
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 10

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

Electro Sur Este S.A. (en adelante “ELSE”), Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante “EGEMSA”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 10, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda. Cabe señalar que, en esta oportunidad, ELSE y EGEMSA presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 10, correspondientes al período 2025-2029.

En el presente informe se detallan los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas de los TITULARES, los cuales sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 10¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Para la elaboración del presente informe, se ha considerado las propuestas presentadas por los TITULARES y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin.

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

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 ELSE y EGEMSA:

- En la demanda se ha considerado las nuevas cargas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de

¹ El Área de Demanda 10 está comprendido por los sistemas eléctricos ubicados en los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios.

Cabe indicar que las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

Demanda 10; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas y que no fueron retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 y anteriores, a fin de no considerar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.

- Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, traspasos de carga entre devanados, traspaso de carga a Subestaciones existentes y futuras (aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025). Evitando y/o postergando, de esta manera, las soluciones en 220 kV, las cuales involucran una mayor inversión. Cabe señalar que, se consideró la ampliación de capacidad de las Subestaciones Existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Se planteó incrementar la sección en tramos de Líneas de Transmisión, para mejorar los perfiles de tensión.

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

ELSE:

- Implementación de 2 celdas de transformación (138 y 33 kV) en la SET Quencoro, para el nuevo transformador de potencia en 138/33 kV de 25 MVA aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025.
- Reemplazo del transformador en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo (el cual será rotado a la SET Tintaya) por un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 50 MVA, debido a la necesidad del incremento de capacidad de transformación por la ejecución del nuevo aeropuerto internacional de Chincheros, así como por el crecimiento de la demanda en la zona.
- Implementación del cambio de sección del conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro) con un conductor AAAC de 120 mm², debido a la necesidad de mejorar el perfil de tensión de las SET Oropeza y Huaro.
- Renovación por antigüedad de las 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV) de la SET Andahuaylas.
- Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA y de 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) para la SET Chuquibambilla.
- Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 7/7/2 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA y de 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) para la SET Chacapunte.
- Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA y de 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) para la SET Chahuare.

- Rotación del transformador en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo a la SET Tintaya y la implementación nueva de dos celdas de transformación (138 kV y 22,9 kV) y dos celdas de alimentador en 22,9 kV, por el incremento de demanda del Sistema Eléctrico Yauri.

EGEMSA:

- Renovación por antigüedad de 12 celdas (9 alimentador en 10 kV y 3 de transformación) en la SET Dolorespata.

Cabe mencionar que, dentro de Plan de Inversiones 2025-2029, no se ha considerado retirar ningún proyecto del Plan de Inversiones 2021-2025.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 10, para el período 2025 – 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1
PROPUESTA OSINERGMIN- ÁREA DE DEMANDA 10

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 10	7 125 710	11,44	95	32
ELSE	6 262 509	11,44	95	20
AT				
Celda	1 190 629			5
Línea	165 868	11,44		1
Transformador	2 217 216		45	3
Banco				
MAT				
Celda	613 863			2
Línea				
Transformador	1 400 847		50	1
Banco				
MT				
Celda	674 085			8
Banco				
EGEMSA	863 201			12
MT				
Celda	863 201			12
Banco				

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

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	8
2. UBICACIÓN.....	12
3. PROPUESTA INICIAL.....	17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	19
3.2.1 Propuesta Inicial de ELSE:.....	19
3.2.2 Propuesta Inicial de EGEMSA:.....	21
3.2.3 Inversiones Propuestas:.....	21
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	23
5. PROPUESTA FINAL	27
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	27
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	28
5.2.1 PROPUESTA FINAL de ELSE:.....	28
5.2.2 PROPUESTA FINAL de EGEMSA:.....	30
5.2.3 Inversiones Propuestas:.....	30
6. ANÁLISIS OSINERGHMIN	32
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA.....	32
6.1.1 Información Base.....	33
6.1.1.1 Ventas de energía.....	33
6.1.1.2 Variables explicativas	33
6.1.2 Proyección Ventas – Usuarios Regulados	33
6.1.3 Proyección Ventas – Usuarios Libres.....	33
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	34
6.1.5 Proyección Global	34
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en 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 Sistema Eléctrico Cusco.....	42
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	46
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro	48
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas.....	49
6.2.3.5 Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural.....	52
6.2.3.6 Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri	55
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	56
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	57
6.2.4.2 Programación de Bajas	57
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	58
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
8. ANEXOS	61
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL	62
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA	149

ANEXO C	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	165
ANEXO D	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.	167
ANEXO E	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN	169
ANEXO F	CUADROS COMPARATIVOS	171
9.	REFERENCIAS	173

1. Introducción

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

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

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado los Estudios Técnico-Económicos presentados por los titulares de instalaciones de transmisión como sustento de sus propuestas de inversión para el PI 2025-2029 y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

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

(...)

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

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

(...)

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

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

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

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de

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 Osinerghmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

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

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

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

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 1 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 Osinergmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

El 7 de setiembre de 2023, Osinergmin 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 Osinergmin 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, Osinergmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba PI 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista

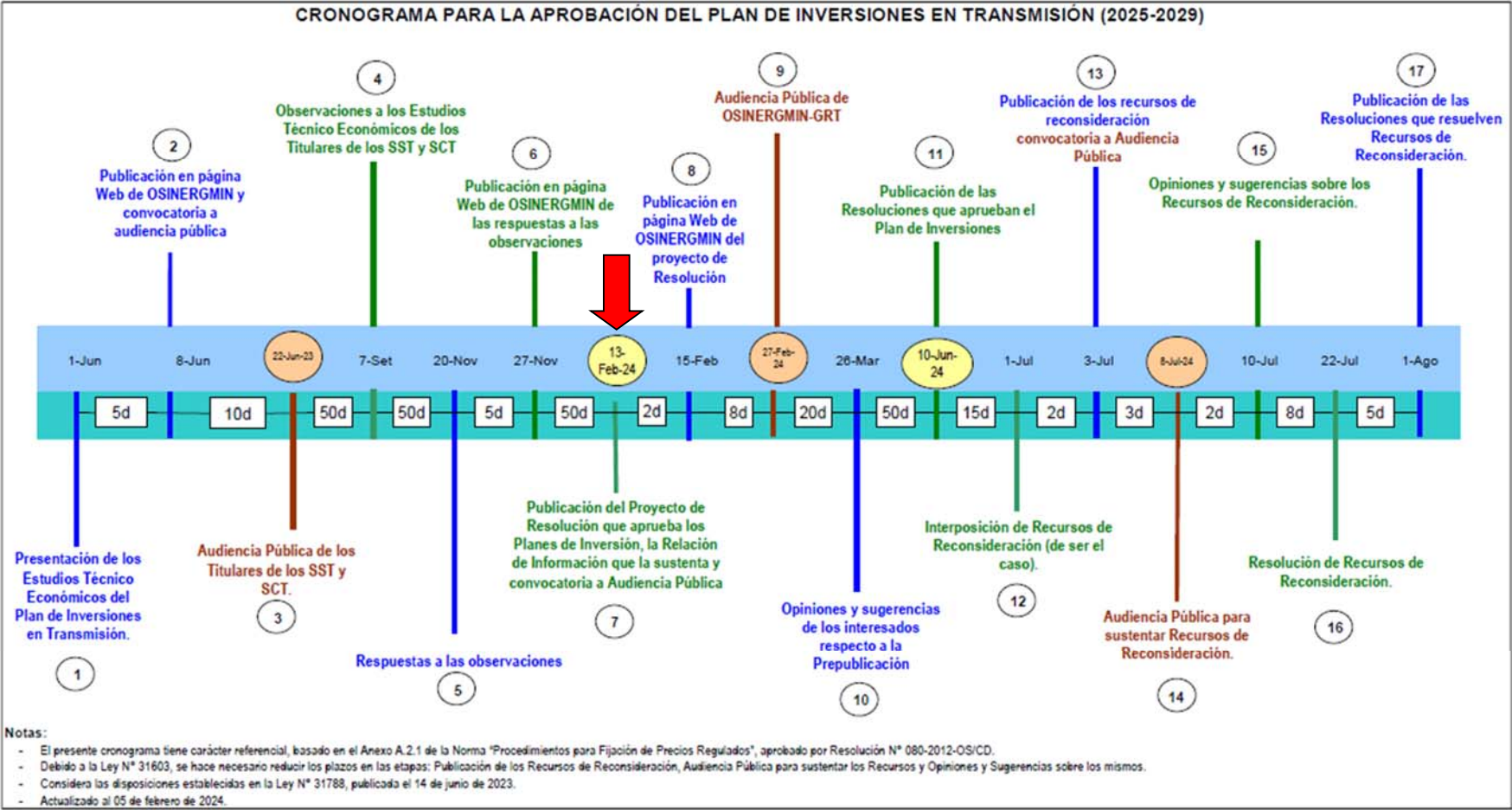
para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

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

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

En el Gráfico 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Gráfico N° 1-1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

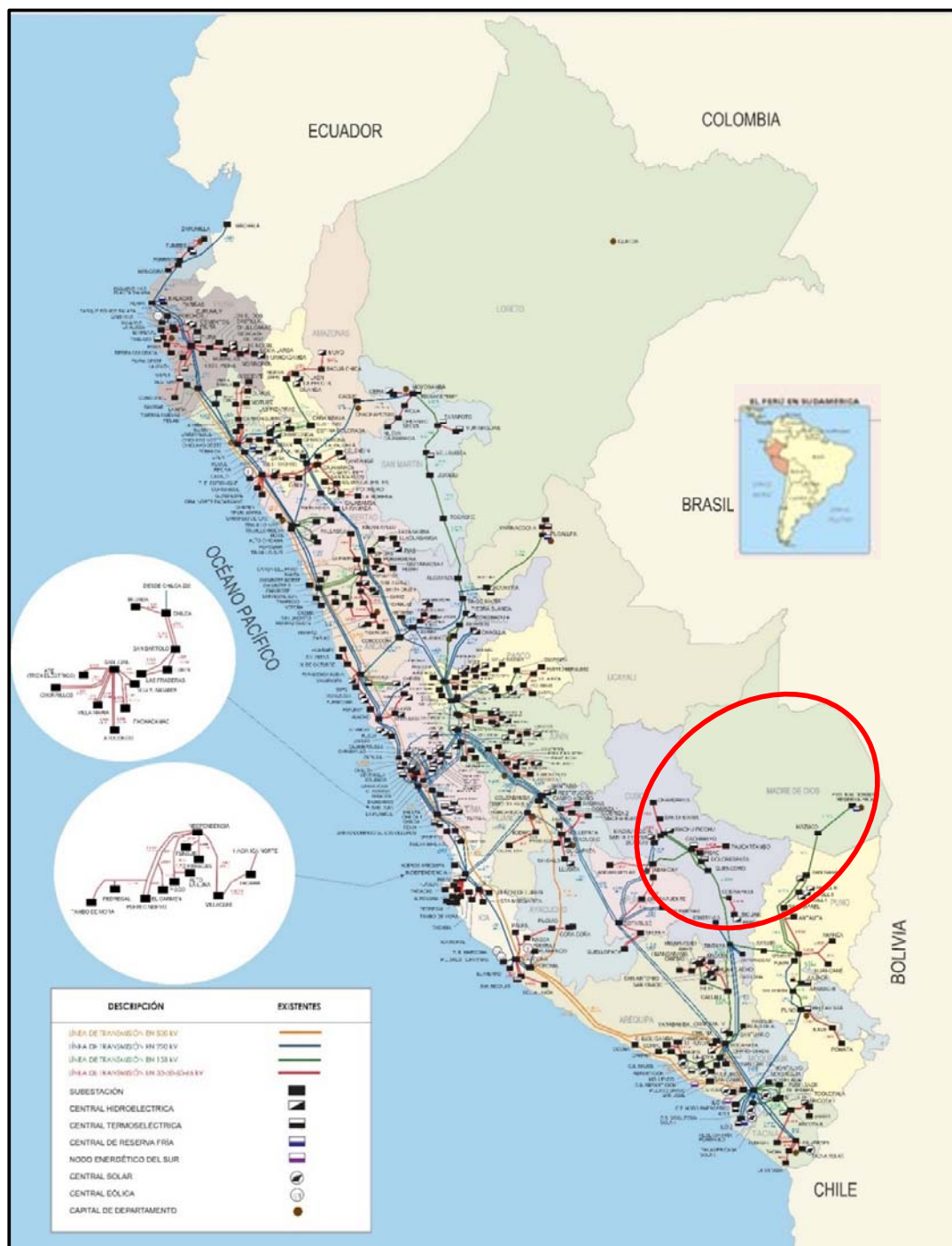
El Área de Demanda 10 abarca los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios, el cual se ubica en la región Sur Este del Perú.

Ahora bien, en dicha Área de Demanda 10 se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: Electro Sur Este S.A. (en adelante “ELSE”), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”) y Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante “EGEMSA”), en conjunto llamadas “TITULARES”

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 10, está conformada por los siguientes sistemas eléctricos: Cusco, Valle Sagrado 2, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani, Sicuani Rural, Abancay, Abancay Rural, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla, Valle Sagrado 1, Valle Sagrado 3, La Convención, La Convención Rural, Machupicchu, Mazuko, Iñapari, Yauri, Puerto Maldonado y Puerto Maldonado Rural.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de demanda 10.

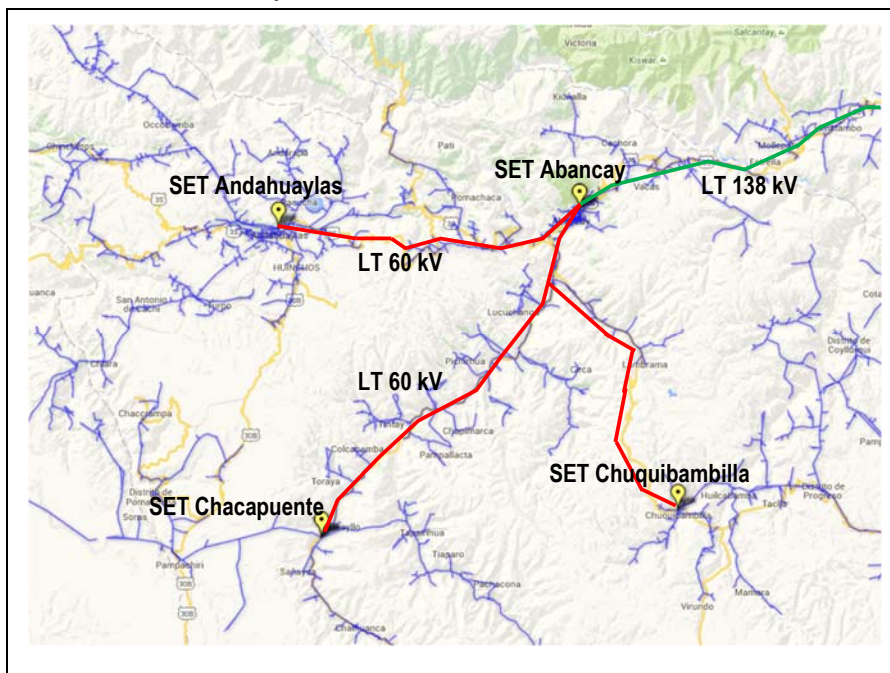
Gráfico N° 2-1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 10



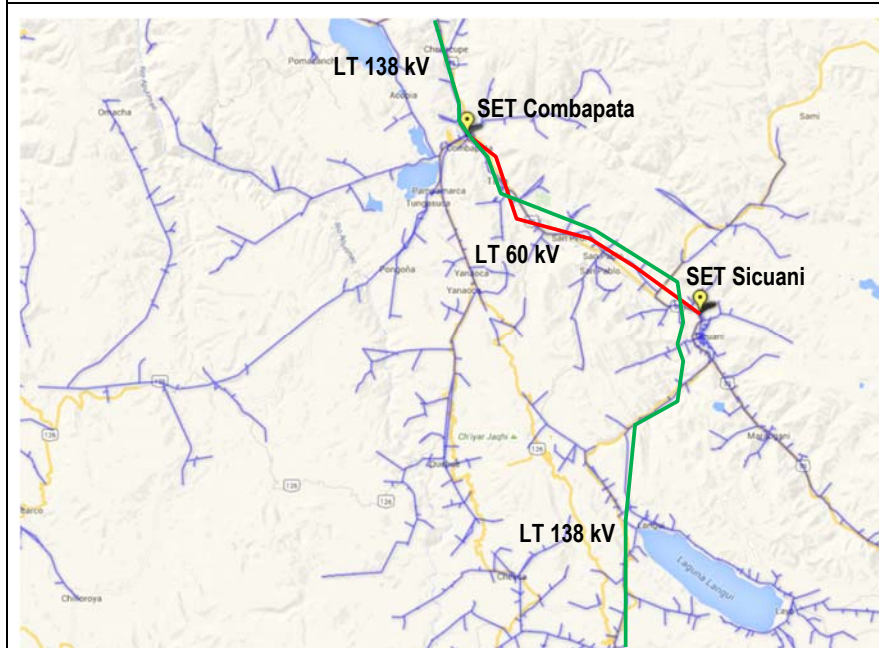
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

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 10.

Gráfico N° 2-2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 10



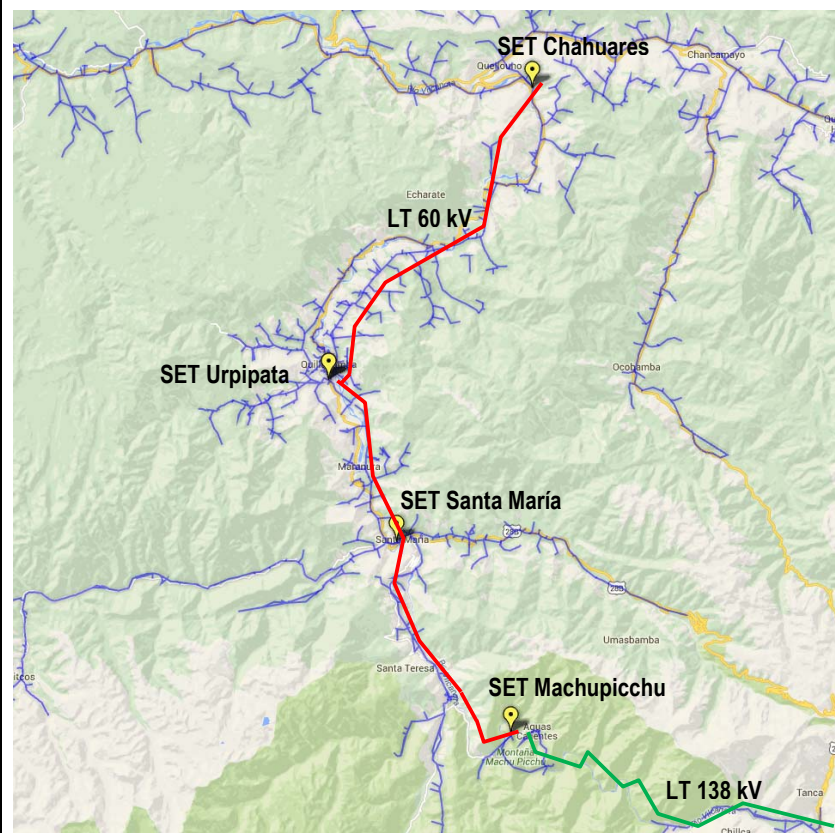
Sistemas: Abancay, Abancay Rural, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla, Valle Sagrado 1, Valle Sagrado 3



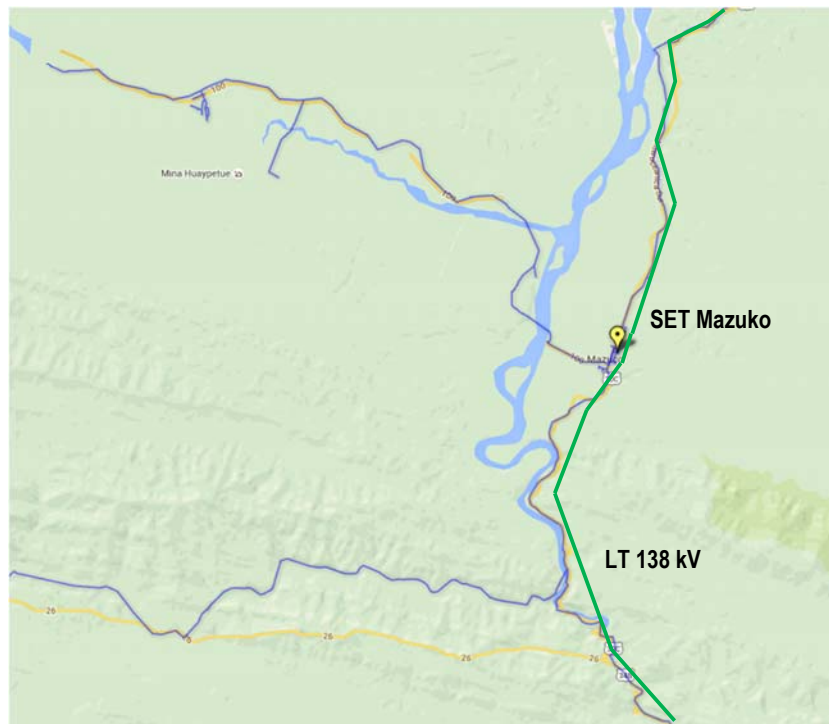
Sistemas: Combapata, Sicuani, Sicuani Rural y Chumbivilcas



Sistemas: Cusco, Valle Sagrado 2



Sistemas: La Convención, La Convención Rural, Machupicchu



Sistema: Mazuko



Sistemas: Puerto Maldonado, Puerto Maldonado Rural

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 1 de junio de 2023 y 31 de mayo de 2023, mediante cartas G-1315-2023 y SIED N° 098-2023/G/EGEMSA, ELSE y EGEMSA respectivamente, presentaron el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, para el Área de Demanda 10. Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria que presentó ELSE el 11 de julio de 2023, mediante correo electrónico a requerimiento de Osinergmin.

Todo ello, en adelante y en conjunto se denominará “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELSE ha proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 10 sobre la información histórica de las ventas de energía desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. En la proyección de energía del Área de Demanda 10 se aplicó modelos tendenciales y econométricos.

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

En lo particular, ELSE menciona haber realizado la proyección de la demanda del Área de Demanda 10 a partir de la proyección de energías de Usuarios Libres y de la proyección de energías de Usuarios Regulados por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

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 ELSE.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 10 - ELSE
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW)

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2024	60,20	17,41	4,26	12,74	199,44	11,70	212,81	30,10
2025	62,81	23,86	4,42	13,17	200,64	12,17	213,22	32,01
2026	65,35	24,49	4,61	13,74	201,86	12,68	213,48	33,38
2027	67,96	28,11	4,81	14,31	203,12	13,20	213,74	34,78
2028	70,65	28,77	5,01	14,91	204,42	13,74	214,02	36,23
2029	73,42	29,46	5,21	15,52	205,76	14,29	214,30	37,71
2030	76,26	30,16	5,42	16,15	207,13	14,86	214,58	39,25
2031	79,19	30,89	5,64	16,80	208,55	15,44	214,88	40,83
2032	82,21	31,63	5,87	17,47	210,01	16,05	215,18	42,45
2033	85,32	32,40	6,10	18,16	211,51	16,67	215,50	44,13
2034	88,52	33,19	6,34	18,87	213,06	17,31	215,82	45,85
TC	3,9%	6,7%	4,1%	4,0%	0,7%	4,0%	0,1%	4,3%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELSE.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2024-2034.
(3) ELSE no consignó valores de demanda de los años 2022 y 2023.

Del cuadro N° 3.1, ELSE propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3” de 69,2% en el año 2029 (29,46 MW) respecto del año 2024 (17,41 MW).

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 EGEMSA.

