líneas valorizadas; por tanto, se procederá a corregir y actualizar.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENOSA no ha corregido completamente la congruencia de las valorizaciones, por ejemplo, la valorización del formato F-305 difiere de lo solicitado en el informe.

Conclusión

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

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROPERÚ S.A.

OBSERVACIONES GENERALES

1. ELECTROPERÚ no ha presentado el sustento documentario de la proyección de demanda de su ESTUDIO. De los formatos F-100 revisados, se verifica que debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfile y demás archivos del ESTUDIO) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda, de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha actualizado los formatos F-100 del ESTUDIO, relacionados a la proyección de la demanda, considerando valores que figuran en el Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 modificado, cuya aprobación se dio en el presente año y la proyección del PBI conforme a encuestas realizadas por el BCRP al 31 de agosto de 2023.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que, si bien ha actualizado parte de la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, aún se observan inconsistencias en la información presentada; y que, asimismo, los F-100 y el workfile no guardan una coherencia completa.

Conclusión

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

2. ELECTROPERÚ no presenta los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.

Respuesta

Se adjunta los archivos sustento de registros de mediciones, máximas demandas y factores de caracterización por subestaciones utilizados en el ESTUDIO. Debemos mencionar que dicha información fue proporcionada por ENOSA a ELECTROPERU el 25.04.2023, quien es la distribuidora preponderante del área de demanda y quien gestiona las mediciones de las subestaciones, por lo cual consideramos que es información más idónea.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que presenta el archivo de sustento de los registros de

mediciones, máximas demandas y factores de caracterización empleados en el ESTUDIO.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

3. ELECTROPERÚ no presenta el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo tanto, ELECTROPERÚ debe adjuntar los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Al respecto en el ESTUDIO se utilizó los factores de expansión de pérdidas que nos proporcionada ENOSA, quien es la distribuidora preponderante del área de demanda y quien gestiona las mediciones de las subestaciones; sin embargo, a sugerencia de OSINERGMIN se ha realizado los ajustes respectivos de los factores equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión (PEMT y PEBT, respectivamente) considerando los valores que figuran en el Artículo 5 de la Resolución OSINERGMIN N°224-2019-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROPERÚ en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2019-OS/CD. Sin embargo, para esta etapa del proceso ya se encontraba vigente la Resolución N° 187-2023-OS/CD (emitida el 13/10/2023), actualmente ya se cuenta con la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, cuya vigencia es desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. Por lo que corresponde tomar los factores de expansión de pérdidas de esa última resolución.

Conclusión

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

4. ELECTROPERÚ no presenta los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-000 y F-200. En ese sentido, se requiere que ELECTROPERÚ presente los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjuntan los formatos F-000 y F-200 solicitados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, Se verifica que incluye los formatos F-001, F-002 y F-003, sin embargo, solo contiene información de los elementos de ELECTROPERÚ.

Conclusión

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

5. El numeral 5.4 de la NORMA TARIFAS señala que cada una de las secciones que conforman el ESTUDIO deberá estar acompañada de una memoria que describa los criterios, la metodología, la información de entrada y los resultados encontrados. En ese sentido, ELECTROPERÚ debe presentar su ESTUDIO tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Consideramos que el ESTUDIO cumple con lo señalado en la NORMA TARIFAS, debido a que ELECTROPERU no resulta tener planes de inversión de transmisión para el periodo 2025-2029 y por lo cual no tiene que describir criterios, metodología u otros necesarios para sustentar inversiones.

Respecto a los criterios utilizados para la Proyección de la Demanda, consideramos que estos son los establecidos por OSINERGHMIN mediante sus formatos aprobados, por lo cual no se requiere su sustentación; a su vez, la información de entrada para determinar dicha demanda está ya documentada en el ESTUDIO.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, la NORMA TARIFAS indica que todo ESTUDIO debe tener todas las secciones mencionadas.

Conclusión

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

6. En el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS se encuentran numeradas el contenido que deberá tener el ESTUDIO, ELECTROPERÚ debe presentar tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se está incluyendo en el ESTUDIO un Resumen Ejecutivo mencionado en el numeral 5.7.1 de la NORMA TARIFAS. Debemos mencionar que al no resultar planes de inversión de transmisión para el periodo 2025-2029, por parte de ELECTROPERU no resulta necesario desarrollar diversas secciones mencionadas en el numeral 5.7.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, la NORMA TARIFAS indica que todo ESTUDIO debe tener todas las secciones mencionadas.

Conclusión

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

OBSERVACIONES ESPECIFICAS

Proyección de la Demanda

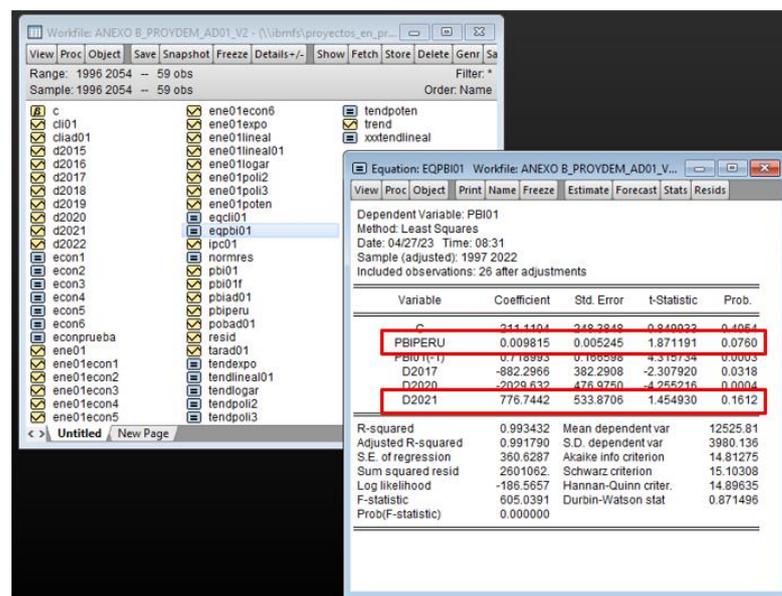
7. Variable PBI

Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 1 (“AD1”), se observa que los valores consignados en el formato F-104, de los años 2018 al 2021, no corresponde a los valores aprobados en el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025 y su modificatoria. Por lo tanto, se requiere que ELECTROPERÚ corrija los valores históricos del PBI del AD1 en el periodo 2018-2021 de manera que estos correspondan a los valores de los procesos regulatorios referidos.

El valor de la variable PBI del AD1 correspondiente al año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, debido a que ELECTROPERÚ no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención de los PBI de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Así también, entre otras observaciones halladas, se verifica que la proyección del PBI del AD 1 no está correctamente sustentada pues en el ESTUDIO se menciona una ecuación de regresión que no es consistente estadísticamente, ya que se evidencian dos variables que no presentan significancia individual ($P\text{-value} > 0,05$) como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1



En línea con lo anterior, en el ESTUDIO no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación de regresión empleada, a pesar de que se evidencia tres (03) variables categóricas en la ecuación, tal como se aprecia en la Figura 1. Al respecto, se desconoce qué ha motivado el uso de las variables dicotómicas D2017, D2020 y D2021 para explicar el comportamiento futuro del PBI del AD1. Por lo anterior, se solicita a ELECTROPERÚ especifique, reestime y fundamente la validez estadística de su modelo de manera que este cumpla con la significancia individual de sus variables y con las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) establecidas en la NORMA TARIFAS.

Respecto a la variable “PBI nacional”, se observa que los valores consignados en archivo “Anexo B_VarExplicativas_ProjDem_v2.xlsx” de los años 2018 al 2021 no corresponden a los valores aprobados en el proceso Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y su modificatoria.

En cuanto a la proyección de la variable “PBI nacional” se observa que ELECTROPERÚ no ha empleado los criterios que formaron parte de la metodología ya empleada en la

proyección de demanda del PI 2021-2025 y de su modificatoria. En su lugar, se verifica que ELECTROPERÚ ha empleado los valores proyectados del PBI nacional de la propuesta del Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra de mayo 2023 a abril 2024, manteniendo constante la tasa de crecimiento del año 2024.

Por tanto, ELECTROPERÚ debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 1 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos de dicha Área de Demanda.

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

Asimismo, la proyección del PBI nacional 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). Para el periodo 2026-2054, debe mantenerse constante la tasa de crecimiento del año 2025. Por lo que ELECTROPERÚ debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Dicho todo ello, ELECTROPERÚ debe evaluar un modelo econométrico que sea consistente estadísticamente para proyectar el PBI del AD1 en función del PBI nacional.