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 10 - EGEMSA
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW)

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2022	53,89	17,28	3,82	10,16	198,46	10,09	176,79	11,78
2023	55,93	17,83	3,98	10,57	199,30	10,50	176,96	12,25
2024	57,88	18,36	4,13	10,96	203,80	10,89	177,12	12,70
2025	59,81	18,89	4,27	11,35	208,07	11,27	177,28	13,14
2026	61,72	19,41	4,42	11,73	208,86	11,66	177,43	13,58
2027	63,64	19,93	4,56	12,12	209,65	12,04	177,59	14,02
2028	65,55	20,45	4,71	12,50	210,44	12,42	177,75	14,46
2029	67,48	20,97	4,85	12,89	211,24	12,81	177,91	14,90

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2030	69,23	21,45	4,98	13,24	211,96	13,16	178,05	15,30
2031	70,97	21,92	5,12	13,59	212,68	13,51	178,20	15,70
2032	72,71	22,40	5,25	13,94	213,40	13,85	178,34	16,10
2033	74,46	22,87	5,38	14,29	214,12	14,20	178,48	16,50
2034	76,20	23,35	5,51	14,64	214,84	14,55	178,63	16,90
TC	2,9%	2,5%	3,1%	3,1%	0,7%	3,1%	0,1%	3,1%

Notas:

(1) Formato F-121 de EGEMSA.

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

Del cuadro N° 3.2, se desprende que EGEMSA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3" de 21,4% en el año 2029 (20,97 MW) respecto del año 2022 (17,28 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, ELSE y EGEMSA presentaron los siguientes proyectos:

3.2.1 Propuesta Inicial de ELSE:

A continuación, se citan los proyectos planteados por ELSE:

Sistema Cusco

- SET Dolorespata: Reemplazo de un transformador en 138/10 kV de 12,2 MVA por un nuevo transformador en 138/10 kV de 30 MVA. Adicionalmente, el reemplazo de 3 celdas de tipo encapsulado de transformación y de 9 celdas de tipo encapsulado de línea.
- SET Quencoro: Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) para el nuevo transformador de potencia aprobado en el PIT 2021-2025

Sistema Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3

- SET Cachimayo: Reemplazo del transformador existente en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA por uno nuevo de 40/30/10 MVA.
- SET Cachimayo ELP, reemplazo del transformador existente en 138/33/10 kV de 6/6/3 MVA por el transformador en 138/10 kV de 15 MVA de la SET Dolorespata.

- SET Pisac, reemplazo del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un transformador nuevo en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA y de 3 celdas de transformación (60; 22,9 y 10 kV), por antigüedad.
- Cambio de conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro) con un conductor AAAC de 120 mm².

Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2

- SET Oropeza, reemplazo del transformador en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo en 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA.

Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay – Andahuaylas

- SET Abancay Nueva, implementación de 2 celdas tipo convencional de 22,9 kV para nuevos alimentadores.
- SET Tamburco, implementación de un nuevo transformador en 138/60/13,2 kV de 50/20/30 MVA con 3 celdas de transformación (138, 60 y 13,2 kV), paralelo al transformador existente.
- SET Andahuaylas, reemplazo de las 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV).
- SET Chuquibambilla, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/2 MVA con 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV).
- SET Chacapunte, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 2 celdas de transformación (60 y 22,9 kV).

Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural

- Implementación de la línea de transmisión de 138 kV SET Uripata – SET Suriray de 38 km de longitud.
- SET Suriray, implementación de una celda de línea del tipo convencional de 138 kV.
- SET Uripata, implementación de un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 25 MVA con 3 celdas tipo convencional de transformación (138, 60 y 22,9 kV).
- SET Chahuares, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA con dos celdas de transformación (60 y 22,9 kV).
- SET Suriray, implementación de 2 celdas de 22,9 kV para nuevos alimentadores.

Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri

- SET Tintaya, implementación de un nuevo transformador en 220/22,9 kV de 15 MV en la SET Tintaya Nueva, con 2 celdas de transformación del tipo convencional (220 y 22,9 kV) y 3 celdas para alimentadores del tipo convencional.

Sistema Eléctrico Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural

- SET Puerto Maldonado, implementación de un nuevo transformador en 138/22,9/10 kV de 35/15/25 MVA con 3 celdas de transformación del tipo convencional (138, 22,9 y 10 kV).
- SET Paquillusi, implementación de una celda convencional de línea de 220 kV
- Implementación de la Nueva SET Puerto Maldonado, con un transformador en 220/60/22,9 kV de 30 MVA con 2 celdas de transformación del tipo convencional (220 y 22,9 kV) y una celda línea transformador de 220 kV.
- Implementación de la línea simple terna 220 kV SET Paquillusi – Nueva SET Puerto Maldonado de 200 km de longitud.

3.2.2 Propuesta Inicial de EGEMSA:

La única propuesta de EGEMSA consiste en implementar la renovación de 14 celdas del tipo metal clad en la SET Dolorespata, por 14 celdas del tipo encapsulado en 10 kV (3 de transformación, 1 de medición, 1 de compensación y 9 de alimentador).

3.2.3 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL: ELSE considera ejecutar el 2,38% de su inversión total en el año 2025, el 8,95% de su inversión total en el año 2026, el 56,26% de su inversión total en el año 2027, el 7,68% de su inversión total en el año 2028, el 16,04% de su inversión total en el año 2029 y el 8,68% de su inversión total en el año 2032.

EGEMSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2025.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ELSE y EGEMSA son los que se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL – ÁREA DE DEMANDA 10
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 10	58 171 618	254,52	320	79
ELSE	57 206 063	254,52	320	65
AT				
Celda	1 988 274			8
Línea	1 227 064	16,52		1
Transformador	2 712 285		50	4
Banco				
MAT				
Celda	3 414 636			10
Línea	35 413 700	238		2
Transformador	9 989 648		270	9
Banco				
MT				
Celda	2 460 454			31
Banco				
EGEMSA	965 555			14
MT				
Celda	965 555			14
Banco				

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante los Oficios N° 1521-2023-GRT y N° 1508-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a ELSE y EGEMSA, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico Económicos presentados por estas empresas, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

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

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

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

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

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

Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del PI 2025-2029.

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

- ELSE no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS
- ELSE no ha tenido en cuenta los criterios, metodología y formatos establecidos en la NORMA TARIFAS para la elaboración y presentación del ESTUDIO; por ejemplo, presenta los formatos F-000 incompletos, así como el formato F-200 se encuentra con información de un Plan de Inversión pasado, no teniendo los elementos actualizados según su propuesta. Al respecto, ELSE debe explicar las razones o corregir donde corresponda.
- ELSE debe presentar el diagnóstico integral del Área de Demanda, y el análisis del periodo PI 2025-2029. ELSE deberá presentar el diagnóstico en el periodo de 10 años considerando evaluar las corrientes de cortocircuito en sus instalaciones, asimismo los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.
- Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, ELSE, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, registro de fallas, informes de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.
- En el ESTUDIO, ELSE ha considerado como año 1 al año 2024, lo cual no corresponde a lo establecido en la NORMA TARIFAS, donde se especifica que el año 1 corresponde al inicio del nuevo periodo tarifario (es decir, el año 2025). Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años.
- En el resumen ejecutivo y en el Informe del ESTUDIO (INFORME), ELSE no ha presentado la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, ELSE debe completar la información faltante donde corresponda.
- En las propuestas de líneas de transmisión presentadas en el Estudio, ELSE no desarrolla una evaluación técnica y económica de diversas alternativas que sean excluyentes entre sí. Lo cual debe ser presentado conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- Se observa inconsistencias entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por ELSE; por ejemplo, hay proyectos propuestos que no están modelados en el archivo pfd. Asimismo, no se observan los proyectos ya aprobados en Planes de Inversión y Planes de Transmisión anteriores.

- ELSE no ha cumplido con presentar las fuentes de información que sustenten los datos históricos del año 2022 y las proyecciones de las variables explicativas (PBI, número de Clientes, Población, Tarifa Real, IPC, etc.). Cabe señalar, que el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS y modificatorias establece que se deben presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios.
- ELSE debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- ELSE no presenta la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.

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

- EGEMSA no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- EGEMSA no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-000, F-100 (incompletos), F-200, F-300 (incompletos) y F-400. Al respecto, EGEMSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, EGEMSA, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de cada uno de los elementos a reemplazar (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.
- En el ESTUDIO, EGEMSA no ha presentado la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, EGEMSA debe completar la información faltante donde corresponda.
- Sobre las proyecciones de demanda, EGEMSA debe realizar coordinaciones con la empresa ELSE, debido a que los valores de las mencionadas proyecciones en la SET Dolorespata, no son concordantes entre ambas empresas.
- EGEMSA debe realizar coordinaciones con ELSE, debido a que esta última empresa está presentando propuestas de elementos en el PI 2025-2029 en la SET Dolorespata que se superponen con la solicitud de EGEMSA.
- EGEMSA no ha presentado el sustento documentario de la Proyección de Demanda de los usuarios regulados de su propuesta del PI 2025-2029.

- EGEMSA 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 y modificatorias.
- EGEMSA no ha presentado la información básica que justifica la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas consignados en los formatos F-100. Al respecto, se requiere se adjunte lo indicado por la NORMA TARIFA.
- EGEMSA no ha presentado los registros de energía cada 15 minutos de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV; tampoco ha desarrollado la proyección de demanda de esas barras. Al respecto, EGEMSA debe presentar los registros de mediciones de esas barras y desarrollar la proyección de demanda, además, se debe considerar que esos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.
- EGEMSA no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que se requiere se adjunte los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas en la proyección de demanda, EGEMSA debe tener en cuenta las nuevas cargas propuestas por la empresa ELSE para el AD10 en el PI 2025-2029.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, con Oficio G-2726-2023-ELSE y la Carta N° P-079-2023 del 20 de noviembre de 2023, ELSE y EGEMSA presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas remitidas mediante Oficio N° G - 0092 – 2024 y OFICIO SIED N° 009-2024/G/EGEMSA de ELSE y EGEMSA respectivamente, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso⁸.

Es necesario tener presente que, como se indicó en las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, la remisión de “información complementaria” luego del plazo, no es un instrumento para enmendar aspectos que debieron ser presentados en la absolución, ni para superar la falta de diligencia en la adecuada elaboración del ESTUDIO (inicial o final), pues tratándose de este tipo de “información complementaria”, ésta no formará del procedimiento regulatorio regular.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELSE consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en la PROPUESTA INICIAL, resultandos mayores en el sistema eléctrico “La Convención, Machupicchu y La Convención Rural” y en el sistema eléctrico “Puerto Maldonado, Mazuko y

⁸ ELSE y EGEMSA han presentado los mismos formatos F-100 como PROPUESTA FINAL.

Puerto Maldonado Rural”, en un promedio de 10% y 6%, respectivamente, en el periodo 2024-2034.

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 ELSE.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL- ÁREA DE DEMANDA 10
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW)

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2024	62,89	17,90	4,13	13,06	198,45	13,28	212,77	29,50
2025	65,09	24,25	4,29	13,57	199,37	13,75	212,99	34,19
2026	67,35	24,84	4,46	14,09	200,31	14,23	213,21	35,64
2027	69,67	28,42	4,63	14,63	201,27	14,73	213,45	37,14
2028	72,04	29,04	4,81	15,18	202,26	15,23	213,68	38,70
2029	74,48	29,67	4,99	15,75	203,27	15,75	213,93	40,30
2030	76,98	30,32	5,17	16,33	204,32	16,28	214,18	41,97
2031	79,55	30,99	5,36	16,92	205,39	16,82	214,43	43,70
2032	82,19	31,68	5,56	17,53	206,49	17,38	214,69	45,49
2033	84,90	32,39	5,76	18,16	207,62	17,96	214,97	47,36
2034	87,70	33,11	5,97	18,81	208,78	18,55	215,24	49,29
TC	3,4%	6,3%	3,8%	3,7%	0,5%	3,4%	0,1%	5,3%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELSE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2024-2034.
- (3) ELSE no consignó valores de demanda de los años 2022 y 2023.
- (4) ELSE y EGEMSA presentaron los mismos formatos F-100 como PROPUESTA FINAL.

Del cuadro N° 5.1, ELSE propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3” de 65,8% en el año 2029 (29,67 MW) respecto del 2024 (17,90 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para el sistema eléctrico “Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural” en el periodo 2024-2034 ha incrementado de 4,3% a 5,3%.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, ELSE y EGEMSA presenta los siguientes proyectos:

5.2.1 PROPUESTA FINAL de ELSE:

ELSE presentó su PROPUESTA FINAL de la siguiente manera:

Sistema Cusco

- SET Quencoro: Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) para el nuevo transformador de potencia aprobado en el Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025 (en adelante “PI 2021-2025”) y dos celdas de alimentador en 10 kV.

Sistema Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3

- SET Cachimayo: Reemplazo del transformador existente en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA por uno nuevo de 50/40/10 MVA e implementación de una celda de alimentador al interior en 10 kV.
- SET Pisac, reemplazo del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un transformador nuevo en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA, e implementación de 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 10 kV).

Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2

- SET Oropeza, reemplazo del transformador en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo en 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA.

Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay – Andahuaylas

- SET Abancay Nueva, implementación de 2 celdas de alimentador en 22,9 kV y 1 celda de transformación en 22,9 kV.
- SET Andahuaylas, reemplazo de las 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV) por antigüedad.
- SET Chuquibambilla, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV), por antigüedad.
- SET Chacapunte, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 2 celdas de transformación (60 y 22,9 kV) por antigüedad.

Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural

- Implementación de la línea de transmisión de 138 kV SET Uripata – SET Suriray de 38 km de longitud.
- SET Suriray, implementación de una celda de línea del tipo convencional en 138 kV.
- SET Uripata, implementación de un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 25/15/10 MVA con 3 celdas tipo convencional de transformación (138, 60 y 22,9 kV).
- SET Chahuares, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA con dos celdas de transformación (60 y 22,9 kV).

- SET Suriray, implementación de 2 celdas en 22,9 kV para nuevos alimentadores.

Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri

- SET Tintaya, implementación de un nuevo transformador en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva, con 2 celdas de transformación del tipo convencional (220 y 22,9 kV) y 3 celdas para alimentadores del tipo convencional en 22,9 kV.

5.2.2 PROPUESTA FINAL de EGEMSA:

EGEMSA presentó su PROPUESTA FINAL de la siguiente manera:

Sistema Cusco

La única propuesta de EGEMSA consiste en implementar por antigüedad la renovación en la SET Dolorespata de 14 celdas del tipo encapsulada en 10 kV (3 de transformación, 1 de medición, 1 de compensación y 9 de alimentador).

5.2.3 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL, ELSE considera ejecutar el 13,91% de su inversión total en el año 2027, el 13,86% de su inversión total en el año 2028 y el 72,22% de su inversión total en el año 2029.

EGEMSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2025.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por los TITULARES, se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5-2
PROPUESTA FINAL – ÁREA DE DEMANDA 10
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 10	15 734 510	38	150	51
ELSE	14 780 568	38	150	37
AT				
Celda	1 722 930			7
Línea	-	-		-
Transformador	3 145 760		55	5
Banco				
MAT				
Celda	1 409 101			4
Línea	3 797 133	38		1
Transformador	3 312 401		95	3
Banco	-			-

MT				
Celda	1 393 242			17
Banco				
EGEMSA	953 942	-		14
MT				
Celda	953 942			14
Línea	-	-		-
Transformador				
Banco				

6. Análisis Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELSE y EGEMSA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. En esta evaluación Osinergmin 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 las observaciones no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como parte de la subsanación no resulta consistente o carece de debido sustento, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 10, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible, debido a que en el Estudio presentado por ELSE, se ha evidenciado inconsistencias tales como:

- Los formatos, así como los archivos de sustento no están completos y/o no están de acuerdo a los criterios establecidos por la NORMA TARIFAS.
- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

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

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

Dicho ello, a continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 10, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

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

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 disponible por Osinerghmin en el portal web oficial.

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas – Usuarios Regulados

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

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

6.1.3 Proyección Ventas – Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

Considerando lo anterior, en el Área de Demanda 10, ELSE en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de tres cargas nuevas, de las cuales dos 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 10 se ha considerado una carga nueva como Demanda Incorporada consignada por ELSE, pues cumple con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra el detalle de esa Demanda Incorporada considerada.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CACHIMAYO	CACHI060	60	Aeropuerto Chinchero	-	6,27	6,27	9,50	9,50	9,50

Fuente: Formato F-116 de la PROPUESTA Osinerghmin.

La validación y revisión de la solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ELSE”, correspondiente al Área de Demanda 10.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras y por nivel de tensión; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 10. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 10 (en GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	3 223	92	793	4 108
2023	3 223	92	814	4 128
2024	3 223	92	841	4 156
2025	3 223	135	869	4 226
2026	3 223	135	896	4 254
2027	3 223	157	923	4 303
2028	3 223	157	950	4 330

Año	MAT	AT	MT	Total
2029	3 223	157	977	4 357
2030	3 223	157	998	4 378
2031	3 223	157	1 020	4 400
2032	3 223	157	1 042	4 422
2033	3 223	157	1 065	4 445
2034	3 223	157	1 088	4 468

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 0,70%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 2,67%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)

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

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

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

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

El Cuadro N° 6.3 muestra la Máxima Demanda Coincidente del Área de Demanda 10.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 10 (en MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
DOLORESPATA	11,5	34,9	35,9	37,1	38,3	39,5	40,7	41,9	43,1	44,1	45,0	46,0	47,0	48,0
QUENCORO	10,5	19,0	19,5	20,2	20,9	21,6	22,3	22,9	23,6	24,2	24,7	25,2	25,8	26,4
QUENCORO	33	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
PISAC	10	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1
PISAC	22,9	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
URUBAMBA	10	4,2	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,7
URUBAMBA	22,9	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8
CACHIMAYO ELP	10	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8
CACHIMAYO	22,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
CACHIMAYO	60	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CACHIMAYO	138	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
HUARO	10	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
HUARO	22,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
OROPEZA	10	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5
OROPEZA	22,9	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
SICUANI	10	4,4	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0	6,2
COMBAPATA	24	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5
LLUSCO	22,9	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9
TAMBURCO	13,2	8,3	8,5	8,8	9,2	9,5	9,8	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,7
ANDAHUAYLAS	13,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,0	7,2	7,4	7,5
ANDAHUAYLAS	22,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
CHACAPUENTE	22,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6
CHUQUIBAMBILLA	22,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5
ANDAHUAYLAS	60	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
COTARUSE	220	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9
CHAHUARES	22,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
MACHUPICCHU	10,5	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
URPIPATA	10	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
URPIPATA	22,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
SANTAMARIA	22,9	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4
TINTAYA	10	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8
TINTAYA	138	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3
TINTAYA NUEVA	220	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9
PTO MALDONADO	10	15,2	15,6	16,2	16,8	17,3	17,9	18,5	19,0	19,5	19,9	20,4	20,8	21,3
PTO MALDONADO	22,9	8,8	9,1	9,4	9,8	10,1	10,4	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,1	12,4
MAZUKO	22,9	2,9	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
TOTAL		612,5	616,9	622,3	633,5	638,8	647,1	652,4	657,6	661,7	665,9	670,2	674,6	679,0

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinergmin.

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 Osinergmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

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

Año	PROPUESTA Osinergmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	612,5	-	-
2023	616,9	-	-
2024	622,3	552,0	548,7
2025	633,5	567,5	562,3
2026	638,8	574,1	569,6
2027	647,1	583,9	580,0
2028	652,4	590,9	587,7
2029	657,6	598,1	595,7
2030	661,7	605,5	603,8
2031	665,9	613,2	612,2

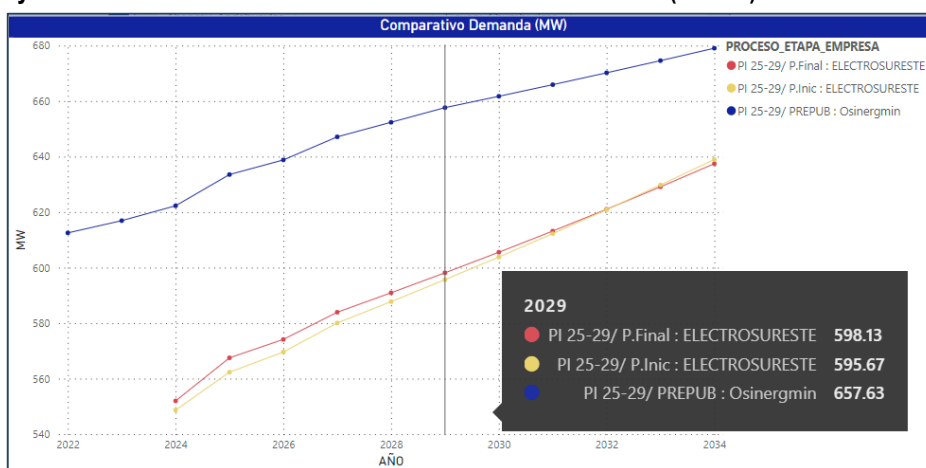
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2032	670,2	621,0	620,9
2033	674,6	629,1	629,8
2034	679,0	637,4	639,0
TC	0,9%	1,5%	1,5%

Fuente: Formato F-121

Notas:

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda de Osinerghmin respecto de la propuesta de ELSE, se debe principalmente a los clientes libres en MAT que se encuentran alimentados de las barras de Tintaya 220 kV y 138 kV, Cotaruse 220 kV y Cachimayo 138 kV.
- (3) La TC de la PROPUESTA Osinerghmin es del periodo 2022-2034, mientras que la de ELSE es del periodo 2024-2034.

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

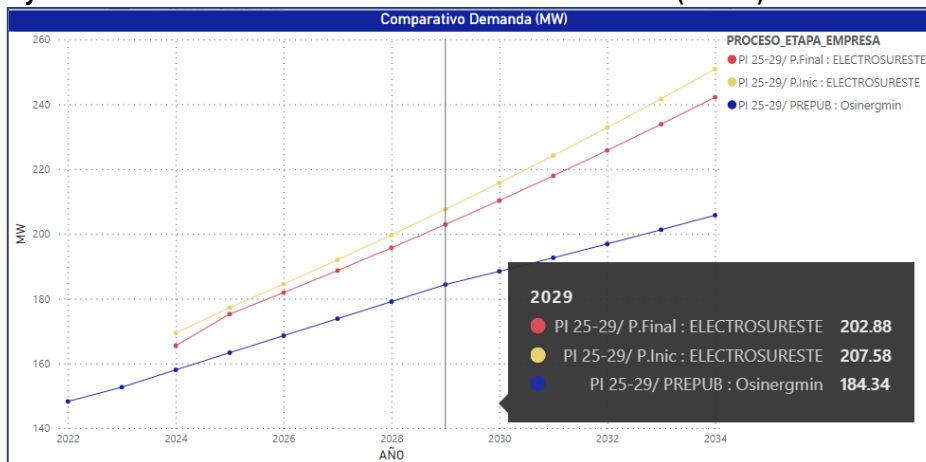


Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin y PROPUESTA FINAL.

Notas:

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda respecto a la propuesta de ELSE, se debe principalmente a los clientes libres en MAT que se encuentran alimentados de las barras de Tintaya 220 kV y 138 kV, Cotaruse 220 kV y Cachimayo 138 kV.

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 y PROPUESTA FINAL.

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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 10, en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, considerando que en el ESTUDIO presentado por ELSE y EGEMSA se identificó lo siguiente:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 10; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO (configuración aprobada). ELSE, al no considerar estas instalaciones, no estaría aplicando el criterio señalado en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No se han presentado las vistas de planta de todas las subestaciones existentes, lo cual no permite la validación de los espacios disponibles y el contraste de la ubicación de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar, no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- No sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. ELSE al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- En la redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones existentes como medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, se debió realizar: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, traslado entre devanados de la misma SET, ampliación de subestaciones existentes, entre otros. La empresa no evalúa estos criterios definidos en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

Los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT y remunerados por la demanda, se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre Subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las Subestaciones durante el Horizonte de Estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en

transformación.

- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin. Se ha tomado en cuenta la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para 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 los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 10, a diciembre de 2022, son las que figura en el Anexo C; 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 Subestaciones existentes que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las subestaciones en el futuro. Así la sobrecarga prevista en los transformadores AT/MT al año 2034 es la siguiente:

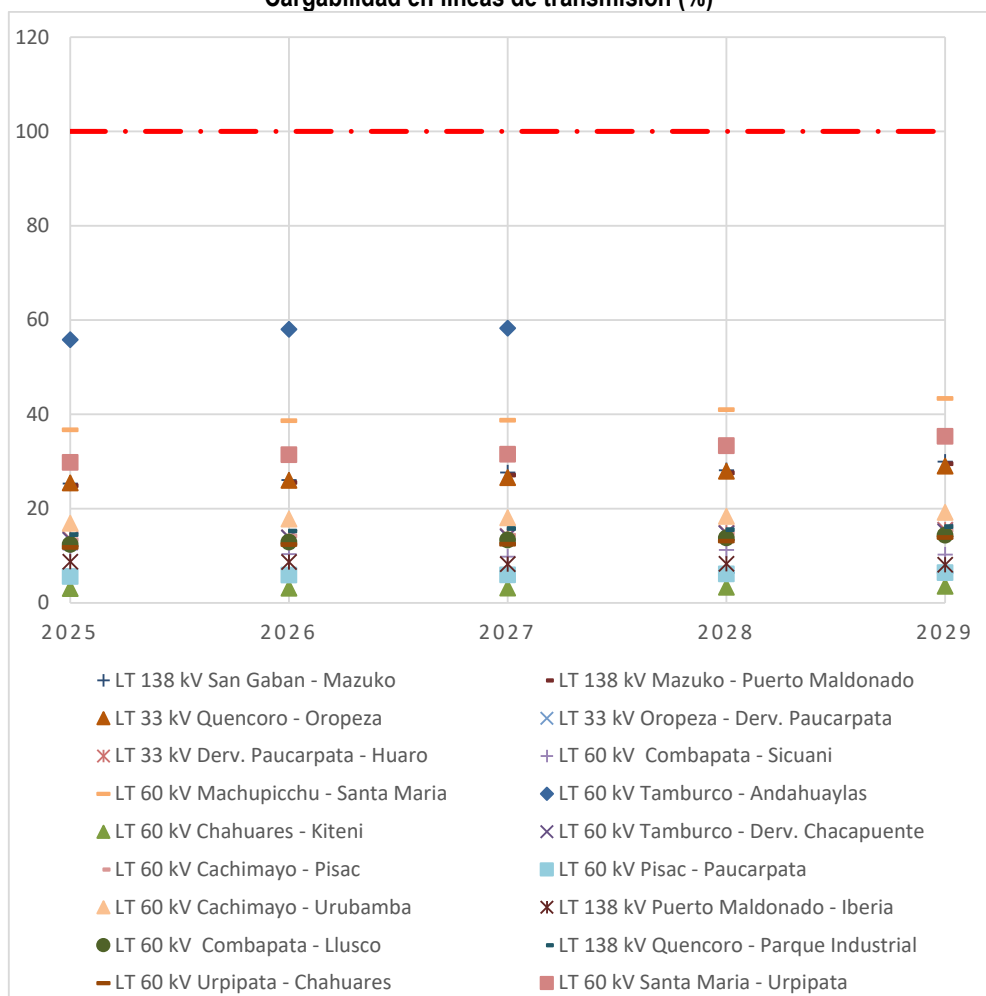
Cuadro N°6-5
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de tres (3) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
Cachimayo	CACHI138	CACHI060	CACHI023	20	20	9	1,49	1,26	0,51

Fuente: F-202 (Osinergmin)

Por otro lado, respecto a las congestiones de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 10, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent (.pfd) hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible recabada por Osinerghmin. A continuación, se muestran los resultados de la cargabilidad de las líneas de transmisión para el período 2025-2029, donde se observa que no existirán sobrecargas.

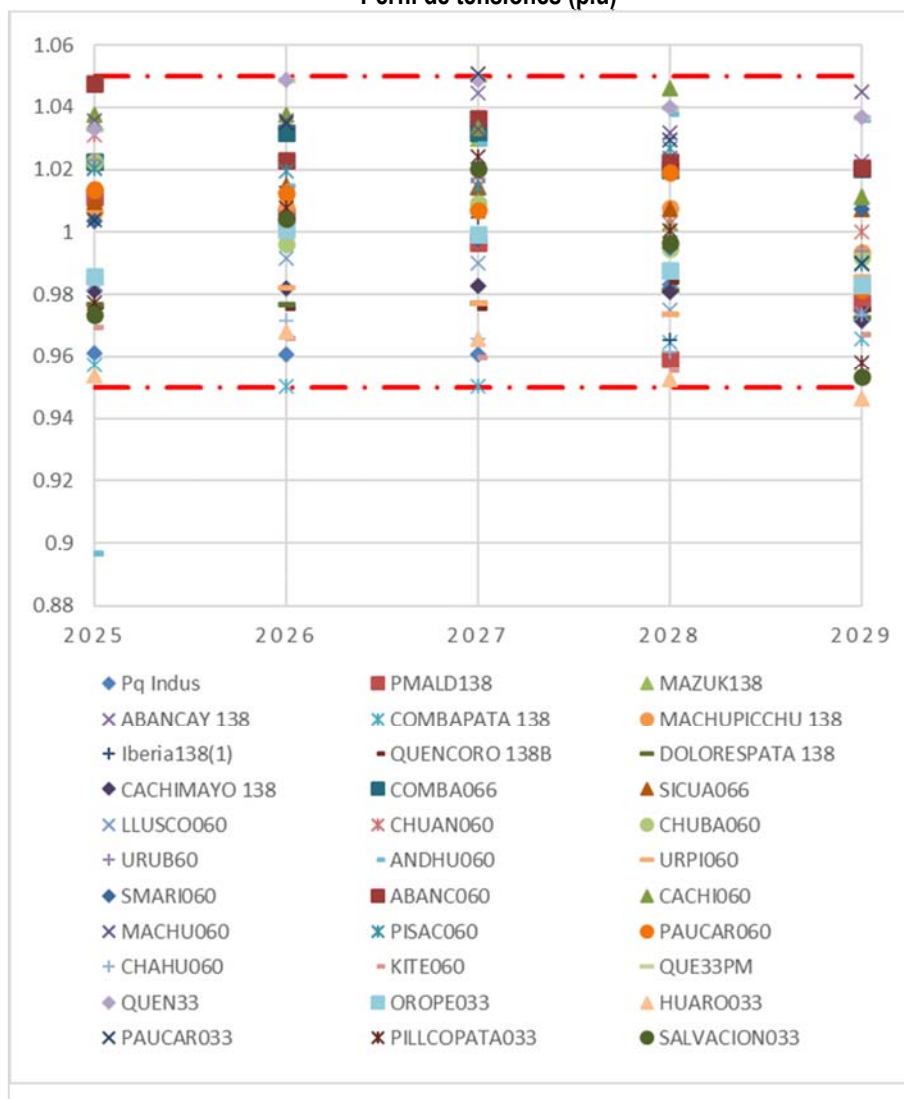
Gráfico N° 6.3
Cargabilidad en líneas de transmisión (%)



Respecto a los perfiles de tensión, la subestación cuya barra en 60 kV presentará problemas de tensión en el año 2029 es Huaro 33 kV (0,942 p.u.). Dichos perfiles, se muestran en la gráfica N° 6-4.

Asimismo, en el sistema eléctrico Abancay en el año 2025 se tendrá tensión de 0,890 p.u. en la Barra Andahuaylas 60 kV, lo cual, se mejorará con el ingreso de la ITC "Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas".

Gráfico N° 6.4
Perfil de tensiones (p.u)



6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 10, se ha identificado un crecimiento de la demanda, por el cual, es necesario incluir proyectos en el período 2025-2029.

En ese sentido, considerando la problemática y las soluciones propuestas por ELSE y EGEMSA para el PI 2025-2029, Osinerghmin realiza un análisis de los proyectos propuestos por Sistema Eléctrico; asimismo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se identifican solicitudes de Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con las razones señaladas por dicho TITULAR.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Cusco

- **Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) y 2 celdas de alimentador 10 kV en la SET Quencoro:**

ELSE en su PROPUESTA FINAL señala que, en el PI 2021 – 2025, Osinergmin aprobó la implementación de un nuevo transformador en 138/33 kV de 25 MVA, sin embargo, manifiesta que debido al crecimiento de la demanda y la necesidad de atender parte de la carga de la SET Dolorespata adquirió un transformador en 132/34,5/10,5 kV de 40/12/28 MVA (ONAN) y de 50/15/35 MVA (ONAF), que le permitirá atender parte de la carga de la barra en 33 kV y de la carga en 10 kV a partir de una barra independiente.

Para la implementación del nuevo transformador, ELSE señala que es necesario implementar celdas transformación en MAT, AT y MT, en el lado de MT dos celdas adicionales para alimentar la carga trasladada de la SET Dolorespata y de la barra de la misma SET Quencoro. En ese sentido ELSE solicita: 3 Celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) y 2 Celdas de alimentador en 10 kV.

Posteriormente, mediante el Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE remitió información complementaria, mencionando lo siguiente con relación a la SET Quencoro: *“En atención a las coordinaciones con GRT se mantiene la misma relación, y la capacidad del transformador se plantea de 50/30/50 MVA lo que permitirá atender la demanda de ELSE independiente del nivel de tensión de distribución.”*. Con relación a dicha afirmación de ELSE, se precisa que, en la reunión de coordinación, bajo ningún sentido se trató de aprobarle un transformador de tres devanados como el que propone, en la reunión se le indico que en el caso de los transformadores aprobados en los Planes de Inversiones, los devanados de los transformadores deberían tener potencias similares.

Así también, respecto al proyecto Parque Industrial en el Oficio N° G-0092–2024, se manifiesta lo siguiente:

- i. Mediante el documento Acta de Verificación del 15 de junio del 2022 (adjunto al Oficio N° G-0092–2024), ELSE listo ante la Fiscalización de Osinergmin las dificultades para la ejecución de la SET Parque Industrial.
- ii. ELSE en el período 2019-2021, señala que realizó siete procesos de Licitación para suministro y ejecución de obras, cuyos procesos no fueron adjudicados debido a motivos técnico-administrativos expuestos en el marco de la fiscalización, sobre el cual adjuntan un resumen sobre los procesos.
- iii. Asimismo, señala que recibieron comunicaciones del Plan COPESCO informando a ELSE sobre la imposibilidad del uso de terrenos de la Vía Expresa para el trazo de la Línea de Transmisión 138 kV, en tanto dicho Plan COPESCO tiene los derechos de concesión de vías.

Al respecto, debemos precisar que el transformador aprobado en el PI 2021-2025 tiene las características de tensión en 138/33 kV de 25 MVA. Por lo tanto, con relación a la compra realizada por ELSE de un transformador en 132/34,5/10,5 kV de 50/30/50 MVA, se precisa que dicho transformador no ha sido aprobado en el PI 2021-2025, ni en el proceso de modificación de dicho

Plan de Inversiones, por lo que ELSE debe cumplir con las inversiones aprobadas en el PI 2021-2025.

Se debe mencionar que, el crecimiento de la demanda a la que hace referencia ELSE y que puede sobrecargar la SET Quencoro, se debe a que dicha empresa no ha cumplido con la ejecución de la implementación de la nueva SET Parque Industrial, aprobada en el Plan de Inversiones de Transmisión del 2017-2021 (PI 2017-2021) con Resolución N° 183-2018-OS/CD del 29 de noviembre de 2018, la cual iba a permitir descargar la demanda concentrada en la SET Dolorespata y la SET Quencoro. Tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico extraído del formato F-200 de Osinerghmin, en el que se muestra los factores de uso de la SET Quencoro no sobrepasan la unidad, debido a que se considera la ejecución del transformador aprobado en el PI 2021-2025 y de la SET Parque Industrial.

Gráfico 6-5
Máxima Demanda y Factor de Uso de la SET Quencoro (Osinerghmin)

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación								
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
					-2	-1	0	1	2	3	4	5
SET MAT/AT/MT QUENCORO TP-138/33/10 kV - 25/7.5/17.5MVA	MAX. DEM.	HV	138		22	23	23	24	25	25	26	27
	MAX. DEM.	MV	33		8	8	8	8	9	9	9	9
	MAX. DEM.	LV	10.5		14	14	15	15	16	16	17	17
	P. INST. (MVA)	HV	138		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	P. INST. (MVA)	MV	33	2011	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
	P. INST. (MVA)	LV	10.5		17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50
	P. INST. (MVA)	HV	138		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
	P. INST. (MVA)	MV	33	1996	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
	P. INST. (MVA)	LV	10.5		7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
	P. INST. (MVA)	LV	33	2022	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TP-138/34.5/10.5 kV - 10/3/7MVA TP-138/33 kV - 25MVA	FACTOR DE USO	HV	138		0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44
	FACTOR DE USO	MV	33		0.32	0.33	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.36
	FACTOR DE USO	LV	10.5		0.57	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71
	FACTOR DE USO	LV	33	2022	0.68	0.70	0.72	0.75	0.77	0.79	0.82	0.84
NUEVA SET MAT/MT PARQUE INDUSTRIAL TP-138/10 kV - 30MVA	MAX. DEM.	LV	10		20	21	22	22	23	24	25	25
	P. INST. (MVA)	LV	10	2020	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	FACTOR DE USO	LV	10		0.68	0.70	0.72	0.75	0.77	0.79	0.82	0.84

Fuente: F-200 (Osinerghmin)

La Resolución N° 126-2020-OS/CD que aprobó el PI 2021-2025, dispuso que los proyectos aprobados en el PI 2017-2021 (como es el caso de la SET Parque industrial) y que no han sido retirados son de ejecución obligatoria, posteriormente ELSE interpuso un recurso de reconsideración contra dicha resolución, siendo declarado infundado mediante la Resolución N° 179-2020-OS/CD; y, luego ELSE inicio a un proceso judicial a Osinerghmin en el que solicita que se retire el proyecto “Parque Industrial” del PI 2017-2021 y se incluya en el PI 2021-2025 para ser implementado en el año 2022 y que se modifique el año de la implementación del transformador de la SET Quencoro para el 2023, dicho proceso judicial a la fecha no ha concluido.

Adicionalmente, ELSE no ha considerado el proyecto de la nueva SET Parque Industrial en sus Formatos F-200, ya que dicho proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 (y cuya aprobación continua vigente e inalterable, bajo la normativa vigente) a pesar que, mediante el Oficio N° 1521-2023-GRT, Osinerghmin en las observaciones a la PROPUESTA INICIAL (literal e), de las observaciones sobre los formatos F-200), solicitó que lo considere en los formatos F-200, como se puede apreciar en el siguiente texto:

“e) En relación a los formatos F-202 y F-203, se observa que no está debidamente actualizado con lo aprobado en los Planes de Inversión pasados, por ejemplo, no se evidencia la SET Parque Industrial, tampoco se evidencia el TP 33/22,9/10 KV de 4/2/2 MVA

de la SET Oropesa y la demanda atendida desde el devanado en 22,9 kV. En ese sentido, ELSE debe considerar que los proyectos aprobados en los Planes de Inversiones anteriores que se encuentren vigentes se deben incluir para efectos del planeamiento.”.

En el informe legal se complementa la presenta respuesta.

En ese sentido, debido a que en el PI 2021-2025 no se ha aprobado ningún devanado en 10 kV para el transformador de la SET Quencoro (138/33 kV de 25 MVA); y, la demora en la ejecución del proyecto Parque Industrial, es la causante de provocar la sobrecarga en el devanado en 10 kV, lo cual es responsabilidad de ELSE, no se justifica la implementación de Celdas de alimentador en 10 kV solicitadas, debido a que pasarían a ser innecesarias al ejecutarse el proyecto Parque Industrial.

A continuación, si bien en el presente proceso no corresponde efectuar un pronunciamiento respecto a un proyecto aprobado en el PI 2017-2021, se analiza por cada literal lo expresado por ELSE en el Oficio N° G-0092-2024, respecto al proyecto de la SET Parque Industrial:

- literal i), debe considerarse que de acuerdo a las disposiciones de la NORMA TARIFAS, no es posible retirar en el PI 2025-2029, proyectos del PI 2017-2021
- literal ii), es competencia de ELSE, la gestión, la elaboración de las bases y la realización de los procesos para lograr el desarrollo de los proyectos aprobados en los Planes de Inversión. Por lo indicado, se concluye que el proyecto en cuestión no se logró ejecutar por ausencia de las gestiones y coordinaciones para la obtención de la disponibilidad física del terreno (exigida en el numeral 41.2 del artículo 41 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado).
- literal iii), se debe tener presente que los Planes de Inversiones pueden ser cambiados de manera sustentada en los procesos de modificaciones de los planes de inversión, siguiendo los requerimientos establecidos en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, ELSE pudo haber realizado el replanteo de la ruta del proyecto y las gestiones para la obtención de los permisos para uso del terreno y no limitarse a señalar que el proyecto es inviable sin mayor sustento.

Por otro lado, con relación a la solicitud de la implementación de celdas de transformación en 138 kV y 33 kV, debido a la implementación del nuevo transformador, para asegurar la calidad, confiabilidad, la operación y el mantenimiento de los equipos de protección y seccionamiento conectados al transformador, se hace necesario la implementación de las Celdas de transformación en 138 kV y 33 kV solicitadas por ELSE.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la implementación de 2 celdas de transformación (138 kV y 33 kV) para la SET Quencoro.

- **Renovación de 14 celdas de 10,6 kV (9 celdas de alimentador + 1 celda de medición + 3 celdas de transformación + 1 celda de compensación) en la SET Dolorespata**

EGEMSA solicita la renovación de 14 celdas, de las cuales 12 son metal clad Modelo FLUAIR200 de la marca MERLIN GERIN, manifestando que las mismas tienen una antigüedad de 38 años, las que presentarían un deterioro generalizado de la infraestructura eléctrica; dificultad para la obtención de repuestos y soporte técnico en el mercado para atender situaciones de reemplazo (emergencia), las cuales de presentarse, si bien podrán efectuarse adecuaciones temporales a la estructura mecánica-eléctrica de los equipos originales, esto reduciría el factor de seguridad inicial de la instalación y la confiabilidad de las operaciones.

En resumen, la justificación de EGEMSA para la renovación de las celdas, es la siguiente:

- Obsolescencia de equipamiento, debido a la indisponibilidad de repuestos en el mercado.
- Operación y Mantenimiento de celdas actuales, la frecuencia de los mantenimientos es mayor con las celdas antiguas respecto a las celdas con tecnología vigente.
- Renovación por seguridad eléctrica, las celdas instaladas están construidas bajo los lineamientos de la norma IEC 298 por lo que dicho equipamiento no está diseñado para soportar arcos internos, existiendo la posibilidad que ante una falla se dañen los equipos, puertas e inclusive celdas aledañas.
- Mejoras topológicas de celdas, las celdas actuales son de barra expuesta lo que la expone a cortocircuitos por roedores.
- Sinergia con el Concesionario de Distribución ELSE.
- Necesidad del incremento de la capacidad de cortocircuito.

La tecnología de las nuevas celdas propuestas es GIS bajo la norma IEC 62271-200, con los equipos ubicados en compartimiento independientes, diseñadas para soportar arcos internos, permitiendo así realizar trabajos de mantenimiento de forma aislada (sin interacción con la barra colectora) y en caso de falla no afectar los demás compartimientos o celdas aledañas, con la ventaja que permiten la automatización de su operación a diferencia de las celdas actuales.

Las celdas en 10 kV que EGEMSA solicita son: 9 celdas de alimentador, 3 celdas de transformador, 1 celda de medición y 1 celda de compensación, todas de tecnología GIS.

Al respecto, EGEMSA ha presentado un archivo fotográfico conteniendo las fotos de las placas de 7 celdas MERLIN GERIN a ser renovadas donde se puede visualizar que tienen como año de fabricación 1982 y 1984.

Así también, en el archivo “Fichas Mantto D1-D9 y BC_EGM.pdf” contenido en el ANEXO 7 de su PROPUESTA FINAL, se reportan 10 celdas MERLIN GERIN (9 salidas y 1 de Banco de condensadores). Adicionalmente, en las fotos del archivo fotográfico de la SET Dolorespata se aprecian la disposición de las 12 celdas del modelo FLUAIR200 de MERLIN GERIN.

Sin embargo, EGEMSA no ha presentado el sustento en su PROPUESTA FINAL de la necesidad del requerimiento de la celda de medición y de la celda de compensación, las cuales no corresponderían a un pedido de renovación por antigüedad, por lo que las solicitudes de estas dos celdas no tienen sustento.

Por lo tanto, dado que se requiere mantener la operatividad, mejorar la seguridad y confiabilidad de la SET Dolorespata, se ve por conveniente la renovación de 12 celdas por antigüedad.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la implementación de la renovación por antigüedad de 12 celdas (9 celdas de alimentador y 3 celdas de transformación) del tipo GIS en la SET Dolorespata.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3

- **Propuesta de ampliación de la capacidad de la SET Cachimayo:**

Mediante el Oficio N° 0299-2023-MTC/12.08 la Dirección de Regulación, Promoción y Desarrollo Aeronáutico del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, solicito a ELSE confirmar la factibilidad de una potencia instalada de 10 MVA para el futuro Aeropuerto Internacional de Chincheros Cusco, considerando un suministro de 6,6 MVA con fecha estimada agosto del 2025 y 10 MVA a partir del 2027.

Considerando dicha carga, ELSE señala que el actual transformador de la SET Cachimayo de 138/60/22,9 kV y 20/20/9 MVA en el año 2025 tendría un factor de utilización en el devanado de 138 y 60 kV de 118% y 105% respectivamente.

Adicionalmente, señala que la SET Cachimayo al estar dentro de la ciudad y rodeada de edificaciones, se descarta la posibilidad de ampliar el área de la subestación para la implementación de otro transformador, por lo tanto, proponen el reemplazo del transformador existente por un nuevo transformador de la misma relación de transformación, pero de 50/40/10 MVA, para el año 2027, añade que no es necesario reemplazar las celdas dado que las puede reutilizar.

Este nuevo transformador, permitiría ampliar la capacidad de transformación de la subestación, en particular en el devanado de 60 kV, el cual permitirá atender la futura demanda del Aeropuerto Chincheros y en el devanado de 22,9 kV atenderá a la carga existente y la carga trasladada de la barra de 10 kV de la SET Cachimayo ELP, para lo cual también propone la implementación de un nuevo alimentador en 10 kV.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Cachimayo debe ser de 35/35/35 MVA.

Al respecto, se debe mencionar que, de acuerdo a los resultados de la proyección de demanda realizados por Osinergmin y detallados en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que, la capacidad del transformador de la SET Cachimayo llegará a su límite en el año 2025, según se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 6-6
Formato F-202 (Osinerghmin)

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	kV		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MATIAT/MT CACHIMAYO	MAX DEM	HV	138		14	15	15	22	23	27	27	28	29	29	29	30	
	MAX DEM	MV	60		11	12	12	19	19	23	23	24	24	24	25	25	25
	MAX DEM	LV	22.9		3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
	P. INST. (MVA)	HV	138		20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	P. INST. (MVA)	MV	60	2000	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	P. INST. (MVA)	LV	22.9		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
	FACTOR DE USO	HV	138		0.72	0.74	0.77	1.12	1.15	1.34	1.37	1.39	1.41	1.43	1.45	1.47	1.49
	FACTOR DE USO	MV	60		0.58	0.58	0.59	0.94	0.96	1.15	1.17	1.18	1.20	1.21	1.23	1.24	1.25
	FACTOR DE USO	LV	22.9		0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51

Fuente: F-200 (Osinerghmin)

Adicionalmente, de acuerdo a la demanda proyectada por Osinerghmin para el largo plazo, la demanda de la SET Cachimayo llegara a 40 MVA en el año 2054, asimismo se observa que para el año 2025 ya se tiene un factor de uso de 1.12 para SET Cachimayo. En ese sentido, se considera conveniente incrementar la capacidad de transformación de la SET Cachimayo con un TP 138/60/23 kV de **50/50/50 MVA** para el año 2025, de manera que pueda atender los requerimientos de demanda.