Respuesta

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGHMIN al ESTUDIO, conforme a lo siguiente:

- Respecto al PBI Nacional y PBI del área de demanda 1 de los años 2018 al 2021 se actualizaron los valores considerando los aprobados en el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025 actualizado.
- Para el año 2022, se consideró el PBI Nacional a partir de la tasa de crecimiento que resulta de la publicación del Banco Central de Reserva – Gerencia Central de Estudios Económicos , mientras que para determinar el PBI del AD1 de dicho año, se consideró la ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación de ventas de energía del Área de Demanda, obtenidas de la publicación del INEI .
- Para determinar el PBI Nacional de los años 2023 al 2025 se consideró las tasas de crecimiento de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de agosto 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú . Mientras que para los años 2026 en adelante se mantuvo constante la tasa de crecimiento del año 2025, conforme lo señala OSINERGHMIN.
- Para la proyección del PBI del área de demanda 1 del año 2023 se modificó la ecuación de regresión para correlacionarla con el PBI Nacional y la variable dicotómica 2017, tal y como se considera en la actualización del Plan de Inversiones 2021-2025, aprobado por OSINERGHMIN, eliminando de esta manera las variables dicotómicas 2020 y 2021.

Análisis de Osinerghmin

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

- Respecto a los valores históricos del PBI del Área de Demanda 1 del periodo 2018-2021, en el formato F-104 ha cumplido con actualizar los valores de manera que correspondan a los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Sin embargo, dichos valores no son coherentes con los valores históricos de la serie PBIAD01 en el workfile “2_proydem_ad01_v2.wf1”; los cuales han sido empleados en las proyecciones econométricas.
- Respecto al valor histórico del PBI del Área de Demanda 1 del año 2022, se evidencia que no ha adjuntado la fuente de información de PBI departamental empleada en dicho cálculo, ni ha calculado mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos del Área de Demanda 1 (Tumbes y Piura).
- Respecto a la ecuación empleada para la proyección del PBI del Área de Demanda 1, se ha evidenciado que la ecuación de PBI no cumple con la prueba de validación de Heterocedasticidad.
- En cuanto a la proyección del PBI nacional, la observación indica que esta debía efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31.07.2023 a los Analistas Económicos, publicadas por el BCRP; sin embargo, han usado las encuestas de otro periodo.

Conclusión

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

8. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del año 2021 no corresponde al valor aprobado en el proceso de modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que el valor histórico del año 2022 no coincide con el de la base de datos del SICOM 2022. Por lo tanto, ELECTROPERÚ debe corregir los valores históricos correspondientes a los años 2021 y 2022 consignando los valores de las fuentes referidas.

Dado que los valores históricos de los años 2021 y 2022 son incorrectos, se debe volver a proyectar la variable Clientes para todo el horizonte.

Respuesta

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGHMIN al ESTUDIO considerando los valores de cantidad de clientes de los años 2021 y 2022 conforme a la base de datos del SICOM publicados por OSINERGHMIN.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que en el formato F-104 ha corregido el valor de la variable Clientes del año 2021 de manera que corresponda al valor aprobado en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, se evidencia que el valor histórico correspondiente al año 2022 coincide con el valor observado en la base de datos del SICOM 2022. Sin embargo, dichos valores no corresponden a los valores 1996-2022 de la serie CLIAD01 del workfile “2_proydem_ad01_v2.wf1”; los cuales han sido empleados para estimar los modelos econométricos de la PROPUESTA FINAL de ELECTROPERÚ.

Conclusión

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

9. Variable Población

Los valores de la variable Población de los años 2019 al 2021 que se observan en el formato F-104 y en el archivo "Anexo B_VarExplicativas_ProxDem_v2.xlsx" no corresponden con los aprobados en el proceso de modificatoria del PI 2021-2025.

ELECTROPERÚ sostiene en el ESTUDIO, que la proyección de la variable Población ha considerado la tasa de crecimiento de la propuesta del Subcomité de generadores para la Fijación de tarifas en Barra de mayo 2023 a abril 2024; sin embargo, no ha presentado el archivo que sustente dichas tasas y/o que justifique el empleo de criterios distintos a los que formaron parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda del PI 2021-2025 y de su modificatoria.

Al respecto, ELECTROPERÚ 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 AD1 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 anual del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales anuales 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 AD1.

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

Respuesta

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGMIN al ESTUDIO considerando lo siguiente:

- Se actualizaron los valores de cantidad de clientes de los años 2019 al 2022 considerando los aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 actualizado.
- Para determinar la cantidad de clientes del año 2022 se consideró la tasa de crecimiento para dicho año, obtenido de la página web de INEI .
- Para determinar la cantidad de clientes de los años 2023 al 2054 se consideraron tasas de crecimiento promedio de mediano y largo plazo conforme a la recomendación de OSINERGMIN, utilizando los valores registrados y proyectados por INEI.

Respecto al sustento, se debe mencionar que los cálculos realizados se encuentran en la hoja "Población" de la hoja 2_VarExplicativas_ProxDem_v3.xlsx.

Análisis de Osinerghmin

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

- Respecto a los valores de la variable Población de los años 2019-2021 ha cumplido con corregir dichos valores de manera que correspondan a los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Respecto al valor de la variable Población del año 2022 se evidencia que no ha empleado los valores de población departamental estimados por el INEI, ni ha calculado la población del Área de Demanda 1 del año 2022 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda (Piura y Tumbes).
- Asimismo, no se ha seguido los criterios señalados por Osinerghmin para la proyección de la variable Población.

Conclusión

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

10. Variable Tarifa Real

Los valores de la variable Tarifa Real de los años 2019 al 2021 que se observan en el formato F-104 no corresponden con los aprobados en el proceso de modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que el valor de la variable referida del año 2022 no se ha construido correctamente, al no haberse indexado el IPC. Al respecto, ELECTROPERÚ debe corregir los valores históricos del periodo 2019-2021 de manera que guarden coherencia con los valores aprobados en el proceso referido.

Asimismo, debe corregir el cálculo del valor de la variable Tarifa Real del año 2022, considerando el IPC de cada departamento que conforma el AD1. Para ello, se verifica que el valor del IPC correspondiente al año 2022 departamental se encuentra en el INEI (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

Respuesta

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGHMIN al ESTUDIO considerando los valores de Tarifa Real de los años 2019 al 2021 que figuran en el Plan de Inversiones 2021-2025 actualizado.

Respecto al valor del año 2022, debemos mencionar que no se encontró el valor de IPC del año 2022 en la página web de INEI que menciona OSINERGHMIN, por tal motivo se hizo extensivo el valor del año 2021 para los años 2022 al 2024.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que:

- Ha cumplido con actualizar los valores de la Tarifa Real de los años 2019-2021 en el formato F-104 de manera que estos coinciden con los aprobados de la modificatoria del PI 2021-2025.

- Respecto al valor de la variable Tarifa Real del año 2022, se evidencia que no se ha corregido la construcción de dicha variable indexando el IPC de cada departamento que conforma el Área de Demanda 1 (Tumbes y Piura).

Conclusión

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

11. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que los valores históricos de las ventas de energía del periodo 2005-2018 no corresponden a los valores aprobados en el PI 2021-2025; y que además dichos valores difieren de los presentados en el workfile "Anexo B_ProjDem_ad01_v2.wf1".

Por tanto, ELECTROPERÚ debe corregir dichos valores de manera que correspondan a los valores históricos y a los sistemas eléctricos aprobados en el proceso, así como en la normativa referida; y además deberán guardar coherencia en todos los archivos que conforman el ESTUDIO (informe, hojas de cálculo, formatos F-100 y workfile).

Respuesta

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGMIN al ESTUDIO incorporando las Ventas de Energía del nivel de tensión AT para los años 2005 al 2018 en el formato F-105. Cabe resaltar que para dicho nivel de tensión se tiene valores de ventas igual a cero (0) MWh desde el año 2019.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que en el formato F-105 han corregido los valores históricos de las ventas de energía del Área de Demanda 1 para el periodo 2005-2018 de manera que coinciden con los aprobados en el PI 2021-2025; y que dichos valores son coherentes con los valores presentados en el workfile "2_proydem_ad01_v2.wf1".

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

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

En el formato F-106, los valores proyectados de las Ventas de Energía, así como los valores del coeficiente de determinación, estadístico t y F consignados para el modelo tendencial lineal no corresponden a dicha ecuación. Al respecto, de la revisión del workfile "Anexo B_ProjDem_ad01_v2.wf1", se evidencia que los valores proyectados y los estadísticos presentados en el formato F-106 del modelo tendencial corresponden a una ecuación que emplea dos variables categóricas sin mayor sustento. Al respecto, se desconoce qué ha motivado el uso de las variables dicotómicas dentro del modelo tendencial lineal, más aún cuando se evidencia que una de ellas no tiene significancia individual ($P\text{-value} > 0,05$).

Por lo tanto, ELECTROPERÚ debe revisar actualizar y corregir la información del modelo tendencial lineal de manera que toda la información (Estudio, formatos F-100 y workfiles, etc.) justifique y sustente los resultados de proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

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

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

Considerando lo anterior, ELECTROPERÚ debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 1. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 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

Se realizaron los ajustes señalados por OSINERGMIN al ESTUDIO respecto al modelo tendencial lineal, eliminándose las variables dicotómicas señaladas en la observación.

Con relación al ajuste final, debemos mencionar que el ESTUDIO ya realizaba los criterios señalados por OSINERGMIN:

- Suavizar el crecimiento 2022-2023 considerando la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo econométrico 2 entre los años 2022 al 2054.
- Para los años 2023 al 2029 se consideró las tasas de crecimiento del modelo econométrico - modelo 2.
- Para los años 2030 al 2054 se consideraba la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022 al 2054.

Análisis de Osinergmin

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

- Ha cumplido con corregir los coeficientes de determinación y los estadísticos “t” de los modelos tendenciales consignados en el formato F-106; el estadístico “F” del modelo tendencial lineal presentado en el formato referido no corresponde con el valor observado en el workfile “2_proydem_ad01_v2.wf1”.
- Asimismo, en el workfile se observan dos series de valores proyectados por el modelo tendencial lineal (“ene01lineal01” y “ene01lineal”), las cuales difieren entre sí.
- En relación al ajuste final, se evidencia que la empresa ha cumplido con considerar los criterios indicados por Osinergmin.

Conclusión

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

13. Factores de expansión de pérdidas utilizados

ELECTROPERÚ no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados. Por lo tanto, ELECTROPERÚ debe adjuntar el sustento respectivo. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD según corresponda.

Respuesta

En el ESTUDIO se utilizó los Factores de expansión de pérdidas obtenidos por ENOSA, quien es la distribuidora preponderante del área de demanda; sin embargo, a sugerencia de OSINERGHMIN se modificaron dichos factores equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión (PEMT y PEBT, respectivamente) considerando los valores que figuran en el Artículo 5 de la Resolución OSINERGHMIN N°224-2019-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROPERÚ en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2019-OS/CD, la cual ya no es vigente.

Conclusión

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

14. Registros de mediciones de cada 15 minutos

ELECTROPERÚ no ha presentado los registros de mediciones de cada 15 minutos, así tampoco se ha mencionado en el ESTUDIO que si se ha realizado la depuración de datos atípicos para la obtención de los valores consignados en el formato F-102. Por lo tanto, se requiere que ELECTROPERÚ presente los registros de mediciones y los archivos de cálculo que muestren los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, así como los sustentos correspondientes.

De otro lado, ELECTROPERÚ debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen ser los mismos que figuran como 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 explicar y sustentar los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

Los registros de mediciones de cada 15 minutos de las cargas por subestaciones y los correspondientes valores del formato F-102 son los que ENOSA nos alcanzó en fecha 25.04.2023 para fines de elaboración del ESTUDIO. Consideramos que dicha fuente de información es la más idónea debido a que ENOSA es la distribuidora preponderante del área de demanda y quien gestiona las mediciones antes mencionadas. Los registros y valores del formato F-102 se sustentan con el archivo "Mediciones_Factores_ENOSA_Data F-100_AD01.xlsx" que se adjunta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que ha presentado el archivo de sustento de los registros de mediciones, máximas demandas y factores de caracterización empleados en el ESTUDIO.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

15. Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, los factores de carga (FC) presentados se encuentran como valores, sin vinculación a algún archivo de sustento. Asimismo, ELECTROPERÚ debe presentar el sustento respectivo del cálculo que da origen a dichos FC presentados en su ESTUDIO.

[Respuesta](#)

Los valores del formato F-101 fueron obtenidos a partir de los registros de mediciones de cada 15 minutos, señalados en la respuesta a la observación anterior. El sustento de dichos valores se sustenta con el archivo "Mediciones_Factores_ENOSA_Data F-100_AD01.xlsx" que se adjunta.

Análisis de Osinergmin

De la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se evidencia que ha presentado el archivo de los factores de caracterización empleados en el ESTUDIO.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

16. Clientes libres existentes

En el formato F-113, ELECTROPERÚ no ha presentado a los clientes libres con el nombre de usuario utilizado en la información reportada en la Base de Datos de Clientes Libres (SICLI). Al respecto, se requiere se presente el listado de acuerdo al SICLI, dado que dicha base de datos es fuente de información relacionada con los clientes libres, para la elaboración del ESTUDIO. Finalmente, ELECTROPERÚ debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

[Respuesta](#)

La relación de clientes libres, energías anuales, máximas demandas y factores de caracterización que figuran en el formato F-113 son los que ENOSA nos alcanzó en fecha 25.04.2023 para fines de la elaboración del ESTUDIO. Consideramos que dicha fuente de información es la más idónea debido a que ENOSA es la distribuidora preponderante del área de demanda y quien gestiona los registros de mediciones de los clientes libres del área de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROPERÚ se verifica que, en el formato F-113, presentan los nombres de los

clientes libres en conformidad al SICLI 2022. Asimismo, ELECTROPERÚ justifica los valores presentados de consumos de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

17. LT Nueva Zorritos - Máncora

En el ESTUDIO ENOSA menciona que la LT Zorritos – Máncora está a punto de llegar a su tiempo de vida útil y que su recorrido se encuentra en una zona de alta contaminación y muy accidentada para los fines de mantenimiento. En ese sentido, pese a que concluye que las instalaciones de propiedad de ELECTROPERÚ no requieren de planes de inversión mediante instalaciones nuevas o mejoras que deban ser incluidas en el PI 2025-2029, se requiere que ELECTROPERÚ mencione cuál es el estado de la línea de transmisión de su propiedad y si la misma presenta condiciones operativas que ameriten nuevas inversiones en transmisión.

Respuesta

Respecto al estado de la línea de transmisión LT Zorritos – Máncora debemos mencionar que ELECTROPERU viene realizando una serie de actividades de reparaciones y adecuaciones en las estructuras existentes de la línea, muchas de estas actividades con personal propio y en algunos casos con servicios de terceros, la mayoría de estas intervenciones se dan a consecuencia por la existencia de un clima variado por las diferentes estaciones del año y por algunos daños en los postes de madera ocasionados por aves (Pájaros Carpinteros) que viven en los bosques secos donde fue instalada esta línea de transmisión.

Es por ello que, dentro de las actividades de mantenimiento preventivo que se realizan, están el rellenar el talud con bolsas de arena y realizar el reforzamiento de las estructuras con perfiles de acero galvanizado, los cuales garantizan que las estructuras afectadas no colapsen.

Adicionalmente, cabe señalar que hemos efectuado coordinaciones con personal de ELECTRONOROESTE (ENOSA) para recibir sus comentarios sobre las deficiencias y observaciones al estado de la LT Zorritos - Máncora, los que están siendo tomados en cuenta en el programa de mantenimiento integral elaborado por ELECTROPERU para dicha línea.

Por lo anterior, sobre la Propuesta del Plan de Inversiones de Transmisión de ELECTROPERU S.A. - Período mayo 2025 – abril 2029, señalamos que ELECTROPERU, con los correspondientes trabajos de mantenimiento, mantendrá operativa la LT Zorritos – Máncora conforme a los estándares técnicos durante dicho periodo.

Es también importante indicar que, para un horizonte posterior a abril de 2029, se debe analizar nuevas alternativas de abastecimiento de energía a la localidad de Máncora y aledaños, considerando que el sistema eléctrico vinculado a LT Zorritos – Máncora ha tenido variaciones desde la fecha (casi 30 años atrás) en la cual fue concebida y construida esa línea.