Se debe recalcar que, el TP 138/60/23 kV de 20/20/9 MVA será rotado a la SET Tintaya, de tal manera que la demanda de dicha zona pueda atenderse en el nivel de tensión en 22,9 kV.

Por otro lado, ELSE propone la implementación de una (1) Celda de Alimentador en 10 kV. Al respecto, se debe mencionar que, la SET Cachimayo cuenta con tres (3) Celdas de Alimentador existentes, por lo que, con la demanda Osinerghmin, no se requerirá una Celda de Alimentador en 10 kV adicional.

En ese sentido, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 10 kV conforme se corrobora en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 6-7
Formato F-204 (Osinerghmin)

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MATIAT/MT CACHIMAYO ELP	Demanda (1)	10	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
	Capacidad por Alimentador (2)	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Alimentadores Existentes	10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: F-200 (Osinerghmin)

Por lo expuesto, corresponde aprobar un nuevo Transformador 138/60/23 kV de 50/50/50 MVA en la SET Cachimayo, asimismo, rotar el Transformador 138/60/23 kV de 20/20/9 MVA saliente a la SET Tintaya el año 2025.

- **Propuesta de renovación del transformador de potencia de la SET Pisac de 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA y de sus Celdas:**

ELSE en su PROPUESTA FINAL propone reemplazar el transformador actual, de 9/9/2,5 MVA, cuyo año de fabricación es el 2000, señalando que está próximo a cumplir sus 25 años de vida útil, por uno de 10/10/5 MVA. De manera similar, plantea renovar las 3 celdas (60; 22,9 y 10 kV) las cuales también el año de fabricación es del año 2000. En ese sentido, en el año 2029 los Elementos de la SET Pisac tendrán 29 años de vida útil.

Mediante Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Pisac debe ser de 15/15/15 MVA.

Al respecto, debemos mencionar que, el tiempo de vida útil para los diversos Elementos considerado en la NORMA TARIFAS es de 30 años, adicionalmente un Elemento que supere como mínimo su tiempo de vida útil, no es causal inmediata de renovación ya que se debe presentar el sustento técnico adecuado que motive la renovación de dicho Elemento, debido a que de acuerdo a los informes del Anexo 2.1, de la PROPUESTA FINAL de ELSE, las pruebas realizadas a los equipos y al aceite dieléctrico tienen valores aceptables, por lo que no justifica su renovación.

Así también, se debe subrayar que de acuerdo a lo señalado en el inciso b) del artículo 31) de la LCE, los concesionarios de transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En ese sentido, queda claro la obligación que recae en la empresa ELSE, máxime, de aquellos Elementos que no han cumplido como mínimo su tiempo de vida útil y con el cual fueron considerados para el cálculo del reconocimiento tarifario, donde se remunera, además de la inversión, los costos de operación y mantenimiento.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la renovación del transformador ni de las celdas de la SET Pisac.

- **Cambio de conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro) con un conductor AAAC de 120 mm².**

ELSE en su propuesta inicial solicitó el cambio de la sección de conductor de la LT 3302 de 50 mm² a 120 mm² con una longitud de 16,52 km. No obstante, ELSE retiró esta solicitud en su PROPUESTA FINAL.

Sin embargo, de acuerdo a lo evaluado en el numeral 36 del Anexo A, se considera pertinente la aprobación del cambio de sección de conductor a 120 mm² en una longitud de 11,44 km, con la finalidad de incrementar la capacidad de transmisión mejorando los perfiles de tensión aguas abajo.

Por lo expuesto, corresponde aprobar el cambio de conductor de 50 mm² a 120 mm² en una longitud de 11,44 km en la LT 33 kV Quencoro – Derv. Oropeza (L-3302) para el año 2029.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro

- **Propuesta de renovación del transformador de potencia de la SET Oropeza de 33/22,9/10 kV y 4/2/2 MVA:**

ELSE propone reemplazar el transformador existente en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo de 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA en la SET Oropeza, por restricciones de capacidad en el devanado de 10 kV del transformador que, a la fecha viene trabajando a plena carga. De manera adicional, mediante Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Oropeza que solicita debe ser de 10/10/10 MVA.

Al respecto, en la SET Oropeza en el PI 2017-2021 se aprobaron 3 celdas (transformación, medición y alimentador en 22,9 kV), que entraron en operación en mayo del 2021, con el objetivo de que se realice el reparto de cargas entre los devanados de 10 kV y 22,9 kV, con lo cual, la SET Oropeza no tendrá sobrecargas en el período de evaluación, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 6-8
Máxima Demanda y Factor de Uso de la SET Oropeza F-203

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	KV		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET AT/MT OROPEZA	MAX DEM	HV	33		2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
	MAX DEM	MV	22,9		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	MAX DEM	LV	10		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	P. INST. (MVA)	LV	10	1993	Hasta la máxima el año 2020												
TP-33/10 KV - 2 5MVA ROTADO TP-33/22 9/10 KV - 4/22MVA (Desde la SET Huanc)	P. INST. (MVA)	HV	33		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P. INST. (MVA)	MV	22,9	2019	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P. INST. (MVA)	LV	10		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	FACTOR DE USO	HV	33		0,48	0,49	0,51	0,53	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67
	FACTOR DE USO	MV	22,9		0,25	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35
	FACTOR DE USO	LV	10		0,47	0,48	0,50	0,52	0,53	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la renovación del transformador de la SET Oropeza.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas

- Implementación de 2 celdas en 22,9 kV (transformación y alimentador) en la SET Abancay Nueva:

ELSE señala que el devanado en 13,2 kV de la SET Tamburco para el año 2029 tendrá un factor de uso de 0,86. Para mejorar ese factor de uso, plantea la implementación de 3 celdas en 22,9 kV (una de transformación y dos de alimentador) en la SET Abancay Nueva para trasladar carga del devanado en 13,2 kV de la SET Tamburco y mejorar el factor de uso a 0,77 en el año 2029.

Al respecto, se verifica que, en el año 2029, el devanado de 13,2 kV de la SET Tamburco presenta un factor de uso de 0,74, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 6-9
Situación Proyectada SET Tamburco

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	KV		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MAT/AT/MT TAMBURCO (ABANCAY)	MAX DEM	HV	138		31	32	33	34	35	35	36	37	38	38	39	40	40
	MAX DEM	MV	60		23	23	23	24	24	25	25	25	26	27	27	27	28
	MAX DEM	LV	13,2		9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12
	P. INST. (MVA)	HV	138		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
TP-138/60/13,2 KV - 50/35/15MVA	P. INST. (MVA)	MV	60	2010	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	P. INST. (MVA)	LV	13,2		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	FACTOR DE USO	HV	138		0,63	0,64	0,66	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,76	0,78	0,79	0,80
	FACTOR DE USO	MV	60		0,65	0,66	0,67	0,68	0,70	0,71	0,72	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79
	FACTOR DE USO	LV	13,2		0,59	0,61	0,63	0,65	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83
	FACTOR DE USO	LV	13,2		0,59	0,61	0,63	0,65	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Asimismo, con relación a la sobrecarga del devanado en 60 kV para el año 2029 mencionada por ELSE, se verifica que, de acuerdo a los resultados de la proyección de demanda realizados por Osinergmin y detallados en el numeral 6.1 del presente informe, en el modelamiento de la red, la capacidad

de la SET Tamburco alcanzará un 79% de cargabilidad en el año 2034, asimismo, se debe mencionar que, esta situación mejorará con el ingreso de la ITC “Enlace 138 kV Abancay – Andahuaylas”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023-2032 para el año 2026, debido a que la SET Andahuaylas que es una de las cargas en 60 kV de la SET Tamburco, será alimentada desde la SET Abancay Nueva.

Al respecto, dado que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en la zona en análisis que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática. En línea con ello, durante el desarrollo del proceso regulatorio en curso se ha venido realizando diversas reuniones de coordinación con dicho comité, en las cuales se ha tomado conocimiento de la formulación de alternativas de expansión para la zona. En tal sentido, se considera que la problemática descrita por ELSE para este caso, será resuelta con el aporte del proyecto ITC que deberá ser canalizado a través del Plan de Transmisión, conforme se establece en la normativa vigente. Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinergmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y armonice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la implementación de las celdas de 22,9 kV en la SET Abancay Nueva.

- **Renovación de las 3 celdas de transformación de la SET Andahuaylas:**

ELSE solicita la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV de la SET Andahuaylas, las cuales tienen como año de fabricación 1995, para sustentar su pedido adjunta los informes técnicos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de noviembre y diciembre 2020 y el protocolo de pruebas del equipamiento electromecánico del año 2020 de las 3 celdas, entre otros documentos.

Al respecto, las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 34 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Andahuaylas, se ve por conveniente la renovación de las celdas de transformación. Se precisa, que ELSE estará dando de baja las 3 celdas en el año 2029.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación de las 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV) de la SET Andahuaylas.

- **Renovación del transformador y las 3 celdas de transformación de la SET Chuquibambilla:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA, por uno de similares tensiones pero de 10/10/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV, 22,9 kV y 10 kV de la SET Chuquibambilla, las cuales tienen como año de fabricación 1996, para sustentar su pedido adjunta los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2020 solo para las celdas en 60 kV y 22,9 kV, análisis de aceite del transformador del 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chuquibambilla debe ser de 10/10/2 MVA.

Al respecto, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 33 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chuquibambilla, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Sin embargo, en el formato F-202 de ELSE se muestra que el devanado de 10 kV no está siendo utilizado, de la revisión de los Elementos remunerados en los peajes, no aparece ninguna celda en 10 kV, tampoco ELSE ha presentado ninguna información de pruebas y mantenimiento a una celda en 10 kV, razón por la que no corresponde aprobar una renovación para la celda en 10 kV.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinergmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chuquibambilla tendrá una demanda cercana a los 4,7 MVA en el largo plazo. En ese sentido, y por criterios de estandarizar la potencia de los transformadores, resulta conveniente aprobar un TP 60/23/10 kV de 15/15/15 MVA.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación del transformador por uno en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA y las celdas de transformación en 60 y 22,9 kV de la SET Chuquibambilla.

- **Renovación del transformador y las 2 celdas de transformación de la SET Chacapunte:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 7/7/2 MVA, por uno de similar tensión, pero de 10/10/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV y 22,9 kV de la SET Chacapunte, las cuales tienen como año de fabricación 1996, para

sustentar su pedido adjunta los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2022 de las celdas en 60 y 22,9 kV, análisis de aceite del transformador del 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chacapunte debe ser de 10/10/2 MVA.

Al respecto, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 33 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chacapunte, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinergmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chacapunte tendrá una demanda cercana a los 5 MVA en el largo plazo. En ese sentido, y por criterios de estandarizar la potencia de los transformadores, resulta conveniente aprobar un TP 60/23/10 kV de 15/15/15 MVA.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación del transformador por uno en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA; y, de las celdas de transformación en 60 y 22,9 kV de la SET Chacapunte.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural

- **Renovación del transformador y de las dos celdas de transformación de la SET Chahuare:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA, por uno de similar tensión, pero de 15/15/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV y 22,9 kV de la SET Chahuare, las cuales tienen como año de fabricación 1997, para sustentar su pedido adjunta los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de las celdas en 60 y 22,9 kV, informe de mantenimiento del conmutador bajo carga del año 2020, análisis del aceite del transformador del 2020 y 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chahuare debe ser de 15/15/2 MVA.

Al respecto, debemos mencionar que, el tiempo de vida útil para los diversos Elementos considerado en la NORMA TARIFAS es de 30 años, adicionalmente un Elemento que supere como mínimo su tiempo de vida útil,

no es causal inmediata de renovación ya que se debe presentar el sustento técnico adecuado que motive la renovación de dicho Elemento.

En ese sentido, los resultados de los protocolos de pruebas realizados al transformador de potencia señalan que presenta valores inaceptables en cuanto a su relación de transformación y presenta diferencias altas entre las fases R y S en el TAP 12 y S con T en el TAP 14, como consecuencia de problemas en el conmutador bajo carga. Respecto al conmutador bajo carga se indican problemas para la operación del conmutador bajo carga, con un evento de descarga eléctrica al interior durante su operación manual, señalando como conclusión que está en estado crítico. Por lo tanto, se justifica la renovación del transformador de potencia de la SET Chahuares.

Así también, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 32 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chahuares, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinerghmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chahuares tendrá una demanda cercana a los 7,5 MVA en el largo plazo. En ese sentido, y por criterios de estandarización de la potencia de los transformadores, resulta conveniente aprobar un TP 60/23/10 kV de 15/15/15 MVA.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación del transformador por uno en 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA; y, de las celdas de transformación en 60 kV y 22,9 kV de la SET Chahuares.

- **Implementación de dos celdas alimentador en 22,9 kV en la SET Suriray:**

ELSE señala que el suministro de energía eléctrica al distrito de Santa Teresa se realiza desde la SET Santa María, con una red de media tensión de más de 12 km de longitud, el cual no garantiza la confiabilidad del suministro y calidad del producto por los niveles de caída de tensión y de pérdidas a lo largo del recorrido. Por ese motivo, plantean suministrar a energía desde la SET Suriray que está a 3 km y tiene un devanado de 22,9 kV sin utilizar, por lo que solicitan la implementación de dos alimentadores en 22,9 kV en la SET Suriray.

Al respecto, se debe mencionar que, las cargas atendidas desde la SET Santa María se encuentran dentro de su radio de atención en 22,9 kV asimismo, según el formato F-204 la SET Santa María cuenta con 3 alimentadores existentes, por lo que, de acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinerghmin y detallada en el numeral 6.1 del

presente informe, no se requerirán Celdas de Alimentador adicionales, conforme se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 6-10
Alimentadores disponibles de la SET Santa Maria F-204

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSION (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SET AT/MT SANTA MARÍA	Demanda (1)	22.9	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
	Capacidad por Alimentador (2)	22.9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Existentes	22.9	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	22.9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nuevos Alimentadores	22.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Por lo expuesto, y lo mencionado en el numeral 47 del Anexo A, no corresponde aprobar los dos nuevos alimentadores en 22,9 kV en la SET Suriray.

- Implementación de Línea de Transmisión 138 kV Suriray Uripata**

ELSE señala que, la SET Machupicchu alimenta las SETs de Santa María y Uripata a través de la línea L-6002 de 60 kV y más de 57 km de recorrido, la cual sale continuamente de servicio, y por la lejanía y la geografía accidentada toma demasiado tiempo ubicar el origen de la falla. Por dicha razón, ELSE por motivos de confiabilidad propone la implementación de la Línea de Transmisión en 138 kV desde la SET Suriray hasta la SET Uripata para el año 2029, el mismo que mejoraría la calidad del suministro y la calidad del producto y se contaría con un sistema de transmisión más eficiente, ya que se reducirán las pérdidas de energía en transmisión.

Al respecto, ELSE señala que el sustento normativo de la presente propuesta sería por razones de confiabilidad, lo cual, no es aplicable al presente caso; debido a que en el numeral 12.3.4. de la NORMA DE TARIFAS, menciona lo siguiente:

“12.3.4. Para los sistemas eléctricos calificados por la DSE de OSINERGMIN como sistemas de transmisión críticos, las empresas titulares presentarán alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en sus respectivos sistemas. En caso los titulares no presenten propuestas para todos o alguno de sus sistemas de transmisión críticos, de manera supletoria, la División de Supervisión de Electricidad de OSINERGMIN propondrá alternativas técnicas para estos sistemas. Estas alternativas serán revisadas durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones o su modificación, y serán notificadas a las partes interesadas para el descargo correspondiente dentro de un plazo que no podrá ser menor a 10 días hábiles.”

De lo anterior, es necesario mencionar que, de acuerdo a la evaluación contenida en el “Informe Técnico N° DSE-STE-532-2023” (Informe DSE 532) de Osinergmin, el sistema de suministro de las cargas de sistema eléctrico La Convención y La Convención Rural no están siendo consideradas como sistema crítico, por las siguientes razones:

“1. El sistema no ha presentado un problema de indisponibilidad de forma constante en los últimos 5 años de acuerdo a las tolerancias del procedimiento P-091. Esto incluye la línea L-6002, la cual es identificada

- por el agente fiscalizado como principal fuente de problema de confiabilidad.*
- 2. El sistema tiene entre sus principales causas de desconexiones las descargas atmosféricas y la caída de árboles o el contacto con árboles.*
 - 3. El sistema está ubicado en una zona con nivel cerámico medio, donde predomina el valor máximo de 3 a 8 descargas/km2.año.*
 - 4. El sistema eléctrico La Convención presenta 13557 usuarios y la Convención Rural presenta 23237 usuarios.*
 - 5. El sistema tiene un proyecto aprobado en el PI 2021-2025, consistente en la instalación de celdas de maniobra y protección, así como tramos de línea para conversión de circuitos "T" en circuitos "PI" en las SET's Santa María y Uripipata, lo cual tendría un impacto positivo en los indicadores de confiabilidad. Estos proyectos estaban inicialmente aprobados para el 2022 sin embargo a la fecha no están implementados."*

Adicionalmente, en el Informe DSE 532, se propone los siguientes planes de acción y mantenimiento que se deben implementar:

- "a. Mantenimiento con monitoreo de árboles crecidos y poda de árboles cercanos a conductores.*
- b. Mantenimiento y mejora de cables de guarda y los sistemas de puesta a tierra.*
- c. Implementación de pararrayos de línea, con informe de evaluación técnica-económica para determinar cantidad y localización óptima.*
- d. Mejoras en el Plan de Contingencias, más específicamente el caso de la línea L-6002, para optimizar las acciones de la secuencia de reposición orientado a mejorar los tiempos de reposición de servicio del sistema eléctrico de La Convención y La Convención Rural."*

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la implementación de Línea de Transmisión 138 kV Suriray Uripipata.

6.2.3.6 Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri

- **Implementación de un transformador de 220/22,9 kV - 20 MVA y 5 celdas (2 de transformación en 220 kV, 60 kV y 3 de alimentador) en la SET Tintaya**

ELSE, en su PROPUESTA FINAL señala que, en la SET Tintaya, equipada con dos transformadores de potencia de 25 MVA de propiedad de la empresa minera, tiene un transformador de distribución en 22,9/10 kV de 5 MVA de capacidad conectado a la barra de 10 kV, el cual sirve para elevar a 22,9 kV para la salida de un solo alimentador para la distribución primaria del Sistema Eléctrico Yauri; y, de acuerdo a la proyección de la demanda para el año 2024, dicho transformador de distribución superará su capacidad instalada.

Añade también, que solo se dispone el espacio para una celda MT de alimentador por lo que ya no se puede colocar otro transformador en paralelo. En ese sentido. ELSE para atender el crecimiento de la demanda propone dos alternativas de solución:

- Alternativa 01.- Implementar una SET en 138/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya, con un costo de inversión de USD 1 068 890,63.

- Alternativa 02.- Implementar una SET en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva, con un costo de inversión de USD 1 166 894.

Al realizar una evaluación del mínimo costo considerando los costos de operación y mantenimiento y las perdidas, ELSE obtiene que la alternativa más económica es la SET en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva.

En ese sentido, ELSE propone la implementación de la ampliación de la SET Tintaya con un transformador de potencia en 220/22,9 kV⁹ de 20 MVA, 2 celdas de transformación (220 y 22,9 kV) y 3 celdas alimentadores en 22,9 kV.

Al respecto, se verifica que, la demanda del Sistema Eléctrico Yauri está sobrepasando los 5 MVA lo que se considera una demanda significativa para la concesión de ELSE. En ese sentido, dada la necesidad de atender las cargas del Sistema Eléctrico Yauri en el nivel de tensión 22,9 kV debido a las distancias y la magnitud de la carga y dotar de mayor confiabilidad a dicho sistema se considera conveniente la implementación de un transformador y sus respectivas celdas,

Sobre las alternativas propuestas por ELSE, se verifica que no se ha evaluado la alternativa de la rotación del transformador de 138/60/22,9 kV y 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo a la SET Tintaya, la cual, resulta la alternativa más económica al evitar la compra de un transformador nuevo y la que permitirá utilizar de manera eficiente las inversiones.

Con relación a los alimentadores solicitados, ELSE no se ha presentado el sustento del requerimiento de 3 alimentadores en 22,9 kV. Por lo tanto, considerando los resultados obtenidos del F-204, se verifica que solo se requieren dos (2) Celdas de Alimentador en 22,9 kV, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 6-11
Formato F-204 (Osinergmin)

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SET MAT/MT TINTAYA	Demanda (1)	22.9	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Capacidad por Alimentador (2)	22.9				6	6	6	6	6	6	6	7	7	7
	Alimentadores Existentes	22.9				5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Necesarios	22.9				0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	22.9				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Por lo expuesto, se aprueba el traslado del transformador de 138/60/22,9 kV y 20/20/9 MVA desde la SET Cachimayo hasta la SET Tintaya, dos celdas de transformación (138 y 22,9 kV) y dos celdas de alimentador en 22,9 kV.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

⁹ Se precisa, que ELSE en su Propuesta Final propone la alternativa en 138 kV, presumiendo que es un error material involuntario en este informe se está tomando la alternativa ganadora como la de 220 kV

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo E 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:** 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 Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

En el caso del Área de Demanda 10, se han programado las Bajas para el período 2025-2029 de acuerdo a lo consignado en el Cuadro N° 6-6.

Cuadro N° 6-6
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 10

Programación de Bajas AD10				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
10	ELSE	2029	3 Celdas convencionales de Transformación (60, 22,9 y 10 kV)	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 9 MVA - SET Chuquibambilla	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chuquibambilla	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA - SET Chacapunte	SET Chacapunte

10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chacapunte	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 9 MVA - SET Chahuare	SET Chahuare
10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chahuare	SET Chahuare
10	EGEMSA	2025	12 Celdas Tipo interior (3 de Transformación y 3 de Alimentador) - SET Dolorespata	SET Dolorespata

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 10, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-7
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 10
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 10	7 125 710	11,44	95	32
ELSE	6 262 509	11,44	95	20
AT				
Celda	1 190 629			5
Línea	165 868	11,44		1
Transformador	2 217 216		45	3
Banco				
MAT				
Celda	613 863			2
Línea				
Transformador	1 400 847		50	1
Banco				
MT				
Celda	674 085			8
Banco				
EGEMSA	863 201			12
MT				
Celda	863 201			12
Banco				

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS¹⁰, los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que no hayan sido

¹⁰ (...)

"Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinerghmin, donde

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 División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin, 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 10, no se han presentado casos que impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025.

tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

11

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

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ELSE y EGEMSA se concluye lo siguiente:

- a) Se ha obtenido el valor de 2,7% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (a nivel MT) en el Área de Demanda 10, menor que 3,9% presentado por ELSE en su PROPUESTA FINAL, para el período 2024-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 10, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 7 125 710 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe. Dicha inversión es asignada 87,9% a ELSE y 12,1% a EGEMSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 10, se han previsto Bajas en el período 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 10, 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 y anteriores, 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]

rho/jacc

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 | Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR. |
| Anexo D | Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin. |
| Anexo E | Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin. |
| Anexo F | 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 ELECTRO SUR ESTE (en adelante “ELSE”)

OBSERVACIONES GENERALES

1. ELSE no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

En el Expediente Absuelto se adjunta los siguiente:

- Solicitudes de Factibilidad de Suministro de Nuevas Cargas con documentos adicionales que demuestran el avance de los proyectos.
- Evaluación de Alternativas de proyectos propuestos
- Informes Técnicos de Mantenimiento
- Entre otros adjuntos en los anexos.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que si bien han agregado mayor información no ha presentado la información completa de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS, conforme a lo solicitado en la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2. En el informe presentado por ELSE como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que ELSE debe completar su ESTUDIO corrigiendo donde corresponda, teniendo en consideración lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros, el numeral 5.3.

Respuesta:

Para los proyectos de Chincheros y Iberia, se adjunta la siguiente Información:

- En el caso de Iberia, se adjunta el contrato y adenda con Pro Inversión.
- Adicionalmente se adjunta el Estudio de Pre Operatividad presentado al COES, este proyecto es de conocimiento público y a la fecha está en ejecución.
- Chincheros se adjunta la carta de solicitud de factibilidad
- El oficio emitido por OSINERMIN al MTC solicitando información, el mismo que no ha tenido respuesta a la fecha.

Es la documentación de dominio público disponible a la fecha.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que no ha presentado la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

3. ELSE no ha tenido en cuenta los criterios, metodología y formatos establecidos en la NORMA TARIFAS para la elaboración y presentación del ESTUDIO; por ejemplo, presenta los formatos F-000 incompletos, así como el formato F-200 se encuentra con información de un Plan de Inversión pasado, no teniendo los elementos actualizados según su propuesta. Al respecto, ELSE debe explicar las razones o corregir donde corresponda.

Respuesta:

Se reviso y actualizo el Formato conforme a los proyectos finales presentes en el informe Técnico Absuelto

Análisis de Osinergmin

Al respecto de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien ELSE ha actualizado la información de algunos formatos no ha presentado la información completa requerida, de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

4. Se observa que en los Informes “ResumenEjecutivoPITELSEvF” y “EstudioPlandelInversionELSEvF” presenta inconsistencias en la información declarada en texto, y la que presenta en sus tablas y archivos Excel, ELSE deberá corregir y uniformizar sus propuestas.

Respuesta:

Se reviso, actualizo y uniformizo los documentos y hojas de cálculo.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, aun presentan incoherencias entre los documentos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

5. ELSE debe presentar el diagnóstico integral del área de demanda, y el análisis del periodo PI 2025-2029. ELSE deberá presentar el diagnostico en el periodo de 10 años considerando evaluar las corrientes de cortocircuito en sus instalaciones, asimismo los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

En el Capítulo 10 del informe se realiza el diagnostico actual del Sistema Eléctrico del AD10.

En el capítulo 13 se realiza el diagnóstico para el periodo de 10 años.

En el Anexo 6, se muestra el análisis eléctrico del Sistema (Flujo de Carga y Cortocircuito para los años que indica la Norma de Tarifas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien ha agregado mayor información, no ha presentado la información completa requerida, de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

6. Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, ELSE, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, registro de fallas, informes de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.

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

Respuesta:

En el Anexo 2 se adjunta los informes técnicos de mantenimiento y protocolos de pruebas de las subestaciones de las cuales se solicita reemplazo por antigüedad.

En el Anexo 9 se muestran los planos de planta existentes.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien ha agregado mayor cantidad de información, no ha presentado la información completa requerida, de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

7. En el ESTUDIO, ELSE ha considerado como año 1 al año 2024, lo cual no corresponde a lo establecido en la NORMA TARIFAS, donde se especifica que el año 1 corresponde al inicio del nuevo periodo tarifario (es decir, el año 2025). Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años.

Respuesta:

Se verificó y actualizó.

Análisis de Osinerghmin

ELSE, en los formatos F-100, corrige y especifica que el año 1 corresponde a 2025.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

8. En el resumen ejecutivo y en el Informe del ESTUDIO (INFORME), ELSE no ha presentado la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, ELSE debe completar la información faltante donde corresponda.

Respuesta:

En el Resumen Ejecutivo, Capítulo de Conclusiones, se adjunta el cuadro de las instalaciones a dar de baja

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, ha presentado la relación de Elementos que serán dados de baja.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

9. En las propuestas de líneas de transmisión presentadas en el Estudio, ELSE no desarrolla una evaluación técnica y económica de diversas alternativas que sean excluyentes entre sí. Lo cual debe ser presentado conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

En el Capítulo 13 se formuló la evaluación de alternativas de los proyectos cuyas alternativas se identificó, el detalle se muestra en el Anexo 4.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, para el caso del proyecto Línea de Transmisión 138 KV Suriray-Uripata no ha presentado un análisis de alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

10. Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por ELSE; por ejemplo, hay proyectos propuestos que no están modelados en el archivo pfd. Asimismo, no se observan los proyectos ya aprobados en Planes de Inversión y Planes de Transmisión anteriores.

Al respecto, se requiere que ELSE revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos y aprobados coincidan en todos los documentos que forman parte del ESTUDIO.

Respuesta:

Se actualizo y uniformizo, el detalle se adjunta en el Anexo 6. No se considera la SET Parque Industrial porque se retiró en el PIT Anterior y actualmente se encuentra en proceso de judicialización al respecto, lo cual se indica en el ítem 13. 1del Informe y cuyos documentos se adjuntan en el Anexo 3.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no ha cumplido con incluir la SET Parque Industrial en los archivos pfd.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

11. Del análisis del SER presentadas en el ESTUDIO, se verifica que ELSE no ha considerado todas las instalaciones incluidas en los Planes de Inversión aprobados.

En este sentido, ELSE debe considerar dentro de la evaluación de su ESTUDIO, los proyectos considerados en los planes de inversiones anteriores.

Respuesta:

Se verificó los planes de inversión aprobados, y en este PIT no se considera la SET Parque industrial por lo justificado en la observación anterior.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no ha cumplido con incluir la SET Parque Industrial en el ESTUDIO.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

12. ELSE no ha cumplido con presentar las fuentes de información que sustenten los datos históricos del año 2022 y las proyecciones de las variables explicativas (PBI, número de Clientes, Población, Tarifa Real, IPC, etc.). Cabe señalar, que el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS y modificatorias establece que se deben presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios.

Respuesta:

Se adjunta toda la información utilizada en el desarrollo del estudio.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE como parte de su PROPUESTA FINAL, se verifica que ELSE presenta el archivo "02-F100_AD10-2022 - Variables Macroeconomicas.xlsx" en el cual presenta el sustento del cálculo de las variables explicativas utilizadas para el año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

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

Respuesta:

Se revisó, actualizó y corrigió.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE como parte de su PROPUESTA FINAL, se observa que los factores de participación de las ventas de energía por departamento del año 2022 no son correctos, pues no corresponden con los obtenidos a partir de la Base de Datos SICOM 2022.

Conclusión

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

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

Respuesta:

Se completó los registros y se adjunta en la Carpeta Información Base.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELSE ha completado los registros de mediciones al 31/12/2022. Sin embargo, no presentó ni precisó los criterios o metodología adoptados para la depuración de los datos atípicos u otras consideraciones empleadas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

15. Fuente de información base

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

Respuesta:

Se descargó y se verificó que las cifras son las mismas.

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

16. Variable PBI

Los valores del periodo 1996-2021 de la variable PBI del AD 10 consignados en el formato F-104 no son los aprobados en el proceso de Modificatoria del Plan de Inversiones del periodo 2021-2025 (en adelante, "PI 2021-2025").

Asimismo, se observa que el valor del PBI del AD 10 del año 2022 no se encuentra debidamente sustentado, ya que en el archivo "01-F-100_Modelos-AD10_2022_final.xlsx" los PBI departamentales de 2022 son valores calculados en función del porcentaje de participación de cada departamento en el PBI nacional del año 2021, sin sustentar el uso de dicha metodología.

ELSE debe corregir los valores históricos de la variable PBI en el periodo 1996-2021 de manera que correspondan a los valores aprobados en los Planes de Inversión anteriores.

En relación a la proyección de la variable PBI del AD 10 se observa en el archivo "01-F-100_Modelos-AD10_2022_final.xlsx", un modelo econométrico que se habría construido con datos del periodo 1995-2021, mientras que en el ESTUDIO se presentan otros tres modelos distintos, para tres escenarios y que consideran el periodo 1995-2022; con lo cual la documentación sustentatoria pierde coherencia entre sí. Además, se advierte que ELSE no ha presentado el workfile (archivo E-Views) con el cual se evalúa la consistente estadística de la proyección.

Respecto a la variable "PBI nacional", se observa que los valores consignados en el archivo "01-F-100_Modelos-AD10_2022_final.xlsx" del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del proceso PI 2021-2025. De otro lado, se observa también que el valor del PBI en el Año Representativo (2022) no estaría debidamente sustentado, porque ELSE no ha presentado la fuente de información de donde se obtuvo los valores de PBI nacional para el 2022.

Al respecto, ELSE debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD8 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

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

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

Respuesta:

De acuerdo la información revisada, en la Modificatoria del PI 2021-2025 se registró los siguientes valores de PBI para el AD10:

Años	A10	Apurímac	Cusco	Madre De Dios
1994	4 902,198	1 345	6 439	1 062
1995	5 235,291	1 632	6 837	1 142
1996	5 294,152	1 725	6 916	1 083
1997	5 743,826	1 783	7 529	1 136
1998	5 805,736	1 652	7 636	1 160
1999	5 801,822	1 765	7 584	1 273
2000	5 957,643	1 735	7 783	1 395
2001	5 184,890	1 292	6 814	1 218
2002	5 018,004	1 366	6 538	1 336
2003	5 313,429	1 435	6 942	1 336
2004	6 222,914	1 516	8 183	1 470
2005	6 771,535	1 628	8 905	1 618
2006	7 546,799	1 775	9 959	1 682
2007	8 257,352	1 824	10 914	1 865
2008	8 775,104	1 689	11 664	1 902
2009	10 178,503	1 624	13 632	2 033
2010	11 482,604	1 766	15 405	2 229
2011	12 931,432	1 869	17 384	2 455
2012	13 116,053	2 111	17 711	1 950
2013	15 312,396	2 343	20 709	2 240
2014	15 285,611	2 437	20 723	1 923
2015	15 622,420	2 630	21 068	2 346
2016	16 758,538	6 342	21 892	2 663
2017	16 681,777	7 711	21 580	2 395
2018	16 691,257	7 128	21 739	2 240

Y en el informe preliminar del PIT 2025-2029, para el AD10 se registró los siguientes valores del PBI:

Años	Apurímac	Cusco	Madre de Dios	AD10	Crec. Anual (%)
1994	1 345	6 439	1 062	5 344	
1995	1 632	6 837	1 142	5 702	6,70%
1996	1 725	6 916	1 083	5 771	1,22%
1997	1 783	7 529	1 136	6 267	8,59%
1998	1 652	7 636	1 160	6 336	1,11%
1999	1 765	7 584	1 273	6 319	-0,28%
2000	1 735	7 783	1 395	6 482	2,58%
2001	1 292	6 814	1 218	5 646	-12,90%
2002	1 366	6 538	1 336	5 446	-3,53%
2003	1 435	6 942	1 336	5 775	6,03%
2004	1 516	8 183	1 470	6 776	17,33%
2005	1 628	8 905	1 618	7 372	8,80%
2006	1 775	9 959	1 682	8 234	11,70%
2007	1 824	10 914	1 865	8 965	8,87%
2008	1 689	11 664	1 902	9 448	5,39%
2009	1 624	13 632	2 033	10 900	15,37%
2010	1 766	15 405	2 229	12 121	11,20%
2011	1 869	17 384	2 455	13 408	10,62%
2012	2 111	17 711	1 950	13 544	1,01%
2013	2 343	20 709	2 240	15 832	16,90%
2014	2 437	20 724	1 923	15 966	0,84%
2015	2 630	21 072	2 347	16 210	1,53%

2016	6 343	21 898	2 664	17 132	5,69%
2017	7 719	21 577	2 409	16 819	-1,83%
2018	7 131	21 701	2 256	16 668	-0,89%
2019	7 170	22 007	2 125	16 815	0,88%
2020	6 444	19 274	1 610	14 448	-14,08%
2021	6 580	20 509	1 738	15 038	4,08%
2022	6 757	21 059	1 785	15 471	2,88%

Si bien los valores del PBI por departamento presentan una mínima diferencia, el PBI del AD10 tiene una mayor diferencia debido al criterio de ponderación en función al PBI y no a las ventas de energía por departamento.

En ese sentido, de acuerdo a la observación, se mantiene el PBI histórico por departamento hasta el 2018, no obstante, este difiere del PBI departamental registrado en el link indicado, y se complementa al año 2022, se estimará el PBI del AD10 con la participación de las ventas de energía, aprobada en el proceso anterior.

De la revisión y actualización (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>), para el documento absuelto se considera los siguientes valores del PBI:

Años	Apurímac	Cusco	Madre de Dios	AD10	Crec. Anual (%)
1994	1 345	6 439	1 062	4 902	
1995	1 632	6 837	1 142	5 235	6,79%
1996	1 725	6 916	1 083	5 294	1,12%
1997	1 783	7 529	1 136	5 744	8,49%
1998	1 652	7 636	1 160	5 806	1,08%
1999	1 765	7 584	1 273	5 802	-0,07%
2000	1 735	7 783	1 395	5 958	2,69%
2001	1 292	6 814	1 218	5 185	-12,97%
2002	1 366	6 538	1 336	5 018	-3,22%
2003	1 435	6 942	1 336	5 313	5,89%
2004	1 516	8 183	1 470	6 223	17,12%
2005	1 628	8 905	1 618	6 772	8,82%
2006	1 775	9 959	1 682	7 547	11,45%
2007	1 824	10 914	1 865	8 257	9,42%
2008	1 689	11 664	1 902	8 775	6,27%
2009	1 624	13 632	2 033	10 179	15,99%
2010	1 766	15 405	2 229	11 483	12,81%
2011	1 869	17 384	2 455	12 931	12,62%
2012	2 111	17 711	1 950	13 116	1,43%
2013	2 343	20 709	2 240	15 312	16,75%
2014	2 437	20 723	1 923	15 286	-0,17%
2015	2 630	21 068	2 346	15 622	2,20%
2016	6 342	21 892	2 663	16 759	7,27%
2017	7 711	21 580	2 395	16 682	-0,46%
2018	7 128	21 739	2 240	16 691	0,06%
2019	7 170	22 007	2 125	16 231	-2,76%
2020	6 438	19 326	1 611	14 227	-12,34%
2021	6 594	20 595	1 758	15 130	6,35%
2022	6 134	21 528	1 781	15 697	3,74%

Para el cálculo del PBI del AD10 para el periodo 1994-2018 se usó la participación de las ventas de energía del 2018 y para el periodo 2018 – 2022 y en adelante se usó la participación de las ventas de energía del 2022.

En la revisión y actualización el PBI del AD10 para el año 2022, se estimó con la participación de las ventas de energía del año 2022 registrados en el SICOM.

Se considero el PBI aprobado hasta el 2018, aprobado en el Plan de Inversiones anterior, asimismo se actualizo y corrigió el PBI hasta el 2022.

Para la proyección del PBI, en principio se estima la proyección del PBI Nacional considerando tasas de crecimiento proyectadas por Analistas económicos, sistemas financieros y empresas no financieras para los siguientes tres años.

De las proyecciones obtenidas al 28/02/2023, se tiene proyectado 3 tasas de crecimiento, dejando la posibilidad de considerar 3 escenarios de crecimiento, la pesimista con la menor tasa de crecimiento es escenario medio con una tasa de crecimiento medio y el escenario optimista la mayor tasa de crecimiento.

Fecha de encuesta	2023	2024	2025
Analistas Económicos			
30/12/2022	4,10%	3,00%	
31/01/2023	4,80%	3,00%	
28/02/2023	4,00%	3,00%	2,80%
Sistema Financiero			
30/12/2022	4,50%	3,50%	
31/01/2023	4,65%	4,00%	
28/02/2023	5,00%	3,50%	3,00%
Empresas No Financieras			
30/12/2022	4,50%	4,00%	
31/01/2023	5,00%	4,00%	
28/02/2023	5,50%	4,00%	3,85%

Teniendo esas proyecciones de crecimiento del PBI, se evaluó los siguientes escenarios con sus respectivas tasas de crecimiento:

Periodo	Esc. Pesimista	Esc. Conservador	Esc. Optimista
2023	4,0%	5,0%	5,5%
2024	3,0%	3,5%	4,0%
2025-2054	2,8%	3,0%	3,9%

Finalmente, la proyección del PBI departamental se realizó aplicando un modelo econométrico cuya variable independiente es el PBI Nacional, siendo así, también se tiene tres escenarios de proyección del PBI Departamental.

Se mantiene el PBI Nacional aprobado en la Modificatoria del PI 2021-2025 hasta el año 2018, para el periodo 2019- 2022 se usa los valores de PBI registrados por el INEI en su web site https://systems.inei.gob.pe/S_IRTOD/app/consulta

Año	PI 2021-2025	INEI	PI 2025-2029
2000	222 206,7		222 206,7
2001	223 579,6		223 579,6
2002	235 772,9		235 772,9

2003	245 592,6		245 592,6
2004	257 769,8		257 769,8
2005	273 971,2		273 971,2
2006	294 597,8		294 597,8
2007	319 693,0	319 693,3	319 693,0
2008	348 923,0	348 869,9	348 923,0
2009	352 584,0	352 693,1	352 584,0
2010	382 380,0	382 081,5	382 380,0
2011	407 052,0	406 256,3	407 052,0
2012	431 273,0	431 198,7	431 273,0
2013	456 448,7	456 434,8	456 448,7
2014	467 376,4	467 308,0	467 376,4
2015	482 676,4	482 506,4	482 676,4
2016	502 214,5	501 581,5	502 214,5
2017	514 415,1	514 215,1	514 415,1
2018	534 867,4	534 626,5	534 867,4
2019		546 605,0	546 605,0
2020		487 191,5	486 402,1
2021		552 560,5	552 526,3
2022		567 390,1	567 339,8

Para el periodo el PBI Histórico 1994-2018 se aplicó la participación de ventas de energía del 2018 y para el PBI 2019-2022 se aplicó la participación de las ventas de energía del 2022.

	Apurímac	Cusco	Madre de Dios	TOTAL	Apurímac	Cusco	Madre de Dios
2018	82 478	429 230	95 357	607 065	13,59%	70,71%	15,71%
2022	96 066	450 953	122 949	669 968	14,34%	67,31%	18,35%

Se registro el mismo web site, a inicios de año dichos valores eran estimados los mismos que se actualizaron a la fecha de revisión del OSINERGHMIN.

Para la proyección anual del PBI Nacional se consideró las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas publicadas en el BCRP, disponibles a la primera quincena de marzo del 2023 donde se inició el desarrollo del estudio.

Fecha de encuesta	2023	2024	2025
Analistas Económicos			
30/12/2022	4,10%	3,00%	
31/01/2023	4,80%	3,00%	
28/02/2023	4,00%	3,00%	2,80%
Sistema Financiero			
30/12/2022	4,50%	3,50%	
31/01/2023	4,65%	4,00%	
28/02/2023	5,00%	3,50%	3,00%
Empresas No Financieras			
30/12/2022	4,50%	4,00%	
31/01/2023	5,00%	4,00%	
28/02/2023	5,50%	4,00%	3,85%

Según cronograma propuesto por OSINERGHMIN, el expediente fue entregado a inicios de junio, en ese sentido fue imposible considerar las Encuestas de Expectativas

Macroeconómicas del mes de julio del 2023. Siendo así, se tomó como fecha de corte de los datos de proyección el mes de febrero del 2023.

Los cambios, modificaciones y ajustes realizados están conforme a los establecido en la Norma de Tarifas.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE como parte de su PROPUESTA FINAL, se observa que se mantiene la observación que los valores del periodo 1996-2021 de la variable PBI no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025.

Asimismo, se mantiene la observación del cálculo del valor histórico de la variable PBI el cual no ha sido efectuado mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los factores de participación en ventas de energía obtenidos de la última versión SICOM 2022 (indicada en la observación específica 15).

Conclusión

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

17. Variable Clientes

Los valores del periodo 2015-2021 de la variable Clientes del AD 10 consignados en el formato F-104 y en el archivo "01-F-100_Modelos-AD10_2022_final.xlsx" no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025. Así tampoco el valor de la variable Clientes del AD 10 del año 2022 coincide con el reportado en la Base de Datos del SICOM. Al respecto, ELSE debe corregir dichos valores en base a lo observado y actualizar los archivos correspondientes.

Respuesta:

En el informe técnico presentado, se consideró la cantidad de clientes registrados en el SICOM, comparando con la cantidad de Clientes aprobado en la Modificatoria del PI 2021-2025 hasta el año 2018, se observa una diferencia en el periodo 2015-2018. Siendo así, para el documento absuelto se considera la cantidad de clientes aprobados en la modificatoria hasta el año 2018 y para el periodo 2019-2022 se usa los datos registrados en el SICOM, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Año	PI 2021-2025	SICOM	PI 2025-2029
2000	184 344		184 344
2001	193 350		193 350
2002	208 823		208 823
2003	218 227		218 227
2004	228 693		228 693
2005	238 360		238 360
2006	250 251		250 251
2007	266 505		266 505
2008	286 668		286 668
2009	306 066		306 066
2010	326 773	326 773,00	326 773
2011	353 990	353 990,00	353 990
2012	383 784	383 784,00	383 784

2013	412 279	412 279,00	412 279
2014	436 666	436 666,00	436 666
2015	465 150	467 841,00	465 150
2016	489 256	491 999,00	489 256
2017	513 963	516 692,00	513 963
2018	533 692	535 574,00	533 692
2019		561 574,00	561 574,00
2020		584 918,00	584 918,00
2021		616 050,00	616 050,00
2022		639 274,00	639 274,00

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, se observa que el valor de la variable Clientes consignado para el año 2021 (611 532) presentado en el formato F-104 no corresponde al valor considerado en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025 (612 354). Para el resto de años, los valores de la variable Clientes son correctos.

Conclusión

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

18. Variable Población

Los valores del periodo 1996-2021 de la variable Población del AD 10 consignados en el formato F-104 no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.

Respuesta:

En el informe técnico presentado, se consideró la población registrada en el web site del INEI actualizado a febrero del 2023, el mismo que difiere a la población aprobado en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Tomando en cuenta la observación, para el PI 2025-2029 se considerará la población aprobada en el PI 2021-2025 hasta el año 2018, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Años	Apurímac	Cusco	Madre de Dios	AD-10
1996	408 178	1 121 838	76 874	860 736
1997	411 061	1 135 342	79 832	871 141
1998	413 928	1 148 596	82 847	881 375
1999	416 771	1 161 451	85 913	891 332
2000	419 585	1 173 757	89 018	900 903
2001	422 361	1 185 457	92 185	910 050
2002	425 104	1 196 650	95 420	918 845
2003	427 826	1 207 423	98 690	927 346
2004	430 539	1 217 862	101 962	935 609
2005	433 256	1 228 055	105 205	943 695
2006	436 000	1 237 955	108 412	951 571
2007	438 761	1 247 503	111 604	959 199
2008	441 507	1 256 770	114 791	966 625
2009	444 202	1 265 827	117 981	973 896

2010	446 813	1 274 742	121 183	981 057
2011	449 365	1 283 540	124 404	988 130
2012	451 881	1 292 175	127 639	995 086
2013	454 324	1 300 609	130 876	1 001 890
2014	456 652	1 308 806	134 105	1 008 509
2015	458 830	1 316 729	137 316	1 014 911
2016	460 868	1 324 371	140 508	1 021 093
2017	462 791	1 331 758	143 687	1 027 076
2018	464 584	1 338 898	146 856	1 032 866

Asimismo, en el ESTUDIO se indica que la población por departamento hasta el 2030 provienen de las Estimaciones y proyecciones de Población Departamental del INEI en su Boletín Especial N° 25, con lo que ELSE estaría usando información no actualizada, dado que no es el último boletín emitido por el INEI. Por otro lado, para la proyección de dicha variable, se observa en el Estudio que ELSE indica haber realizado diversos modelos tendenciales (lineal, polinómico, potencial, cuadrático, exponencial), escogiendo la extrapolación lineal; sin embargo, ELSE no ha presentado el workfile que sustente el cálculo de dicha proyección y/o que evidencie haber realizado dicha acción.