En tal sentido, solicitamos que, una vez que la LT Zorritos – Máncora llegue al final de su vida útil, OSINERGHMIN defina la entidad que se encargue de la construcción de una nueva línea de transmisión que la reemplace, debiendo ser —en nuestra opinión— ELECTRONOROESTE la que realice dicha inversión por tratarse esencialmente de una línea de transmisión en 60 kV para uso en su zona de concesión de distribución, actividad que es totalmente ajena a los fines empresariales de ELECTROPERU.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica en el informe lo indicado en la respuesta.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

18. Archivo de flujo de potencia

En el archivo de flujo de potencia presentado por ELECTROPERÚ se observa que las demandas de las barras no tienen coherencia con las presentadas en el formato F-121. Al respecto ELECTROPERÚ deberá presentar un formato F-121 auxiliar donde se evidencien las demandas que van cargadas a los archivos de flujo correspondiente, esto evidenciará la trazabilidad entre el formato F-100 y la demanda usada para el flujo de potencia.

Respuesta

Se adjunta el archivo "identificacionCargas.xlsx" con los cuales se asocia las demandas cargadas a los archivos de flujo de potencia y el formato F-121.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica la coherencia de los formatos F-121 con los del flujo de potencia.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

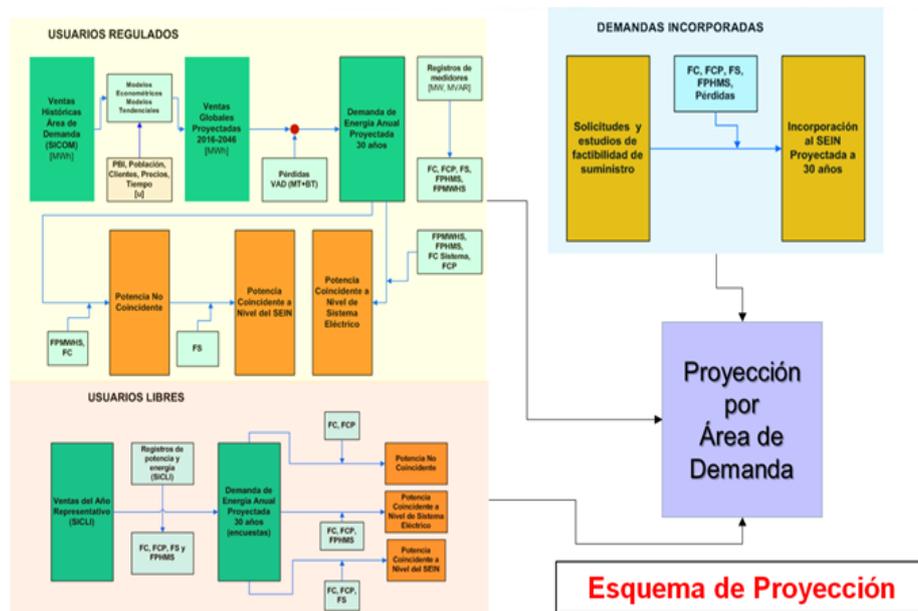
Anexo B

Metodología para la proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

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

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

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

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 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 1 del Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 1 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía 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 1 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 1 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 1.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 1 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 1 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 1. Finalmente, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 1 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

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

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

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

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

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

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

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	18 629,75	-
2023	20 396,42	9,5%

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

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 1

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

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

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

Año	Clientes	Δ%
2022	554 701	-
2023	572 420	3,2%
2024	589 288	2,9%
2025	606 156	2,9%
2026	623 024	2,8%
2027	639 893	2,7%
2028	656 761	2,6%
2029	673 629	2,6%
2030	690 498	2,5%
2031	707 366	2,4%
2032	724 234	2,4%
2033	741 103	2,3%
2034	757 971	2,3%
2035	774 839	2,2%
2036	791 708	2,2%
2037	808 576	2,1%
2038	825 444	2,1%
2039	842 313	2,0%
2040	859 181	2,0%
2041	876 049	2,0%
2042	892 918	1,9%
2043	909 786	1,9%
2044	926 654	1,9%
2045	943 523	1,8%
2046	960 391	1,8%
2047	977 259	1,8%
2048	994 128	1,7%
2049	1 010 996	1,7%
2050	1 027 864	1,7%

Año	Cientes	Δ%
2051	1 044 732	1,6%
2052	1 061 601	1,6%
2053	1 078 469	1,6%
2054	1 095 337	1,6%
		2,15%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente. Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 1 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

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

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

Año	Población	Δ%
2022	1 878 924	-
2023	1 899 509	1,1%
2024	1 920 319	1,1%
2025	1 941 357	1,1%
2026	1 959 850	1,0%
2027	1 978 519	1,0%
2028	1 997 366	1,0%
2029	2 016 394	1,0%
2030	2 035 602	1,0%
2031	2 063 350	1,4%
2032	2 091 476	1,4%
2033	2 119 986	1,4%
2034	2 148 885	1,4%
2035	2 178 178	1,4%
2036	2 207 871	1,4%
2037	2 237 969	1,4%
2038	2 268 478	1,4%
2039	2 299 403	1,4%
2040	2 330 750	1,4%
2041	2 362 525	1,4%
2042	2 394 733	1,4%
2043	2 427 381	1,4%

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

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 1 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre los años 2022 y 2054 con un valor de 0,3795 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuarios:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

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

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

Donde:

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

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).

h: Número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía

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

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinermin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de los modelos tendenciales estimados, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento negativas a un crecimiento de 6,13%.

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

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

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

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

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

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

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

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinermin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 2, con un crecimiento promedio anual de 3,78%.

**Tabla N° 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 1
(en MWh)**

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	1 104 146,47	1 090 223,96	1 016 361,40	943 830,83	1 114 179,63	1 041 343,26
2023	1 185 032,52	1 177 113,52	1 215 685,40	1 128 673,66	1 208 023,13	1 213 850,48
2024	1 236 777,17	1 226 457,53	1 278 455,65	1 191 016,73	1 260 498,95	1 282 883,17
2025	1 289 813,51	1 277 204,62	1 344 229,06	1 256 050,29	1 314 583,19	1 355 485,57
2026	1 344 170,59	1 329 395,27	1 413 113,46	1 326 290,15	1 370 325,06	1 435 274,46
2027	1 399 878,14	1 383 070,87	1 485 220,57	1 399 476,94	1 427 775,01	1 519 393,22
2028	1 456 966,59	1 438 273,81	1 560 666,13	1 475 720,24	1 486 984,84	1 608 069,24
2029	1 515 467,09	1 495 047,49	1 639 570,01	1 555 132,77	1 548 007,68	1 701 540,36
2030	1 575 411,52	1 553 436,35	1 722 056,42	1 637 834,85	1 610 898,12	1 800 062,63
2031	1 636 832,47	1 613 485,93	1 808 254,00	1 716 678,39	1 675 712,20	1 890 848,68
2032	1 699 763,30	1 675 242,89	1 898 296,02	1 798 891,20	1 742 507,51	1 985 823,70
2033	1 764 238,14	1 738 755,07	1 992 320,54	1 884 600,87	1 811 343,17	2 085 174,79
2034	1 830 291,87	1 804 071,49	2 090 470,58	1 973 940,62	1 882 279,97	2 189 099,14
2035	1 897 960,18	1 871 242,43	2 192 894,27	2 067 048,62	1 955 380,35	2 297 803,03
2036	1 967 279,54	1 940 319,46	2 299 745,10	2 164 067,26	2 030 708,49	2 411 500,31
2037	2 038 287,27	2 011 355,43	2 411 182,05	2 265 145,14	2 108 330,35	2 530 416,45

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

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergrmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 2), presenta una bondad de ajuste (R^2) de 98,03%, 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 1

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

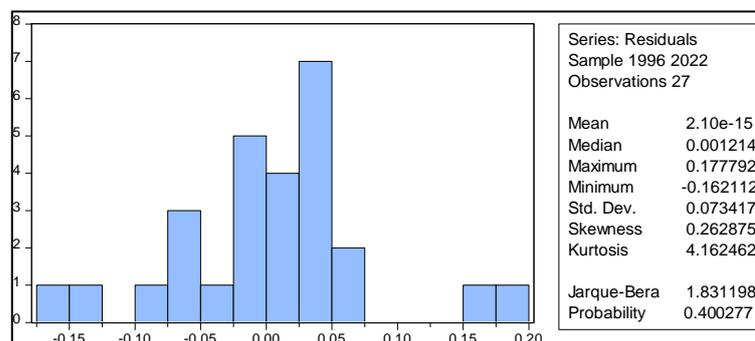
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 1 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 Test de Jarque-Bera >5% (40,02%).