Respuesta:

La población por departamento considerada en el informe técnico presentado efectivamente corresponde al Boletín Especial N° 25 elaborado por el INEI porque considera una proyección hasta el año 2030, en su momento también se revisó el último Boletín Especial N° 27, donde solo se tiene una proyección hasta el 2022, comparando los datos obtenidos en ambos boletines, se observa que los datos registrados para el periodo 2019-2022 es el mismo, es por ello que se consideró la población registrada en el boletín especial N° 25 por tener una proyección al 2030, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

	Boletín Especial N° 27			Boletín Especial N° 25		
	Apurímac	Cusco	Madre de Dios	Apurímac	Cusco	Madre de Dios
2019	429587	1340457	167 674	429 587	1340457	167674
2020	430736	1357075	173 811	430 736	1357075	173811
2021	430609	1369932	179 688	430 609	1 369 932	179 688
2022	429720	1380594	185 478	429 720	1380594	185478
2023				428 311	1389737	191259
2024				426 626	1398036	197096
2025				424 906	1406165	203069
2026				423128	1414069	209165
2027				421128	1421300	215343
2028				418945	1427935	221608
2029				416618	1434056	227969
2030				414184	1439741	234432

La proyección de la población del Área de Demanda 10 se realizó de forma tendencial, se adjunta a la carpeta el

Por tanto, ELSE debe corregir los valores históricos del periodo 1996-2021 de manera que coincidan con los valores aprobados en los procesos referidos y corregir el cálculo para el año 2022, empleando los criterios y la metodología establecida en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Respuesta:

Se actualizó y corrigió para que coincidan con los valores aprobados en el PI 2021-2025.

Al respecto, ELSE 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 AD 10 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.

Respuesta:

Se corrigió conforme a lo indicado.

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.

Respuesta:

Considerando que la proyección de la población estimadas en el Boletín Especial N° 25 y 27 para el periodo 2019-2022 coinciden, a criterio del consultor se toma como valido la proyección para el periodo 2022-2030 del Boletín Especial N° 25 por ser una fuente oficial y del año 2020.

Por otro lado, sugieren usar la tasa promedio anual del periodo 2022-2025 y 2025-2030 para las proyecciones de los años intermedios, sin embargo en las proyecciones recientes mostradas en este link del INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>), solo se registra proyecciones hasta el 2022.

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 se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 10.

Respuesta:

Conforme se aplicó la tasa de crecimiento promedio anual 1996-2030

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

Respuesta:

Conforme, se adjunta el archivo **01-F100_AD10_2022** con los datos vinculados y formulas realizadas.

Se aclara que, con la observación, ya no se considera la proyección tendencial propuesta en el informe presentado.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación que los valores de la variable Población de los años 1996 al 2021 en el formato F-104 no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Por tanto, ELSE no ha actualizado los valores correspondientes. Asimismo, ELSE no ha tomado en cuenta los criterios señalados para el cálculo de la variable Población del año 2022 ni para las proyecciones efectuadas.

Conclusión

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

19. Variable Tarifa Real

Los valores de la variable Tarifa Real de los años 1996 al 2021 que se observan en el formato F-104 no son los aprobados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que el valor correspondiente al Año Representativo no estaría debidamente sustentado, ya que ELSE no adjunta el archivo de cálculo para dicha variable. Al respecto, ELSE debe corregir los valores históricos del periodo 1996-2021 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 AD 10. 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 verificó y actualizó la información.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación que los valores de la variable Tarifa Real de los años 1996 al 2021 en el formato F-104 no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Por tanto, ELSE no ha actualizado los valores correspondientes. Asimismo, el valor calculado para la variable Tarifa Real del año 2022 no corresponde al calculado a partir de la base de datos SICOM 2022.

Conclusión

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

20. Ventas de Energía

En el formato F-105 y en el Estudio (ítem 8.1.1 – Cuadro 8.1 y Cuadro 8.4), se observa que los valores históricos correspondientes al periodo 2014-2021 no son los valores aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025. Así también, se observa que el valor de las ventas de energía del AD 10 del Año Representativo (2022) no coincide con el reportado en la Base de Datos del SICOM 2022. Al respecto, ELSE debe corregir la data histórica de las ventas de energía del AD 10 de modo que corresponda a los valores aprobados del proceso referido y al SICOM.

Respuesta:

En el informe presentado se consideró las ventas de energía registradas en el SICOM actualizadas a febrero del 2023, sin embargo, comparando con las ventas aprobadas en la Modificatoria del PI 2021-2025, se observa una ligera diferencia en el año 2018, siendo así.

para el PI 2025-2029, se considerará las ventas de energía aprobadas en la modificatoria para el periodo 1996-2018 y para el periodo 2019-2022 se considerará las ventas del SICOM.

Año	PI 2021-2025	SICOM	PI 2025-2029
1996	165 803	165 803	165 803
1997	168 068	168 068	168 068
1998	170 906	170 906	170 906
1999	171 560	171 560	171 560
2000	178 224	178 224	178 224
2001	182 489	182 489	182 489
2002	194 410	194 410	194 410
2003	198 993	198 993	198 993
2004	217 025	217 025	217 025
2005	228 799	228 799	228 799
2006	250 626	250 626	250 626
2007	273 806	273 806	273 806
2008	295 621	295 621	295 621
2009	312 651	312 651	312 651
2010	346 150	346 150	346 150
2011	390 141	390 141	390 141
2012	426 979	426 979	426 979
2013	464 786	464 786	464 786
2014	502 265	502 497	502 265
2015	529 516	529 767	529 516
2016	558 974	559 243	558 974
2017	574 035	574 306	574 035
2018	607 065	607 263	607 065
2019		634 004	634 004
2020		589 248	589 248
2021		632 095	632 095
2022		669 968	669 968

En el ESTUDIO (ítem 8.1.2) además, se observa que el porcentaje de participación de las ventas de energía por departamento del año 2022 no resultan de las ventas de energía reportadas en la Base de Datos del SICOM 2022. En el formato F-105, se observa que ELSE no ha presentado los valores de las ventas de energía por sistema eléctrico.

Respuesta:

De acuerdo la información revisada, los valores de Venta de Energía registradas en el SICOM para el año 2022 es la misma que se registra en el informe preliminar PI 2025-2029, no queda claro a qué valor se refiere en la observación.

Año	SICOM	PI 2025-2029
2022	669 967,96	669 967,96

De las ventas registradas para el 2022, se tiene la siguiente participación por departamentos del Área de Demanda 10, las mismas que se muestran en la Figura 8.1 del Informe preliminar PI 2025-2029.

Departamento	Ventas (MW.h)	Factor de Participación
Apurímac	96 066	14,34%
Cusco	450 953	67,31%
Madre De Dios	122 949	18,35%
TOTAL	669 968	100,00%

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se observa que, como respuesta a la observación, ELSE presenta unos cuadros en los que obtiene un valor de 669 968 MWh para el Área de Demanda 10, valor que correspondía a su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE como parte de su PROPUESTA FINAL se verifica que ELSE obtiene finalmente un valor de 666 708 MWh para el Área de Demanda 10. Por tanto, ELSE debió obtener los porcentajes de participación de las ventas de energía por departamento en base a la última información disponible del SICOM 2022 publicada en el portal web de Osinerghmin. En ese sentido, ELSE no ha cumplido con actualizar los porcentajes de participación correspondientes.

De otro lado, en el formato F-105 se mantiene la observación que ELSE no ha presentado los valores de las ventas de energía por sistema eléctrico.

Conclusión

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

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

ELSE, en los formatos F-106 y F-107, ha consignado como ventas de energía de 2022 un valor histórico; cuando debió colocarse los resultados de las proyecciones por los métodos de tendencias y econométricos, respectivamente. Se solicita a ELSE corrija dicho valor considerando lo indicado.

Respuesta:

Se corrigió los formatos.

Asimismo, en el documento “Inf-rme 02 - Plan de Inversion.docx” (ítem 9.5), se ha planteado modelos que no tienen correspondencia con sus ecuaciones consignadas en el formato F-106, y que además contienen variables categóricas sin mayor sustento. Al respecto, ELSE debe corregir las proyecciones tendenciales de manera que estas dependan únicamente de la variable tiempo, y actualizar el workfile de sustento, donde se evidencie dicha acción.

Por otro lado, en el formato F-107 se aprecia que todos los modelos econométricos contienen variables categóricas sin haber presentado sustento sobre la especificación de regresión. Por tanto, se requiere a ELSE sustentar dichas variables categóricas utilizadas.

En relación al ajuste final, ELSE 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.

Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021- 2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta:

Se realizo conforme a lo indicado y manteniendo los modelos econométricos y tendenciales del PIT anterior.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, como parte de la PROPUESTA FINAL, en los formatos F-106 y F-107 las ventas de energía al año 2022 corresponden a valores proyectados. No obstante, en relación al ajuste final, se ha evidenciado que ELSE no ha tenido en cuenta los dos criterios indicados por OSINERGHMIN en la presente observación.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

22. Factores de expansión de pérdidas utilizados

No se presenta el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados. Por lo que ELSE debe presentar el sustento respectivo.

Respuesta:

Se adjunta el archivo de 01 Pérdidas_2022_ACT_AD10(1) y los factor de expansión de perdidas se tomo del VAD 2019-2023.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se observa que se consideran los factores PEMT de 1,0340 y PEBT de 1,0851 correspondientes a la Resolución N° 168-2019-OS/CD del VAD 2019-2023. Sin embargo, dicha resolución a la fecha ya no está vigente. En ese sentido, los factores de expansión de pérdidas a considerarse para ELSE deben ser PEMT de 1,0180 y PEBT de 1,0872 correspondientes a la Resolución N° 223-2023-OS/CD del VAD 2023-2027.

Conclusión

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

23. Registros de mediciones de cada 15 minutos

No se presenta la totalidad de registros históricos de mediciones del año base 2022 correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación, según lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS. En el archivo "RegistrosBY.xlsm" se observa que los registros de mediciones presentados son hasta el 22/12/2022 00:00 por lo que no están completos. En ese sentido, ELSE debe completar la información y volver a calcular los valores de máximas demandas.

RegistrosBY.xlsm - Excel										
Archivo Inicio Insertar Disposición de página Fórmulas Datos Revisar Vista Programador Mis Macros Ayuda										
A1										
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1		Sistema1	Sistema1	Sistema2	Sistema2	Sistema2	Sistema2	Sistema2	Sistema2	Sistema3
2	SISTEMA ELÉCTRICO	Cusco	Cusco	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 1	Valle Sagrado 2
3	SET	DOLoresPATA	QUENCORRO	PISAC	PISAC	URUBAMBA	URUBAMBA	CACHIMAYO	CACHIMAYO	HUARO
4	BARRA	DOLoresPATA	QUENCORRO	PISAC	PISAC	URUBAMBA	URUBAMBA	CACHIMAYO	CACHIMAYO	HUARO
5	TENSIÓN kV	10.5	10.5	10	22.9	10	22.9	10	22.9	10
6	FECHA HORA/Tipo	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
34081	2022-Dic-21 22:30:00.000	25.15	15.11	0.44	2.09	2.28	0.67	2.00	0.97	0.68
34082	2022-Dic-21 22:45:00.000	23.74	14.48	0.41	1.98	2.18	0.62	2.00	0.93	0.65
34083	2022-Dic-21 23:00:00.000	22.34	13.82	0.40	1.87	2.09	0.60	2.00	1.04	0.60
34084	2022-Dic-21 23:15:00.000	21.12	13.05	0.38	1.79	2.00	0.58	2.00	1.13	0.55
34085	2022-Dic-21 23:30:00.000	20.15	12.41	0.37	1.73	1.93	0.56	2.00	1.12	0.54
34086	2022-Dic-21 23:45:00.000	19.18	11.88	0.36	1.66	1.86	0.54	2.00	1.09	0.51
34087	2022-Dic-22 00:00:00.000	18.42	11.30	0.34	1.61	1.80	0.52	2.00	1.07	0.50
34088	Registros de mediciones incompletos									
34089	Energía (MWh)	185442	184979	3276	18448	18455	17946	17946	17946	17946
34090	MAX	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9	22.9
34091	MAX	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:00	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45	24/02/2022 19:45
34092	Max Demanda Coincidente SER (MW)	33.6	33.2	6.7	3.5	3.4	1.1	2.0	1.8	0.9
34093	Max Demanda Coincidente SER (MW)	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30	6/12/2022 19:30
34094	SISTEMA	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9	34.9
34095	SISTEMA	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00	7/07/2022 19:00
34096	SET	38.9	22.2	6.7	4.0	3.8	2.5	2.0	2.3	1.2
34097	SET	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:00	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15	24/02/2022 19:15
34098										
34099										

Fuente: Archivo "RegistrosBY.xlsm" de la propuesta de ELSE.

Por otro lado, no se presentan los registros de mediciones de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV. Al respecto, ELSE debe indicar el motivo por el cual no incluye estos registros y no desarrolla la proyección de demanda de estas barras.

Asimismo, ELSE 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.

Respuesta:

Se completó la información de registros de medición al 31/12/2022, en el caso de Oropeza no se alimenta cargas desde la barra de 22,9kV y de Sicuani es una barra de inyección de energía de la C.H. Hercca, cuyo registro se adjunta en la carpeta 00_Informacion Base06_Registros ELSE.

Análisis de Osinerghmin

Como parte de la PROPUESTA FINAL de ELSE, se verifica que se ha completado los registros de mediciones al 31/12/2022. Asimismo, se explica sobre la no inclusión de los registros de mediciones de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

24. Evolución de la demanda en las barras de 10 kV y 22,9 kV de la Subestación Puerto Maldonado

De la revisión del ESTUDIO, se advierte que los valores presentados para las barras de 10 kV y 22,9 kV de la Subestación Puerto Maldonado no son los valores reportados mediante la norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión". Por tanto, se requiere a ELSE sustentar los valores consignados en su ESTUDIO, indicar la fuente de información y el motivo por el cual los valores presentados en el ESTUDIO difieren de lo reportado al sistema de información de Osinerghmin.

Respuesta:
El estudio se realizó en función a los registros de medición por alimentador, el mismo que se adjunta en la carpeta 00_Informacion Base\06_Registros ELSE.

Análisis de Osinerghmin
Al respecto, ELSE no indica el motivo por el cual los registros de mediciones difieren de los reportados en el sistema de información de Osinerghmin. ELSE debe tener en cuenta que la fuente y/o procedencia de los registros de los medidores de energía y potencia que se utilicen para los cálculos deber ser la misma que la de 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 de haber diferencias, debe explicarlo y sustentarlo.

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

25. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

En el formato F-113 a los clientes libres existentes se le ha asignado una Subestación y tensión diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Ver cuadro siguiente. Al respecto, se requiere a ELSE justificar el motivo de esas diferencias.

CLIENTE	ELSE		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
BELMOND HOTELS CARRETERA HIRAM BINGHAM	Machupicchu	10 kV	Urubamba	10 kV
BREXIA	Tintaya	10 kV	Tintaya	22,9 kV

CLIENTE	ELSE		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
BELMOND HOTELS CARRETERA	Machupicchu	10 kV	Urubamba	10 kV
HIRAM BINGHAM				
BREXIA	Tintaya	10 kV	Tintaya	22,9 kV

Respuesta:
El Cliente Libre Belmond Hotels Carretera Hiram Bingham se alimenta desde la S.E. Machupicchu en la barra de 10 kV, tal como se consideró en el informe preliminar y el cliente Brexia, efectivamente se conecta al sistema Eléctrico de ELSE en la barra de 22,9 kV.

Sin embargo, es preciso aclarar que las cargas en la S.E. Tintaya se alimentan desde la barra de 22,9 kV a través de un transformador que eleva de 10 kV a 22,9 kV si bien es cierto las cargas de BT y MT también se atienden desde la barra en 22,9 kV consideró en 10 kV porque dentro del Plan de Transmisión no aplica.

Análisis de Osinerghmin
Al respecto, ELSE debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utilicen para los cálculos debe provenir de la Base de Datos SICLI 2022. En caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la que cuenta ELSE, se debe alertar esas inconsistencias a Osinerghmin a fin que inicie las acciones para validar la información.

Con respecto al cliente libre BELMOND HOTELS CARRETERA HIRAM BINGHAM, de

acuerdo a lo informado por ELSE, se consigna en la barra Machupicchu 10 kV y el cliente libre BREXIA se consigna en la barra Tintaya 10 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

26. Sobre la demanda del Centro Poblado de Kiteni

ELSE considera en los formatos F-100 una demanda de 3,2 MW al año 2024 correspondiente a la SET Kiteni, sin presentar los documentos que justifiquen dichos valores iniciales. Se requiere que ELSE complete y corrija donde corresponda.

Respuesta

[LA EMPRESA NO RESPONDIÓ]

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en la PROPUESTA FINAL de ELSE se señala que al 2023 la carga en Kiteni ascenderá a 3,2 MW (1,7 MW en 10 kV, y 1,5 MW en 22,9 kV). Sin embargo, no se presenta el sustento de dichas magnitudes consideradas.

Conclusión

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

27. Mapas de Densidad de Carga

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

Respuesta

[LA EMPRESA NO RESPONDIÓ]

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE como parte de su PROPUESTA FINAL, se verifica que se presenta los mapas de densidad de carga en formato AutoCAD, los archivos shapes y kmz correspondientes.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

28. Falta información general

Si bien ELSE presenta los formatos F-002 y F-003, la información está incompleta, por ejemplo, en el formato F-002 no se indica la resistencia, reactancia, conductancia, sección del conductor, entre otros, mientras que en el formato F003 no se han

presentado los valores de pérdidas en el cobre, pérdidas en el hierro, entre otros. Al respecto, se solicita a ELSE revisar, corregir y completar correctamente dichos formatos según lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

Se completo los formatos.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha completado la mayor parte de su información, sin embargo, aún se presentan algunas celdas sin datos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

29. Sobre los formatos F-200

- a) ELSE presenta el formato F-200 incompleto, donde se puede observar la ausencia de los formatos F-201 “Capacidad optima de SET’s Urbanas”, F-205 “Selección de Alternativa Optima”, F-206 “Parámetros eléctricos de futuras líneas de transmisión y transformadores de alternativa seleccionadas”, F-207 “Selección de la sección optima del conductor”, F-208 “Estadística de Fallas e Índices de desempeño”, se requiere que ELSE revise y presenta la información requerida según los parámetros indicados en la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

Se completo los formatos con la información disponible.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha remitido mayor información, sin embargo, aún faltan algunos formatos como el F-208 y el F-212, así como los archivos sustento del F-205.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- b) ELSE presenta el formato F-201 “Capacidad Óptima de SET’s Urbanas, Céntricas y Periféricas”; sin embargo, se observa que dicho formato hace referencia al Plan de Inversiones del período 2017-2021 (en adelante, “PI 2017-2021”). En ese sentido ELSE debe revisar y corregir en donde corresponda, asimismo, presentar los cálculos que validen dicho formato.

Respuesta:

Se completo y actualizó.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en dicho formato la empresa manifiesta que tiene dificultades para realizar la normalización y optimización de tensiones y que la capacidad del transformador es el que se requiera para atender la demanda.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- c) ELSE si bien ha presentado los formatos estipulados en la NORMA TARIFAS, la gran mayoría hacen referencia a Elementos del PI 2017-2021, por ejemplo: en el caso del formato F-206, se menciona la LT 138 kV Quencoro – Parque Industrial; para el formato F-207, donde se realiza la selección óptima del conductor, se menciona la LT 138 kV Quencoro – Parque Industrial; entre otros. En ese sentido, se requiere que ELSE revise, actualice y corrija donde corresponda.

Respuesta:

Se verifico y corrigió.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica se han corregido las referencias al PI 2017-2021.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- d) En los formatos F-202 y F-203 no se indican los años de fabricación de los transformadores existentes de todas las SET's.

Respuesta:

Se completo y actualizo dichos formatos.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica ha completado la información en la mayoría de subestaciones, sin embargo, faltan algunos datos como los de la SET Andahuaylas y Oropesa.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- e) En relación a los formatos F-202 y F-203, se observa que no está debidamente actualizado con lo aprobado en los Planes de Inversión pasados, por ejemplo, no se evidencia la SET Parque Industrial, tampoco se evidencia el TP 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA de la SET Oropesa y la demanda atendida desde el devanado en 22,9 kV. En ese sentido, ELSE debe considerar que los proyectos aprobados en los Planes de Inversiones anteriores que se encuentren vigentes se deben incluir para efectos del planeamiento.

Respuesta:

Se actualizo el formato, en el caso de Parque Industrial ya se aclaró porque no se incluye.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica ELSE no ha completado la información correspondiente a Parque Industrial.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- f) Se observa que en el formato F-203, para los valores de máxima demanda de potencia no coincidente, se está considerando un Factor de Potencia inconsistente con el señalado en la NORMA TARIFAS, por ejemplo, para la SET Cachimayo ELP, dicho valor resulta de la división del Formato F-120 entre 0,9. Al respecto, ELSE debe revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta:

Se verifico y actualizo con la demanda del Formato 120, dividido entre el factor de potencia 0,95, valor aprobado en el PIT anterior, de usar el factor de potencia obtenido de los registros de medición el valor se eleva y la necesidad de ampliación se hace pronto.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica ELSE ha actualizado el factor de potencia a 0,95.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- g) Respecto a los formatos F-203, se debe explicar cómo se realizó la Redistribución de la Máxima Demanda de las SET's, luego del traslado de carga entre transformadores de la misma SET, rotación de transformadores, puesta en servicios de nuevos transformadores y/o nuevas SET's que resulten necesarias; así como el traspaso de carga entre SET's existentes o hacia las nuevas SET's.

Asimismo, ELSE, solicita nuevas Celdas de Alimentadores para las SET's Suriray y Abancay Nueva, sin embargo, no se puede observar los traslados de carga que conllevaría aprobar dichas Celdas de Alimentador.

Al respecto, ELSE debe validar, sustentar, completar y corregir en donde corresponda.

Respuesta:

En el capítulo 13 se describe los porcentajes de redistribución de las cargas, generando un segundo Archivos de Formatos con las nuevas barras y cargas distribuidas, las cuales se analizan en los formatos F-202 y F-203.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en el formato F-204, no se refleja la necesidad de nuevas celdas en las SETs Suriray y Abancay Nueva.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- h) ELSE en su ESTUDIO solicita 5 nuevas celdas de alimentador (2 Celdas para SET Abancay Nueva, 2 Celdas para SET Suriray y 1 Celda para SET Tintaya), sin sustento, ya que en el formato F-204 no se evidencian estos nuevos alimentadores solicitados, es decir, ELSE no ha incluido la demanda prevista a atender por estas SET's, ni la capacidad por alimentador prevista para dichas SETs y tampoco ha incluido los alimentadores necesarios.

Asimismo, en dicho formato, ELSE presenta el requerimiento de nuevas Celdas de Alimentador, cuando dichas Celdas no están incluidas en el Informe que sustenta el ESTUDIO; por ejemplo, en dicho formato se señala que para el año 2025 para la SET Puerto Maldonado se requiere 1 Celda de Alimentador y para la SET Iberia se requiere una Celda de Alimentador para el año 2026, cuando en el Informe no se solicita dichas Celdas.

Respuesta:

Se actualizo el formato conforme a las observaciones.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha colocado la información referente a Abancay Nueva y Tintaya, sin embargo, no está la SET Suriray ni en el formato F-203, ni F-204.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- i) Se observa que la cantidad de alimentadores existentes presentados en el F-204 no es concordante con los alimentadores existentes que se vienen remunerando en la actualidad. Al respecto, la empresa deberá revisar, y corregir la cantidad de alimentadores existentes al año 2025, donde corresponda.

Respuesta:

Se actualizo el formato conforme al diagrama unifilar donde se detalla los alimentadores.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que han actualizado la cantidad de alimentadores.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- j) Se observa que en el F-204 la demanda planteada para todo el periodo se encuentra como valor, asimismo se evidencia que la demanda va decreciendo para ciertos años e incrementando para otros.

Respuesta:

Se actualizo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que la demanda esta enlazada al formato "F-120CTC".

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- k) ELSE presentó el formato F-209 sin embargo, se ha observado que no están correctamente vinculados, asimismo hace referencia a fuentes externas que no han sido presentadas. Al respecto, a fin de verificar la correcta trazabilidad de los archivos, se requiere que ELSE revise y realice la corrección de dichos archivos y donde corresponda.

Respuesta:

Se actualizo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que algunas celdas siguen vinculadas a fuentes externas que no han sido presentadas por lo que no se puede verificar la trazabilidad.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- l) Asimismo, presenta los formatos F-209 y F-210 con información incompleta e incorrecta. Por ejemplo, en el formato F-209 no se indica la altitud, zona, tipo de tecnología, etc. y en el formato F-210 no se indica el código de línea propuesto por el titular en el lugar adecuado, entre otros.

Respuesta:

Se actualizo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en el formato F-209 sigue sin indicarse la altitud y la zona; y, se ha propuesto el código de línea en el formato F-210.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- m) Se observa que ELSE en su formato F-200, presenta hojas ocultas, las cuales no están correctamente vinculadas y no tienen relación con el ESTUDIO, por ejemplo, la hoja "F-203 Alt 2" y la hoja "F-212".

Respuesta:

Se elimino lo que no corresponde.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que han eliminado las referencias a hojas ocultas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

Al respecto, ELSE debe revisar y corregir donde corresponda.

30. Sobre el diagnóstico de las redes de transmisión

ELSE no ha desarrollado de forma completa el diagnóstico de las redes de transmisión; por ejemplo, no se corrobora el cálculo de las corrientes de cortocircuito de las subestaciones que pertenecen al AD10. Al respecto, se solicita revisar, corregir, ampliar el análisis de cortocircuito y validar los niveles en las SETs de los sistemas eléctricos analizados en el horizonte de 10 años.

Del mismo modo, ELSE debe describir las acciones que realizó para obtener los valores mostrados en su ESTUDIO acerca de la SET Dolorespata e indicar los archivos que sustentan estos valores.

Respuesta:

En el Anexo 6, se adjunta el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

En el Caso de Dolorespata para sustentar el reemplazo de las celdas, se coordino con EGEMSA y sustentan y presentaran dentro de su PIT dicha necesidad.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que en la carpeta “Anexo 6.- Flujo de Carga y Cortocircuito”, ELSE ha enviado los valores de cortocircuito para las subestaciones del AD10. No obstante, de la revisión al archivo pdf no se ha corroborado el valor de corriente de cortocircuito presentado en el apartado 12.2.1 de su ESTUDIO.

Con relación a la SET Dolorespata, se verifica que EGEMSA ha presentado los cálculos de cortocircuito.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

31. Sobre el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT)

- a) ELSE presenta solo simulaciones de flujo del año 2022 y 2029. Al respecto, ELSE debe presentar el Archivo pdf con el diagnóstico del área de demanda, y el análisis del periodo PI 2025-2029. Asimismo, deberá presentar el diagnostico en el periodo de 10 años considerando evaluar las corrientes de cortocircuito en sus instalaciones, los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, entre otros, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

Se actualizo y uniformizo las demandas, en el Anexo 6 se adjunta los diagramas de flujo y cortocircuito de los años analizados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, del archivo pfd presentado por ELSE presenta un solo caso de estudio denominado “2024-2054”, el cual contiene escenarios de operación del año 2024 hasta el año 2054, en el cual no presenta las carpetas correspondientes a los casos de estudio de manera ordenada y que pueda ser trazable. Al respecto no se puede identificar los casos de estudio para el Diagnóstico y el SER con los proyectos requeridos en el ESTUDIO.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

- b) ELSE deberá presentar los casos de estudio, escenarios de operación y variaciones que se incluyen en los archivos pfd de manera ordenada, de tal forma que pueda ser trazable la verificación, por lo cual, se requiere, además, que se encuentren detallados, teniendo en consideración lo indicado en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, si bien ELSE ha actualizado su archivo pfd, se observa que solo existe un único caso de estudio, el cual contiene los escenarios de operación para cada año del año 2024 hasta el año 2054. No obstante, no se puede verificar que escenarios de operación pertenecen al Diagnóstico y el SER del Sistema Eléctrico. Asimismo, se evidencia que la información de los casos de estudio, escenarios de operación y variaciones presentes en el archivo pfd no mantienen orden ni relación entre los mismos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- c) Los diagramas unifilares del archivo. pfd no guardan relación con las instalaciones existentes y aprobadas; por ejemplo, en dicho archivo. pfd se presenta un transformador de 33/22,9/10 kV de 3,5/2/1,5 MVA para la SET Oropeza, cuando actualmente se cuenta con un transformador de 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA en dicha subestación. Asimismo, tampoco se encuentra simulada la SET Parque Industrial.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, si bien ELSE ha actualizado su archivo pfd, se observa que no se encuentra modelado la SET Parque Industrial aprobada en el Plan de Inversiones 2017-2021. Asimismo, se continúa identificando inconsistencia en el modelamiento de los elementos del Sistema, como es el caso de la SET Oropeza donde para todos los años se presenta un transformador de 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA, cuando actualmente se cuenta con un transformador de 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- d) La información consignada en el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT) no guarda relación con proyectos propuestos por ELSE. Por ejemplo, en el ESTUDIO solicita un TP 220/22,9 kV de 15 MVA en SET Tintaya, sin embargo, en el archivo pfd. No modela dicho transformador. Al respecto, la empresa debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.

Análisis de Osinerghmin:

Al respecto, se verifica que, si bien ELSE ha actualizado su archivo pfd donde coloca una variación del TP 220/22,9 kV de 15 MVA en SET Tintaya, se observa que, esta variación no está ligada a ningún caso de estudio, por lo que, no se puede trazar el año en que se activa en el archivo pfd. Asimismo, dicha variación tiene una Etapa de Expansión de fecha: 30/12/1969.

Conclusión:

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- e) El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Dolorespata y Quencoro 10 kV y 23 kV (año 2029) se consigna una demanda de 47,2 MW, 26,2 MW y 0 MW, respectivamente, mientras que, en el archivo pfd. Se consigna una demanda de 56,69117, 31,82179 MW y 0,01 MW (año 2029).

OSINERGHMIN				
RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SISTEMA (MW)				
AREA DE DEMANDA:		10		
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (kV)	2029
Cusco	DOLORESPATA	DOLOR012	11.5	47.2
Cusco	QUENCORO	QUENC011	10.5	26.2
Cusco	QUENCORO	QUENC033	33	0.0

Figura 1: Formato F-121 del archivo “PU-MPI_F-100-AD10-2022_final.xlsx”

Study Cases				
31/12/1969 19:00:00		Name	Grid	Act.Pow. MW
RED INICIAL 2022				React.Pow. Mvar
Modif				
2029				
		l0d_dolor012	Area Sur Este	56.69117
		l0d_quenc011	Area Sur Este	31.82179
		l0d_quenc033	Area Sur Este	0.01004

Figura 2: Demanda en las SETs Dolorespata y Quencoro en el año 2029 modelado en archivo pfd. Presentado por ELSE

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, si bien ELSE ha actualizado su archivo pfd, se observa que, no guarda correspondencia con los demás archivos presentados en la PROPUESTA FINAL, por ejemplo, según el F-121 de su archivo "03_F100-AD10-2022 - Con Traslado de Carga.xlsx", la demanda en 10 kV para la SET Dolorespata es de 43,66 MW, sin embargo, en su archivo pfd, la demanda es de 37,01521 MW.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- f) ELSE no presenta el formato F-212 con los diagramas de flujos de potencia de los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 correspondientes a la alternativa seleccionada, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin:

Al respecto, se verifica que, ELSE ha presentado los diagramas de flujo, sin embargo, se observa que con la alternativa seleccionada por ELSE, la red mantiene problemas de subtensión y sobrecarga.

Conclusión:

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

Al respecto, se solicita que ELSE revise y realice la corrección del archivo de flujo de potencia, verificando que el mismo guarde relación con el informe, formatos y anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO.

Respuesta:

Se actualizo y uniformizo las demandas, en el Anexo 6 se adjunta los diagramas de flujo y cortocircuito de los años analizados.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, si bien, ELSE ha presentado su archivo pfd actualizado, se observa que, se siguen presentando inconsistencias. Adicionalmente, se observa que ELSE ha presentado el formato F-200 incompleto, sin el formato F-212.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

32. Sobre el criterio de N-1 para las líneas de transmisión

ELSE no ha presentado los resultados de las simulaciones por criterio de N-1 para las líneas de transmisión. Al respecto, es necesario se realice dicho análisis a fin de descartar la necesidad de redundancia bajo el criterio N-1 en los sistemas eléctricos que atienden una demanda superior a 30 MW, en cumplimiento del numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta:

Se descarto este requerimiento y se está coordinando con el COES para su inclusión como un ITC en su Plan de Transmisión.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que el COES está considerando en el Plan de Transmisión 2025-2034 la Línea en 138 KV San Gabán II - Mazuko - Puerto Maldonado, como proyecto vinculante.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO CUSCO**33. Sobre la SET Dolorespata**

- a) Respecto al reemplazo del actual TP 138/10 kV de 12,2 MVA por un TP 138/10 kV de 30 MVA, se requiere que ELSE considere el proyecto de la nueva SET Parque Industrial en los Formatos F-200, ya que dicho proyecto fue aprobado en el PI 2017-2021 (y cuya aprobación continua vigente e inalterable, bajo la normativa vigente), con la finalidad de aliviar la sobrecarga en la SET Quencoro, y el problema de congestión de las redes de MT de la ciudad de Cusco, asimismo, en el PI 17-21, se previó que se traslade el 30% de la carga de la SET Dolorespata 10 kV hacia la SET Parque Industrial. Por lo que, se requiere que ELSE mantenga dicho traslado en los formatos F-200.

Adicionalmente, con relación a la aprobación del proyecto SET Parque Industrial, cabe precisar que ELSE inicio un proceso contencioso administrativo, con la finalidad de que el mismo, sea retirado; sin embargo, hasta que no se resuelva dicho proceso judicial se debe seguir considerando al mencionado proyecto para efectos de realizar el planeamiento. Sin perjuicio de ello ELSE deberá presentar (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.

En ese sentido, ELSE debe revisar y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

En el ítem 13.1 del informe se explica por qué ya no se incluye la Set Parque Industrial y en el Anexo 3 se muestra los documentos de judicialización.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no se ha cumplido con incluir la SET Parque Industrial en los archivos F-200.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- b) Asimismo, en los Formatos F-200, se puede observar que, se está utilizando información que no guarda relación con el formato F-100 presentado en el ESTUDIO; por ejemplo, para el año 2025 la demanda en SET Dolorespata es igual a 50,60 MW (Información utilizada en los formatos F-202 y F-203)

OSINERGMIN

RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA POTENCIA NO COINCIDENTE (MW)

ÁREA DE DEMANDA: 10																					
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (KV)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
LINEAS	DOLORESPATA	DOLORES12	11.50	48.59	50.60	52.56	54.52	56.64	58.78	60.97	63.23	65.56	67.98	70.48	73.05	75.68	78.36	81.09	83.96	86.92	89
AREA		TOTAL AT		292.5	292.2	292	291.8	291.5	291.2	290.9	290.6	290.3	290	289.7	289.4	289.1	288.8	288.5	288.2	287.9	287.6
		TOTAL MT		201.5	215.3	224	233	243	252	262	272	283	294	305	317	329	343	354	367	381	
		TOTAL		808.0	827.9	817	849	871.8	898	928	958	989	1021	1053	1085	1117	1150	1183	1216	1249	1282

F-120 Final

F-121 Final

F-202

F-203

F-204

+

Figura 3: Hoja F-120 Final del archivo “PI_F-200_SER_AD10- 2023_final.xlsx”

Sin embargo, la demanda del Formato F-100 archivo F-120(SET) es de 45,2 MW, tal como se muestra a continuación:

OSINERGMIN

RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA POTENCIA NO COINCIDENTE (MW)

ÁREA DE DEMANDA:																											
10																											
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN																		POTENCIA (MW)						
			(KV)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040							
AREA	DOLORES(PASA)	DOLORESL	11.5	43.4	45.2	47.0	48.8	50.7	52.7	54.7	56.8	58.9	61.0	63.1	65.2	67.3	69.4	71.5	73.6	75.7	77.8						
				TOTAL AT	418.6	423.8	429.0	434.2	439.4	444.6	449.8	455.0	460.2	465.4	470.6	475.8	481.0	486.2	491.4	496.6	501.8	507.0	512.2				
				TOTAL MT	8.1	14.2	14.2	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4			
				TOTAL	426.7	438.0	443.2	451.6	456.8	462.0	467.2	472.4	477.6	482.8	488.0	493.2	498.4	503.6	508.8	514.0	519.2	524.4	529.6	534.8			

(1) Se debe colocar la sumatoria de los valores consignados en los Formatos F-109 y F-116.

(2) TC corresponde al área de crecimiento proyectado (Véase el formato F-109).

(3) ET de MT corresponde al área externa al de consumo de la Estación de subest. Se consignará según el valor proyectado.

F-109

F-110

F-110 (SET)

F-111

F-112

F-113

F-114

F-115

F-116

F-116 (SET)

F-117

F-118

F-119

F-120

F-120 (SET)

F-121

F-122

Figura 4: Hoja F-120(SET) del archivo “PU-MPI_F-100-AD10- 2022_final.xlsx”

Al respecto, ELSE debe revisar y completar la información faltante. Asimismo, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:
Se actualizo.

Análisis de Osinerghmin

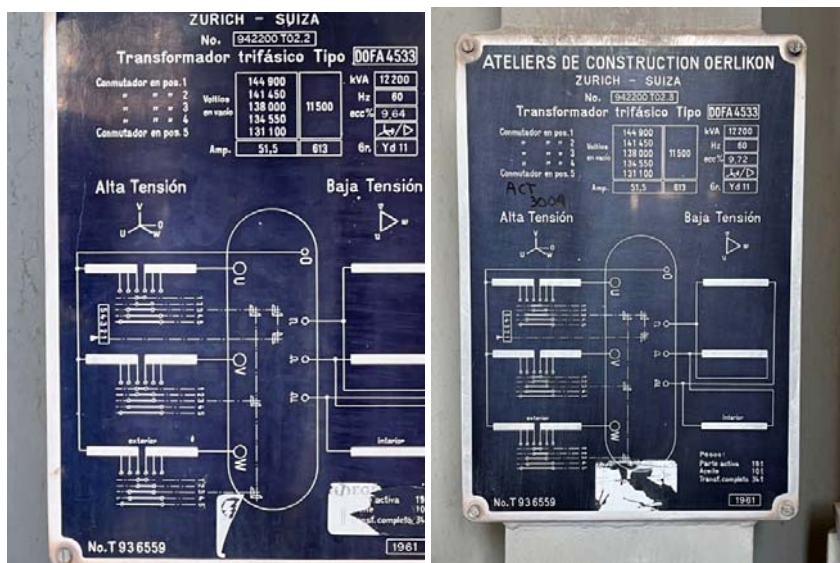
Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se mantiene la misma inconsistencia entre los formatos F-120 y F-202 F-203.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- c) Con relación a las potencias de los transformadores de la SET Dolorespata, se debe verificar las potencias consideradas en el ESTUDIO en especial la potencia ONAF de los transformadores. Debido a que ELSE presenta un transformador con una potencia de 12,2 MVA cuando en los datos de placa se tiene 15,2 MVA (ONAF).

Respuesta:
Se adjunta foto de las placas donde se muestra la potencia ONAN.



Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, ELSE no ha considerado la potencia ONAF 15,25 MVA del transformador ABB de la SET Dolorespata.



Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

- d) Respecto al reemplazo de las Celdas de la SET Dolorespata, ELSE propone equipamiento de tipo encapsulado sin presentar en su ESTUDIO el sustento necesario. Adicionalmente, ELSE, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, registro de fallas, informes de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.

Al respecto, ELSE debe presentar documentación que justifique técnica y económicamente su pedido.

Respuesta:

Se retiro del PIT de ELSE.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha retirado el pedido del PIT 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- e) Adicionalmente, considerando que ELSE está presentando una propuesta de inversiones referidas a instalaciones de propiedad de EGEMSA, ELSE debe presentar las coordinaciones realizadas con EGEMSA en las cuales dicha empresa acepta la realización de las modificaciones a su infraestructura y la asignación de los costos que demande dichas inversiones a ELSE. Asimismo, ELSE debe presentar el esquema final resultante luego de la renovación solicitada y considerar para tal efecto, la propuesta de renovación de EGEMSA.

Respuesta:

Se coordino con EGEMSA para que como titulares del equipo sustenten y soliciten el reemplazo.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha retirado el pedido del PIT 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

- f) Asimismo, se deberá indicar la relación de los Elementos que serán dados de Baja producto del planeamiento de su ESTUDIO.

Respuesta:

En las conclusiones del Documento se muestra el cuadro de las instalaciones a dar de baja.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha incluido la lista de los Elementos que serán dado de Baja.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

34. Sobre la SET Quencoro

Respecto a la solicitud de 3 Nuevas Celdas TP (en 138, 33 y 10 kV), se debe señalar que en el PI 2021-2025 se aprobó un nuevo TP 138/33 kV de 25 MVA para la SET Quencoro y se señaló que se utilizarían las Celdas en 138 kV y 33 kV existentes. Al respecto, ELSE debe tener en cuenta estos aspectos y sustentar la necesidad de nuevas Celdas en la SET Quencoro (Fotos de placa, registro de fallas, sustento en caso de insuficiencia de capacidad por corriente, vista de planta de la SET existente donde se detalle la disposición de equipos, entre otros).

Asimismo, como parte de dicha propuesta, se deberá indicar la relación de los Elementos que serán dados de Baja producto del planeamiento de su ESTUDIO.

Respuesta:

En el ítem 13.1.2 del informe se sustenta la necesidad de las celdas, puesto que ELSE ya tiene aprobado la adquisición del transformador 138/33 kV sin embargo están coordinando para la adquisición de un trafo de 138/33/10, el cual va permitir atender parte de la carga de Dolorespata, descongestionando dicha subestación.

Adicionalmente, considerando que ELSE está presentando una propuesta de inversiones referidas a instalaciones de propiedad de Red de Energía del Perú S.A. (ISA REP), ELSE deberá realizar coordinaciones con ISA REP con el objetivo de sustentar dicha solicitud y proponer la responsabilidad de la inversión, en caso corresponda.

Respuesta:

Es una implementación de un nuevo transformador que será instalada en un terreno colindante a la SET ISA, usara el terreno de Seda Cusco.

Por último, ELSE, propone una Celda TP 10 kV de la SET Quencoro, sin embargo, según lo aprobado en el PI 21-25, no se requeriría una Celda en dicho nivel de tensión, ya que, el transformador aprobado no presenta un devanado en 10 kV. Sin perjuicio de lo mencionado, ELSE debe presentar documentación sustentatoria que justifique técnica y económicamente el tipo de Elemento.

Respuesta:

Se requiere para atender la carga trasladada de Dolorespata.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL, se precisa que los proyectos aprobados en los planes de inversión son de cumplimiento obligatorio, en el caso del PI 2021-2025 el transformador aprobado para la SET Quencoro es de 138/33 kV de 25 MVA, razón por la que no corresponde considerar un devanado de 10 kV, ni tampoco una celda en 10 kV. Adicionalmente, ELSE debe realizar todas las gestiones necesarias para el cumplimiento del proyecto Parque Industrial.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO VALLE SAGRADO 1, 3 Y SER CACHIMAYO VALLE SAGRADO 1, 3

35. Sobre la SET Cachimayo (Propiedad EGEMSA)

- a) ELSE, menciona que habrá sobrecarga en el devanado de 60 kV del TP 138/60/22,9 kV de 20 MVA debido a la puesta en servicio del Aeropuerto Chincheros.

Al respecto, ELSE debe adjuntar los sustentos que demuestren que se está cumpliendo con los avances de la puesta en servicio del mencionado aeropuerto y que entrará en servicio en la fecha indicada en el ESTUDIO.

Respuesta:

SE adjunto las cartas emitidas por el MTC.

- b) ELSE para la SET Cachimayo ELP propone reemplazar el actual TP 138/33/10 kV de 6/6/3 MVA por el transformador de 138/10 kV de 12,2 MVA de SET Dolorespata. Al respecto, se observa que, según el formato F-200 (Hoja F-202) presentado, no se observan sobrecargas durante el periodo del PI 2025-2029, tal como se aprecia en la Figura 5, en ese sentido, ELSE debe revisar y corregir donde corresponda.

OSINERGMIN					F-202																	
IDENTIFICACIÓN DE LAS SET s EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO																						
ÁREA DE DEMANDA		10																				
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)																
			LADO	kV		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037			
SET MATATAMT CACHIMAYO ELP	TP 138/33/10 kV - 6/3/3 MVA	MAX DEM (1)	HV	138		2.38	2.49	2.60	2.70	2.82	2.93	3.05	3.18	3.30	3.43	3.57	3.70	3.85				
		MAX DEM (1)	MV	33																		
		MAX DEM (1)	LV	10		2.38	2.49	2.60	2.70	2.82	2.93	3.05	3.18	3.30	3.43	3.57	3.70	3.85				
		POT INST (MVA)	HV	138		6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00			
		POT INST (MVA)	MV	33		3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00			
		POT INST (MVA)	LV	10		3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00		
		FACTOR DE USO	HV	138		0.40	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59	0.62	0.64				
		FACTOR DE USO	MV	33																		
		FACTOR DE USO	LV	10		0.79	0.83	0.87	0.90	0.94	0.98	1.02	1.06	1.10	1.14	1.18	1.23	1.28				
		SET ATMT HUARO	TP 33/22.9/10 kV - 6/4/3 MVA	MAX DEM (1)	HV	33		2.70	2.80	2.92	3.04	3.17	3.30	3.43	3.57	3.71	3.86	4.01	4.17	4.33		
MAX DEM (1)	MV			22.9		1.28	1.33	1.39	1.45	1.51	1.57	1.64	1.70	1.77	1.84	1.91	1.98	2.06				
MAX DEM (1)	LV			10		1.41	1.47	1.53	1.59	1.66	1.73	1.80	1.87	1.94	2.02	2.10	2.18	2.27				
POT INST (MVA)	HV			33		6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00			
POT INST (MVA)	MV			22.9		4.00	4.00															
POT INST (MVA)	LV			10		3.00	3.00															
POT INST (MVA)	HV			33	2019	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00			
POT INST (MVA)	MV			22.9		4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00			
POT INST (MVA)	LV			10		3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00		
Valle Sagrado 2 y SER Owensco Valle Sagrado 2																						

Figura 5: Formato F-202 del archivo "PI_F-200_SER_AD10- 2023_final.xlsx" donde se evidencia sobrecarga del TP Cachimayo ELP en el año 2030

Sin perjuicio de lo mencionado, en el PI 21-25 se dispuso el traslado de carga de un 30% del devanado de 10 kV al devanado de 23 kV del TP 138/60/22,9 kV de 20 MVA en SET Cachimayo, en ese sentido y acorde al Artículo N° 37 de la NORMA TARIFAS se requiere que ELSE considere y evalúe el traslado de carga entre transformadores de la misma SET.

Respuesta:

A la actualidad no se realizó el traslado de cargas, pero se propone para este periodo.