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% (65,78%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

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

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados

indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (56,62%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

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

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del año 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

Considerando lo anterior, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,54% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 1 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	927 067,26	-
2023	962 136,92	3,78%
2024	1 002 469,22	4,19%
2025	1 043 948,35	4,14%
2026	1 086 607,40	4,09%
2027	1 130 480,21	4,04%

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

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda 1 que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 1) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas para recolectar esa información; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes para los siguientes años.

Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

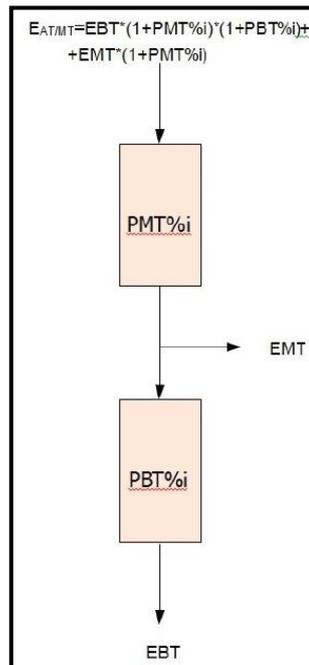
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 1 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, 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 ha añadido 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.

Anexo C

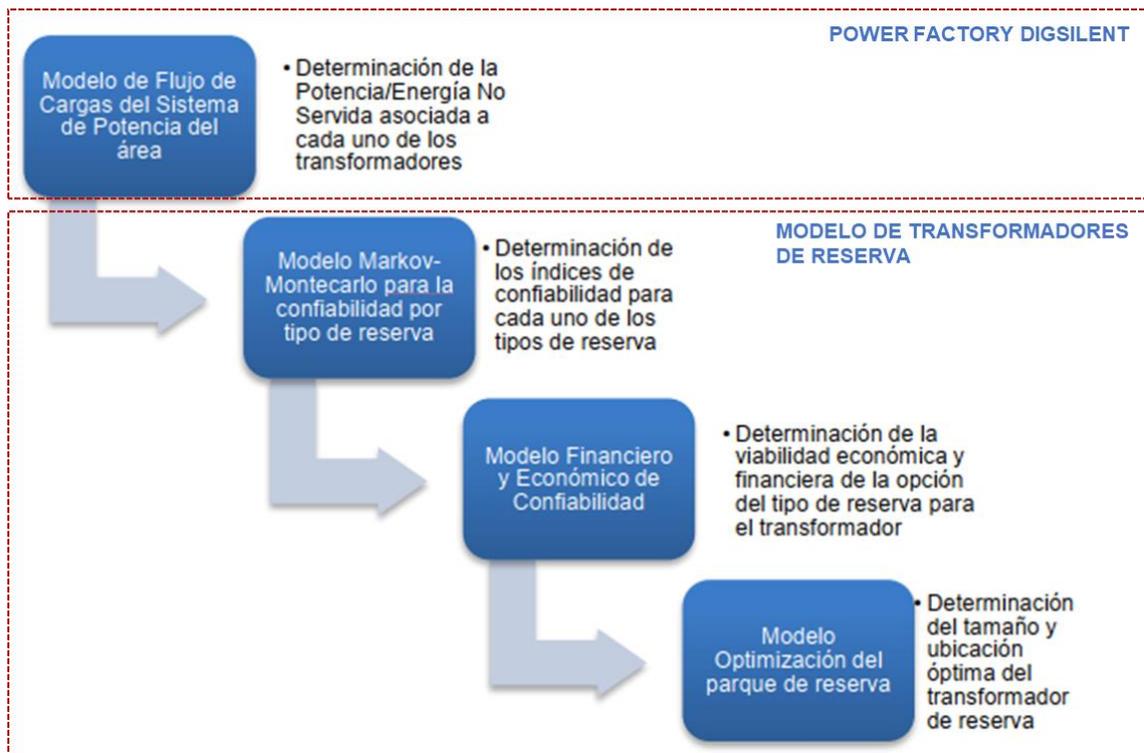
Metodología y Determinación de Transformadores de Reserva

METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

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

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

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



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

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

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

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

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de

mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

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

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

C.4. Optimización

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

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

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

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

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

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

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

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

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

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD1

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	3.02	3.31	3.50	3.67	3.92	4.04	4.20	4.37	4.51	4.61
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.71	0.32	0.84
Puerto Pizarro	TP-060023010-030CO1E	10.17	10.75	11.14	11.32	11.50	11.60	11.71	11.81	11.92	12.04
Tumbes	TP-060023010-030CO1E	13.00	13.48	13.95	14.43	14.82	14.99	15.16	15.34	15.51	15.70
Máncora	TP-0602310-030COE	7.41	7.70	8.01	8.32	8.63	8.82	9.00	9.19	9.38	9.57
El Arenal	TP-060010-30COE	8.61	8.83	9.05	9.28	9.51	9.64	9.78	9.91	10.05	10.20
Paita	TP-060023010-030CO1E	17.28	17.42	17.56	17.72	17.86	17.95	18.04	18.13	18.22	18.31
Paita	TP-060010-010CO1E	3.93	3.95	3.98	4.00	4.03	4.05	4.06	4.08	4.09	4.11
Paita Industrial	TP-060023010-030CO1E	20.41	21.82	22.68	22.99	23.30	23.48	23.66	23.85	24.04	24.23
Tierra Colorada	TP-060010-025CO1E	7.87	8.08	8.29	8.50	8.72	8.85	8.97	9.10	9.24	9.37
Poechos	TP-060023-015CO1E	10.73	11.11	11.50	11.90	12.31	12.55	12.78	13.03	13.27	13.53
Sullana	TP-060023010-035CO1E	14.91	16.55	17.83	19.53	20.94	19.01	20.16	21.22	21.99	21.31
Sullana	TP-060023010-030CO1E	14.91	16.55	17.83	19.53	20.94	19.01	20.16	21.22	21.99	21.31

Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	20.25	22.74	24.33	26.02	27.31	28.95	29.80	31.09	32.26	32.49
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	3.87	4.67	5.62	6.23	6.81	7.45	7.67	8.05	8.78	9.07
Castilla	TP-060023010-030CO1E	17.93	19.79	21.08	21.79	22.52	22.92	23.34	23.77	24.20	24.65
Grau	TP-060023010-030CO1E	21.19	21.94	22.72	23.52	24.35	24.82	25.29	25.77	26.26	26.76
Ejidos	TP-060023-030CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ejidos	TP-060023-030CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chulucanas	TP-060023010-013CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chulucanas	TP-060023010-015CO1E	0.12	0.46	0.96	1.48	1.82	2.19	2.40	2.34	2.66	2.83
Morropon	TP-060023-009CO1E	4.75	4.91	5.08	5.25	5.43	5.53	5.63	5.73	5.84	5.94
Loma Larga	TP-060023-009CO1E	2.05	2.13	2.22	2.31	2.40	2.45	2.50	2.55	2.61	2.66
La Unión	TP-060010-015CO1E	6.41	6.68	6.95	7.22	7.51	7.67	7.84	8.00	8.18	8.34
Sechura	TP-0602310-015COE	6.00	6.54	6.89	7.05	7.21	7.31	7.40	7.49	7.59	7.68
Constante	TP-060023010-009CO1E	4.28	4.32	4.37	4.43	4.48	4.51	4.54	4.57	4.60	4.63

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

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Zarumilla	TP-060023010-010CO1E	\$ 442,443	\$ 381,014	-\$ 195,629	Reserva en Bodega
Puerto Pizarro	TP-060023010-030CO1E	\$ 2,266,633	\$ 2,222,949	\$ 1,609,498	Reserva en Bodega
Tumbes 1	TP-060023010-030CO1E	\$ 3,184,656	\$ 3,161,209	\$ 2,567,613	Reserva en Bodega
Mancora	TP-060023010-030CO1E	\$ 1,634,276	\$ 1,573,961	\$ 944,729	Reserva en Bodega
El Arenal	TP-060010-030CO1E	\$ 1,934,336	\$ 1,896,107	\$ 1,347,331	Reserva en Bodega
Paita	TP-060023010-030CO1E	\$ 4,010,899	\$ 4,007,020	\$ 3,431,313	Reserva en Bodega
Paita	TP-060010-010CO1E	\$ 609,854	\$ 562,633	\$ 49,829	Reserva en Bodega
Paita Industrial	TP-060023010-030CO1E	\$ 5,368,688	\$ 5,399,734	\$ 4,856,141	Reserva en Bodega
Tierra Colorada	TP-060010-025CO1E	\$ 1,781,780	\$ 1,744,141	\$ 1,204,596	Reserva en Bodega
Poechos	TP-060023-015CO1E	\$ 2,718,969	\$ 2,717,508	\$ 2,233,500	Reserva en Bodega
Sullana	TP-060023010-035CO1E	\$ 4,394,384	\$ 4,397,225	\$ 3,818,976	Reserva en Bodega
Sullana	TP-060023010-030CO1E	\$ 4,351,239	\$ 4,359,520	\$ 3,794,935	Reserva en Bodega
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	\$ 6,671,180	\$ 6,716,152	\$ 6,146,917	Reserva en Bodega
Piura Centro	TP-060023010-050CO1E	\$ 1,112,198	\$ 1,019,089	\$ 322,418	Reserva en Bodega
Castilla	TP-060023010-030CO1E	\$ 5,090,350	\$ 5,119,490	\$ 4,572,773	Reserva en Bodega
Grau	TP-060023010-030CO1E	\$ 5,752,680	\$ 5,794,251	\$ 5,260,308	Reserva en Bodega
Chulucanas	TP-060023010-015CO1E	-\$ 24,474	-\$ 106,080	-\$ 717,922	No viable
Morropon	TP-060023-009CO1E	\$ 1,029,081	\$ 994,006	\$ 495,423	Reserva en Bodega
Loma Larga	TP-060023-009CO1E	\$ 230,668	\$ 175,937	-\$ 341,007	Reserva en Bodega
La Union Enosa	TP-060010-015CO1E	\$ 1,539,839	\$ 1,508,060	\$ 994,996	Reserva en Bodega
Sechura	TP-060023010-015CO1E	\$ 1,317,308	\$ 1,269,305	\$ 688,302	Reserva en Bodega
Constante	TP-060023010-009CO1E	\$ 672,030	\$ 618,902	\$ 54,150	Reserva en Bodega

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

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

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

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

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

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

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

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

C.5.5. Resultados de Optimización

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

Resultados Alternativa 1.

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

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

Resultados Alternativa 2.

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

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

C.5.6. Selección de Alternativas

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

ALTERNATIVAS	GRUPOS	SETs	COSTO CONFIABILIDAD	COSTO TOTAL CONFIABILIDAD (2029)
Alternativa 1	Grupo I	Zarumilla, Puerto Pizarro, Tumbes, Mancora	\$ 1,002,265.46	\$ 3,856,431.96
	Grupo II	El Arenal, Paita, Paita Industrial, Tierra Colorada, Poechos, Sullana, Piura Centro, Grau, La Unión, Sechura, Constante, Morropón, Loma Larga, Constante	\$ 2,854,166.50	
Alternativa 2	Grupo I	Zarumilla, Puerto Pizarro, Tumbes, Mancora	\$ 1,002,265.46	\$ 4,322,306.25
	Grupo II	El Arenal, Paita, Paita Industrial, Tierra Colorada, Poechos, Sullana.	\$ 1,641,547.57	
	Grupo III	Piura Centro, Grau, La Unión, Sechura, Constante, Morropón, Loma Larga, Constante	\$ 1,678,493.22	

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

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

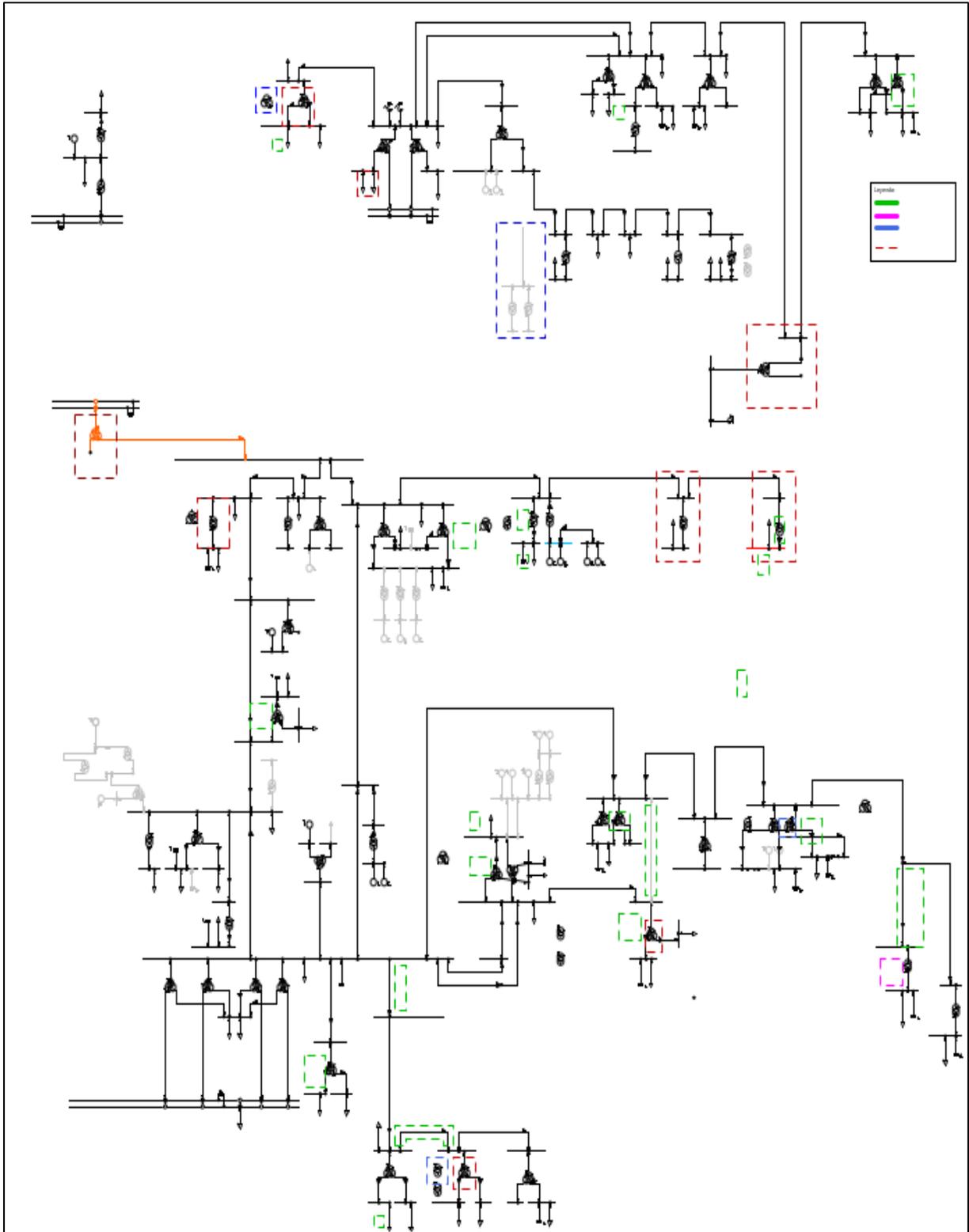
Actualmente en el AD1 se remunera un transformador de reserva de 60/23/10 kV de 30 MVA en la SET Piura Centro que viene operando en la SET Paita Industrial. Dicha reserva deberá reubicarse en la SET Grau.

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

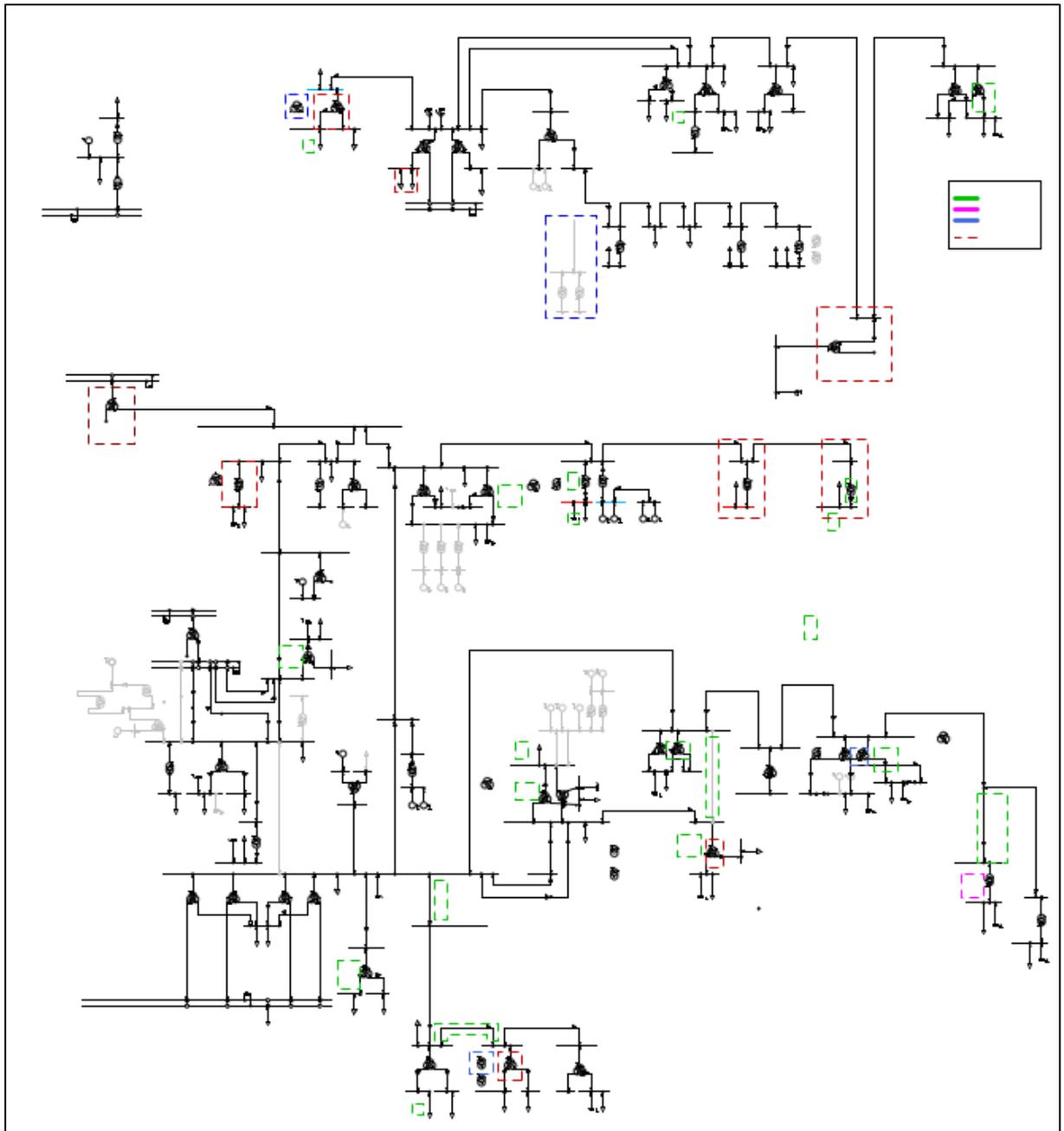
Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema Actual
según información de Titulares

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

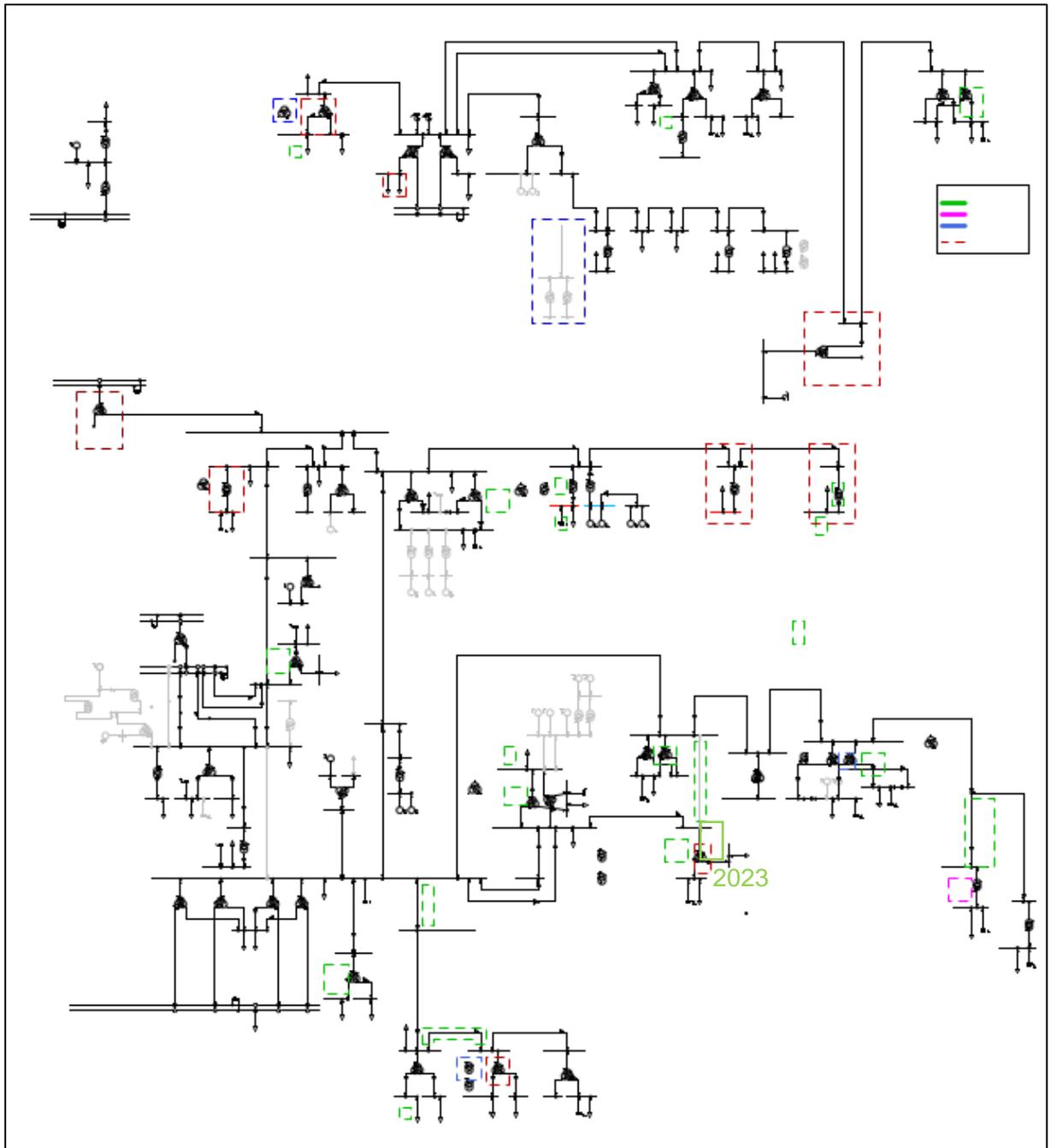
Área de Demanda 1 (Año 2025)



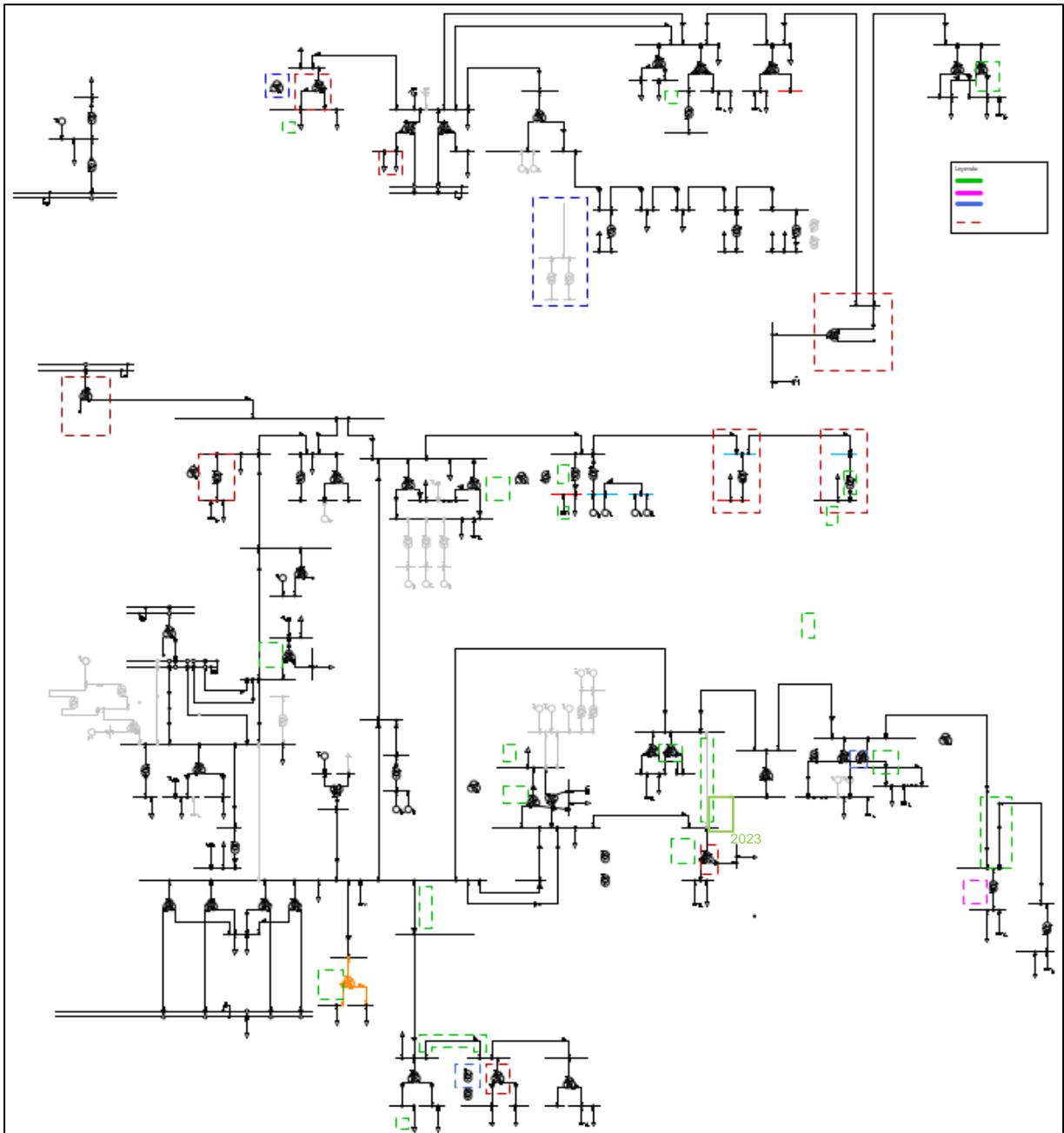
Área de Demanda 1 (Año 2026)



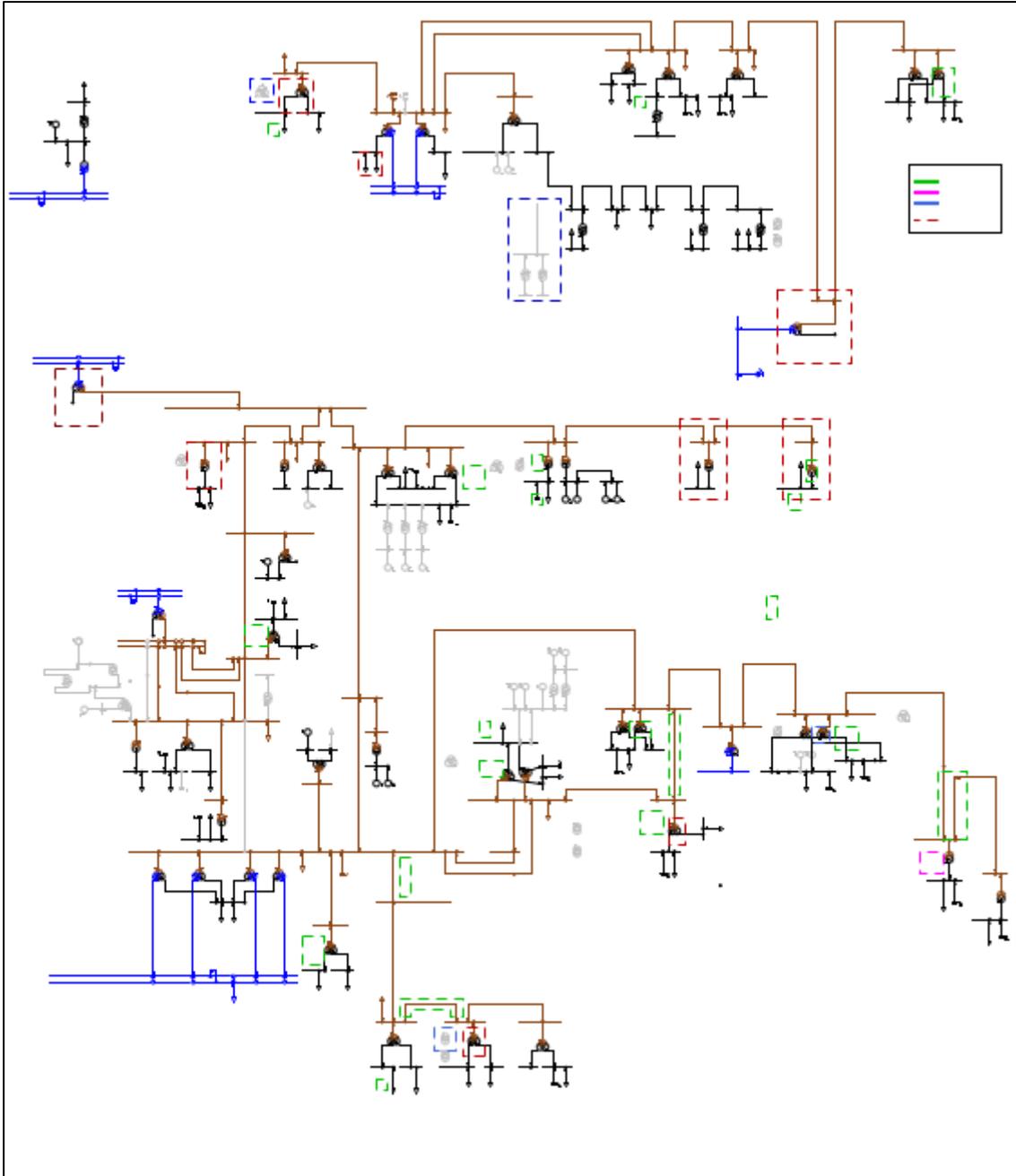
Área de Demanda 1 (Año 2027)



Área de Demanda 1 (Año 2028)



Área de Demanda 1 (Año 2029)



Anexo F

Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por Osinergmin

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

Proyecto N°	Año previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD
1	2025	ENOSA	01 celda de Alimentador 22,9 kV	SET Los Ejidos	74 144
2	2025	ENOSA	02 celdas de Alimentador 10 kV	SET Paita Industrial	144 856
3	2028	ENOSA	01 celda de Transformador 60 kV y celda de transformador 22,9 kV	SET Los Ejidos	349 285
4	2028	ENOSA	Cambio de conductor LT Castilla – Los Ejidos	Línea	147 391
5	2028	ENOSA	Transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Paita Industrial	911 469
6	2028	ENOSA	LT Derv. Morropón -Morropón incluye celda de línea	SET Morropón	752 200
7	2029	ENOSA	Transformador de reserva 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Tumbes	844 661
8	2029	ENOSA	01 celda de Alimentador 10 kV y celda de medición 10 kV	SET Nueva Zorritos	133 337

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

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

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 1

Programación de Bajas AD01				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 1MVA	SET Cerezos
1	Enosa	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Celda Línea-Transformador 33 kV	SET La Cruz
1	Enosa	2029	Transformador 33/10 kV de 4 MVA	SET La Cruz
1	Electroperú	2025	Transformador 60/33/10 kV de 9/9/2,5 MVA	SET Tumbes

Anexo G

Cuadros Comparativos

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

Año	ENOSA		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 725,69	-	1 764,18	-
2023	1 845,38	6,94%	1 830,25	3,75%
2024	1 908,34	3,41%	1 893,61	3,46%
2025	1 955,31	2,46%	1 959,55	3,48%
2026	2 001,76	2,38%	2 027,17	3,45%
2027	2 040,31	1,93%	2 085,64	2,88%
2028	2 079,77	1,93%	2 137,41	2,48%
2029	2 120,15	1,94%	2 188,64	2,40%
2030	2 168,36	2,27%	2 216,28	1,26%
2031	2 218,16	2,30%	2 244,50	1,27%
2032	2 269,58	2,32%	2 273,33	1,28%
2033	2 322,69	2,34%	2 302,77	1,30%
2034	2 377,56	2,36%	2 332,84	1,31%

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

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

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025			219 000	100%	100%
2026	6 053 356	7 869 113	-		
2027	1 907 060	4 239 569	-		
2028	3 318 884	4 492 016	2 088 937	-37,06%	-53,50%
2029	8 388 139	5 974 199	977 998	-88,34%	-83,63%
TOTAL	19 667 428	22 574 898	3 285 934	-83,29%	-85,44%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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