En cuanto al transformador, con la puesta en operación del nuevo aeropuerto, se propone reemplazar el transformador por uno de mayor capacidad, el mismo que va albergar carga en 22,9 kV de la barra de 10 kV del otro transformador, eso se explica en el documento.

- c) Por otro lado, respecto a la propuesta de ELSE, se debe especificar el destino de los TP's existentes (darse de Baja, Rotación, entre otros) que se proponen reemplazar.

Respuesta:

Ya no se propone cambios en Dolorespata.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que,

- Se han alcanzado los documentos del MTC.
- Se ha retirado el proyecto referido a la SET Cachimayo ELP.
- ELSE está dando de baja al Transformador de Potencia 138/60/22,9 de 20/20/9 MVA de propiedad de EGEMSA, sin presentar ningún documento de las coordinaciones realizadas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

36. Sobre el cambio de conductor de la LT 33 kV Quencoro – Huaró

En el ESTUDIO se solicita cambiar el conductor de 50 mm² por 120 mm² de la LT 33 kV Quencoro – Huaró, sin evaluar la utilización del conductor existente o justificar técnica y económicamente el motivo de su reemplazo. Al respecto, ELSE debe presentar el sustento para realizar el cambio del conductor de la LT 33 kV Quencoro – Huaró, ya sea por problemas de caída de tensión, falta de capacidad de transmisión, entre otros. Asimismo, se requiere que ELSE presente el formato F-207 relacionado a la selección de la sección óptima del conductor.

En ese sentido, se requiere que ELSE remita un informe que justifique técnica y económicamente el reemplazo de dicho conductor.

Respuesta:

Se retiro del PIT.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que el proyecto de cambio de conductor de la LT 33kV Quencoro - Huaró ha sido retirado del PIT 2025-2029,

No obstante, se observa que en la SET Huaró se presentarán caídas de tensión por debajo de 0,95 a partir del año 2029, con lo cual, se verifica la necesidad de ampliar la sección del conductor de la LT 33 kV Quencoro – Derv. Oropeza (L-3302). En ese sentido, se requiere incrementar la sección de 50 mm² a 120 mm².

Se debe mencionar que, la longitud del tramo que se requiere cambiar es de 11,44 km, lo que incrementará la capacidad de transmisión y a su vez, mejorará los perfiles de tensión aguas abajo. Por lo tanto, se considera pertinente aprobar el cambio de sección de conductor a 120 mm² en una longitud de 11,44 km.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

37. Sobre la SET Pisac

En el numeral 13.2.2 del INFORME se indica que de acuerdo al diagnóstico realizado de las instalaciones los resultados de las diversas pruebas realizadas al transformador, seccionadores e interruptores arrojan valores aceptables, adicionalmente se indica que

no hay requerimiento de ampliación de capacidad de transformación.

Sin embargo, se presenta como parte del plan de inversiones el cambio del transformador y de las tres celdas de transformación por antigüedad, lo cual no es congruente.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante con los datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se adjunta los informes de Mantenimiento, protocolo de pruebas eléctricas, pruebas de aceite y registro fotográfico como sustento.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, si bien ELSE ha remitido mayor información, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, los resultados de las pruebas del transformador y celdas indican que están operativos y en valores normales.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO VALLE SAGRADO 2 Y SER QUENCORO VALLE SAGRADO 2

38. Sobre la SET Oropeza

En su ESTUDIO, ELSE solicita reemplazar el TP existente de 33/22,9/10 kV y 4/2/2 MVA de SET Oropeza por un TP 33/22,9/10 kV de 10 MVA. Al respecto, se debe mencionar que en el PI 17-21 se aprobó para la SET Oropeza una Celda de Alimentador en 22,9 kV, así como el reparto de carga entre los devanados de 22,9 kV y 10 kV. Sin embargo, en el Formato F-202 no se aprecia dicho reparto de cargas (Ver Figura 6), tampoco se aprecia el TP 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA que se rotó de SET Huaro a SET Oropeza.

OSINERGMIN					F-202															
IDENTIFICACIÓN DE LAS SET's EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO																				
ÁREA DE DEMANDA 10																				
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)														
			LADO	KV		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	10	10	10	10
Sicuari, Chumbivicos, Combapata, Sicuari Rural y SER Combapata - Sicuari Rural	SET AT/MT OROPEZA TP 33/10 KV - 2.5 MVA	MAX DEM (1)	LV	10		2.13	2.22	2.31	2.41	2.51	2.61	2.72	2.83	2.94	3.05	3.17	3.30	3.42		
		POT. INST. (MVA)	LV	10	1993	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	
		FACTOR DE USO	LV	10		0.85	0.89	0.92	0.96	1.00	1.04	1.09	1.13	1.18	1.22	1.27	1.32	1.37	1.37	
	SET AT/MT SICUANI TP 60/22.5-10.5 KV - 18/12/12 MVA	MAX DEM (1)	LV	10.5		5.32	5.50	5.72	5.96	6.20	6.44	6.70	6.96	7.23	7.50	7.79	8.08	8.39		
		POT. INST. (MVA)	LV	10.5	1990	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	
		FACTOR DE USO	LV	10.5		0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58	0.60	0.63	0.65	0.67	0.70	0.70	
	SET MATIAT/MT COMBAPATA TP 138/66/24 KV - 15/7/8 MVA	MAX DEM (1)	HV	138		2.79	2.88	3.00	3.13	3.26	3.40	3.53	3.68	3.82	3.97	4.13	4.29	4.45		
		MAX DEM (1)	MV	66																
		MAX DEM (1)	LV	24		2.79	2.88	3.00	3.13	3.26	3.40	3.53	3.68	3.82	3.97	4.13	4.29	4.45	4.45	
		POT. INST. (MVA)	HV	138		15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	
		POT. INST. (MVA)	MV	66	1985	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	
		POT. INST. (MVA)	LV	24		8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	
		FACTOR DE USO	HV	138		0.19	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.25	0.26	0.28	0.29	0.30	0.30	
		FACTOR DE USO	MV	66																
		FACTOR DE USO	LV	24		0.35	0.36	0.38	0.39	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.56	
	SET AT/MT LLUSCO	MAX DEM (1)	HV	60		1.94	2.00	2.09	2.18	2.27	2.36	2.46	2.55	2.66	2.76	2.87	2.98	3.09	3.09	
		MAX DEM (1)	MV	23		1.94	2.00	2.09	2.18	2.27	2.36	2.46	2.55	2.66	2.76	2.87	2.98	3.09	3.09	
		MAX DEM (1)	LV	10																
	>	F-120.final	F-121.final	F-202	F-203	F-204	+													

Figura 6: Formato F-202 del archivo “PI_F-200_SER_AD10- 2023_final.xlsx” donde se evidencia que no se ha considerado el TP 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA en SET Oropeza

Respuesta:
A la fecha no se realizó el traslado de carga.

Análisis de Osinergmin
Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no se ha cumplido con el reparto de carga.

Conclusión
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

Por otro lado, en el formato F-300 se presenta valores diferentes a los planteados en su propuesta; ya que en dicho formato se valoriza como un TP 60/22,9/10 kV, mientras que en su propuesta solicita un TP de 33/22,9/10 kV.

Respuesta:
Se actualizo

Análisis de Osinergmin
Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha actualizado la valorización del formato F-300.

Conclusión
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

Adicionalmente, de acuerdo al numeral 13.3.2 del INFORME se indica que de acuerdo al diagnóstico de las instalaciones los resultados de las diversas pruebas realizadas al transformador, seccionadores e interruptores arrojan valores aceptables.

Asimismo, se requiere que ELSE presente el formato F-201 relacionado a la selección de capacidad óptima de SET's urbanas.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se verifico y completo según corresponda.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, todos los Elementos de la SET Oropeza se encuentran funcionando correctamente y con valores de pruebas aceptables. El formato F-201 ha sido presentado.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO ABANCAY, ANDAHUAYLAS, CHACAPUENTE, CHUQUIBAMBILLA Y SER CACHIMAYO ABANCAY – ANDAHUAYLAS**39. Sobre la SET Tamburco**

- a) ELSE en su ESTUDIO menciona que para el 2025, habrá sobrecarga en el devanado de 13,2 kV del TP 138/60/13,2 kV de 50/35/15 MVA en la SET Tamburco, por lo cual propone implementar un nuevo TP de 50/20/30 MVA en paralelo y Celdas de Transformador en 138, 60 y 13,2 kV, al respecto, se requiere que ELSE evalúe otras alternativas como: traslados de carga entre subestaciones adyacentes o rotación de transformadores.

Para tal efecto, se requiere que ELSE evalúe utilizar el TP 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA que propone reemplazar de SET Cachimayo según su ESTUDIO. Asimismo, se sugiere evaluar realizar traslados de carga a SET Abancay Nueva. Esto con la finalidad de optimizar el equipamiento existente.

- b) ELSE en el numeral 13.5.5 del INFORME propone la implementación de dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV para la SET Abancay Nueva para descongestionar la SET Tamburco; sin embargo, no se evidencia que se haya considerado para el análisis y evaluación sobre el impacto que tendría dicho proyecto para la descongestión del devanado de 10 kV de la SET Tamburco.

Al respecto, ELSE, debe evaluar y analizar ambos proyectos solicitados en sus formatos F-200 (F-202 y F-203), considerando los traslados de carga entre SET's existentes tal como se menciona en el Artículo N° 37 de la NORMA TARIFAS y teniendo en cuenta una solución integral a mínimo costo. Asimismo, con motivo de verificar los traslados de carga y las cargas a atenderse desde SET Abancay Nueva, se requiere que ELSE presente el sustento necesario para su evaluación, tales como: archivos kmz con identificación de redes, ubicación de las cargas a atender desde las SET's, entre otros.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

En el ítem 13.5.1 y 13.5.2 se actualizo y se describe detalladamente la necesidad de implementar celdas en Abancay Nueva, el cual permitirá descongestionar Tamburco.

Se adjunta archivos kmz.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, el transformador de la SET Tamburco no presenta sobrecarga en el periodo 2025-2029 debido al ingreso de la línea de transmisión en 138kV desde la SET Abancay Nueva hasta la SET Andahuaylas y lo que se pretende es mejorar su F.U.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

40. Sobre la SET Abancay Nueva

- a) ELSE en su ESTUDIO propone implementar dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV para atender la demanda aledaña a la SET y descongestionar la SET Tamburco. Al respecto, dichas Celdas no se identifican en el formato F-204. En ese sentido, ELSE deberá sustentar, aclarar y/o corregir la omisión.

Respuesta:

En el ítem 13.5.1 y 13.5.2 se actualizo y se describe detalladamente la necesidad de implementar celdas en Abancay Nueva, el cual permitirá descongestionar Tamburco.

Se adjunta archivos kmz.

- b) Asimismo, ELSE menciona que la solicitud de dichas Celdas es para la atención de demanda aledaña a la SET y para descongestionar la SET Tamburco, sin embargo, sustenta este pedido por confiabilidad. En ese sentido, ELSE deberá aclarar y precisar si dicho proyecto está enmarcado en los criterios de confiabilidad o por el criterio de aumento de demanda.

Respuesta:

En el ítem 13.5.1 y 13.5.2 se actualizo y se describe detalladamente la necesidad de implementar celdas en Abancay Nueva, el cual permitirá descongestionar Tamburco.

- c) ELSE no efectúa la transferencia de la demanda de la SET Tamburco a la SET Abancay Nueva en los F-203 y F-121, que permitan confirmar la demanda que se transfiere, la cual, según su propuesta, será atendida por los dos alimentadores solicitados.

Respuesta:

En el ítem 13.5.1 y 13.5.2 se actualizo y se describe detalladamente la necesidad de implementar celdas en Abancay Nueva, el cual permitirá descongestionar Tamburco.

- d) Por otro lado, la SET Abancay Nueva es de titularidad de REP, en ese sentido, se requieren sus comentarios en relación a la propuesta de ELSE, así como la información de la situación actual en relación al suministro de dicha zona y si se está abasteciendo toda la demanda requerida.

Respuesta:

En el ítem 13.5.1 y 13.5.2 se actualizo y se describe detalladamente la necesidad de implementar celdas en Abancay Nueva, el cual permitirá descongestionar Tamburco.

Actualmente el devanado de la Set Abancay Nueva se encuentra ociosa.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, en los formatos F-202 y F-203, sigue apareciendo la SET Tamburco con un F.U mayor a 1 y en el formato F-204 solo aparece una celda en lugar de las dos celdas solicitadas, razón por la que no se aprecia la mejora propuesta. Adicionalmente, ELSE no ha tomado en cuenta en sus formatos el ingreso de la línea de transmisión en 138 kV desde la SET Abancay Nueva hasta la SET Andahuaylas, aprobado en el Plan de Transmisión 2023-2032 para el año 2026.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

41. Sobre la SET Andahuaylas

ELSE en el numeral 13.5.2 de su INFORME, no presenta un diagnóstico de las instalaciones de la SET Andahuaylas, solo señala que el equipamiento electromecánico del patio de llaves cuenta con plan de mantenimiento anual, el cual permite identificar posibles anomalías y garantizar la operatividad de los mismos y que no se requiere ampliación de la capacidad de transformación.

Sin embargo, se presenta como parte del plan de inversiones el cambio de las tres celdas de transformación por antigüedad, lo cual no es congruente.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante con los datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros. Además, en caso corresponda, se debe corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se adjunta los informes de Mantenimiento, protocolo de pruebas eléctricas, pruebas de aceite y registro fotográfico como sustento.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, presentó los informes técnicos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de noviembre y diciembre 2020 y el protocolo de pruebas del equipamiento electromecánico del año 2020 de las 3 celdas, entre otros documentos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

42. Sobre la SET Chuquibambilla

ELSE, en el numeral 13.5.4 del INFORME, señala que de acuerdo al diagnóstico de las instalaciones los resultados de las diversas pruebas realizadas al transformador, seccionadores e interruptores arrojan valores aceptables, adicionalmente se indica que no hay requerimiento de ampliación de capacidad de transformación.

Sin embargo, se presenta como parte del plan de inversiones el cambio del transformador y de las tres celdas de transformación por antigüedad, lo cual no es congruente.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante con los datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros. Además, en caso corresponda, se debe corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se adjunta los informes de Mantenimiento, protocolo de pruebas eléctricas, pruebas de aceite y registro fotográfico como sustento.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha adjuntado los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2020 solo para las celdas en 60 kV y 22,9 kV y el análisis de aceite del transformador del 2021.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

43. Sobre la SET Chacapunte

- a) ELSE señala en el numeral 13.5.3 de su INFORME que, como resultado del diagnóstico de las instalaciones se recomienda reemplazar el transformador y las celdas de transformación que, por su antigüedad, vienen presentando fallas, incrementando el riesgo de fallas y cortes en el suministro. La información alcanzada por ELSE no sustenta la necesidad de renovación de los elementos solicitados, como, por ejemplo, en el informe técnico de mantenimiento relacionado al interruptor, se señala que, ante un descenso en la pureza y la calidad de gas se recomienda programar el cambio de gas.

Al respecto, se requiere que ELSE revise su solicitud y evalúe realizar las acciones correctivas indicadas en los Informes y complete su información en caso corresponda.

- b) Asimismo, respecto a su solicitud del reemplazo del actual TP 60/22,9/10 kV de 7 MVA por uno de TP 60/22,9/10 kV de 10 MVA, se observa en el formato F-202 presentado que su carga proyectada al 2029 es de 1,49 MVA. Por lo que se requiere que ELSE revise y sustente la ampliación de capacidad solicitada.

Respuesta:

Se adjunta los informes de Mantenimiento, protocolo de pruebas eléctricas, pruebas de aceite y registro fotográfico como sustento.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, presentó los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2022 de las celdas en 60 kV y 22,9 kV, análisis de aceite del transformador del 2021, entre otros documentos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO LA CONVENCION, MACHUPICCHU Y LA CONVENCION RURAL**44. Sobre la LT 138 kV Suriray – Uripata**

- a) ELSE en su ESTUDIO menciona que, para el año 2032, la demanda en el devanado de 60 kV de la SET Machupicchu supera su capacidad instalada, sin embargo, mencionan que, agregar un TP en paralelo no garantizará la calidad del suministro de la demanda de la Convención. Por lo que solicitan una LT 138 kV SET Suriray – SET Uripata por confiabilidad en el suministro debido a continuas fallas que afectan la calidad, sin embargo, en su formato F-305 valorizan un TP 138/60/10 kV de 25 MVA tanto para SET Uripata como para SET Machupicchu, lo cual difiere de lo mencionado en su INFORME. Al respecto, ELSE deberá aclarar, corregir y precisar si dicho proyecto está enmarcado en los criterios de confiabilidad y seguridad o por el criterio de aumento de demanda.
- b) ELSE en su Propuesta solicita una Celda de Línea en 138 kV para la SET Suriray, sin embargo, debe tener en cuenta que, la SET Uripata no cuenta con instalaciones en 138 kV y para dicha SET solo solicita Celdas de Transformador (138, 60 y 22,9 kV) por lo que, deberá validar y confirmar su requerimiento, dado que, por la configuración planteada se requiere de una Celda de Línea en 138 kV o una Celda de Línea – Transformador 138 kV. En ese sentido, se requiere que ELSE verifique y corrija donde corresponda.
- c) Dado que el Cuadro N° 13.26 Costo de Inversión de LT 138 kV SET Suriray – SET Uripata, se encuentra dentro del numeral 13.6. SET Machupicchu del INFORME, se puede entender que todas las inversiones de dicho cuadro están referidas a dicha SET, por lo que se requiere añadir en que SET se van a ubicar los ELEMENTOS propuestos.
- d) ELSE no ha presentado información técnica y económica que justifiquen las características de línea, tales como: el trazo de la ruta de la LT propuesta que pueda validar la distancia de la línea y la posibilidad de su ejecución, los cálculos que justifiquen la sección del conductor en una proyección de la demanda en el tiempo, entre otros.
- e) ELSE no realiza una evaluación técnica y económica de alternativas para este proyecto con la finalidad de obtener la solución de mínimo costo, en ese sentido ELSE en cumplimiento de la NORMA TARIFAS, debe plantear alternativas excluyentes entre sí, técnicamente viables.
- f) Finalmente, se ha observado que ELSE mediante Informe Técnico denominado “PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE ELSE PARA LAS ITC DE LA CONVENCION Y PUERTO MALDONADO” ha solicitado a COES la evaluación de

la presente propuesta para ser incluida como ITC. Por lo que, se requiere se informe el estado de dicha solicitud. Cabe señalar que, de las reuniones sostenidas con el COES, dicho comité ha señalado que viene contemplando la posibilidad de proponer proyectos ITC para dichas zonas.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se actualizó el informe, en el ítem 13.6 se detalla el requerimiento, los formatos se actualizaron conforme al nuevo planteamiento.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no se han presentado una evaluación técnica y económica de alternativas que sean excluyentes.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

45. Sobre la SET Chahuares

- a) ELSE solicita el cambio de su actual TP 60/22,9/10 kV de 9/9,5 MVA por uno de 15 MVA y Celdas de TP en 60 y 22,9 kV, según se señala en el numeral 13.6.4 del INFORME como resultado de su diagnóstico de las instalaciones se recomienda reemplazar el transformador y las celdas de transformación que, por su antigüedad, vienen presentando fallas, incrementando el riesgo de fallas y cortes en el suministro. La información alcanzada por ELSE no sustenta la necesidad de renovación de los elementos solicitados, ya que, en el informe técnico del análisis de aceite se da como conclusión que la condición operativa es ESTABLE, adicionalmente se dan recomendaciones para evitar el ingreso de humedad al interior del transformador.
- b) Con relación al Informe Técnico de pruebas y mantenimiento de los equipos de patio de la SET Chahuares, en el numeral 14 interpretación, explicación y análisis de resultados, se señala que las pruebas de los interruptores y seccionadores tienen valores aceptables, sin embargo, en el caso del transformador de potencia en el Informe “” indica que se tiene problemas con el conmutador dado el estado crítico del mismo, de igual forma manifiesta que es necesario un mantenimiento correctivo urgente y señala que alcanzará un informe detallado. En ese sentido, se requiere que ELSE presente dicho informe donde se evidencie el estado crítico del conmutador. De igual forma, se requiere se alcance el Informe del último mantenimiento realizado al Transformador y al Conmutador.
- c) Adicionalmente, se requiere que ELSE revise la justificación de las inversiones dado que, a pesar de que en el INFORME se señala por antigüedad, en el Cuadro N° 13.30 se indica que la justificación es por refuerzo.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se adjunta los informes de Mantenimiento, protocolo de pruebas eléctricas, pruebas de aceite y registro fotográfico como sustento.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, presentó los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de las celdas en 60 y 22,9 kV, informe de mantenimiento del conmutador bajo carga del año 2020, análisis del aceite del transformador del 2020 y 2021, entre otros documentos, adicionalmente han corregido el Cuadro N°13.30.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

46. Sobre la SET Kiteni

ELSE en su ESTUDIO menciona que, para el año 2032, se sobrecargará el devanado en 10 kV del TP de SET Kiteni, por lo que, solicita un TP 60/22,9/10 kV de 7/7/2 MVA y Celdas de Transformador para el año 2032. Al respecto, esta solicitud se encuentra fuera del período del PI 2025-2029, por lo que se requiere que ELSE aclare y/o retire la solicitud de su ESTUDIO.

Respuesta:

Se retira del PIT

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que el proyecto ha sido retirado del PI 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

47. Sobre la SET Suriray

- a) ELSE en su ESTUDIO propone implementar dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV para atender la demanda aledaña a la SET Suriray pero no muestra la configuración de los alimentadores que va a atender, y qué carga va a descargar de otros alimentadores. Asimismo, dichas Celdas no se identifican en el formato F-204. En ese sentido, ELSE deberá sustentar, aclarar y/o corregir la omisión.
- b) Además, ELSE menciona que la solicitud de dichas Celdas es para la atención de demanda aledaña a la SET, sin embargo, sustenta este pedido por confiabilidad. En ese sentido, ELSE deberá aclarar y precisar si dicho proyecto está enmarcado en los criterios de confiabilidad o por el criterio de aumento de demanda.
- c) Finalmente, se requiere que ELSE presente el sustento necesario para su evaluación, tales como: archivos kmz con identificación de redes, ubicación de las cargas a atender en MT desde la SET, entre otros.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:
En el ítem 13.6.6 se detalla el sustento del requerimiento.

Análisis de Osinerghmin
Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no se ha presentado el sustento requerido. En el numeral 13.6.6 señalan que el distrito de Santa Teresa se atiende desde la SET Santa Maria la que tiene problemas de caída de tensión y perdidas de energía en la red de media tensión por lo que plantean alimentar al distrito de Santa Teresa desde la SET Suriray que cuenta con un devanado de 22,9 kV sin utilizar. Sin embargo, en el formato F-204 se reporta que la SET Santa Maria tiene 2 alimentadores libres; y en el formato F-203 se reporta que el factor de utilización del devanado de 22,9 kV es de 0,75 para el año 2029, por lo que habría la posibilidad de utilizar los alimentadores libres de la SET Santa Maria.

Conclusión
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO YAURI Y SER TINTAYA YAURI

48. Sobre la SET Tintaya
- a) ELSE en su ESTUDIO menciona que, el Transformador TI-T27-012 de 22,9/10 kV de 5 MVA se sobrecargará en el año 2024, por lo cual, propone la implementación de un TP de 20 MVA de 220/22,9 kV. Al respecto se requiere que ELSE, especifique qué demanda se viene atendiendo y se atenderá en el nivel de 22,9 kV, indicando la distribución de las cargas (reguladas y libres) adjuntando el archivo kmz con el recorrido de las redes MT existentes y proyectadas.
 - b) En el formato F-202 solo se observa un Transformador 138/10 kV de 25 MVA en SET Tintaya, el cual, se encuentra sin sobrecargas en el período del PI 2025-2029. En ese sentido, se requiere que ELSE presente sustento de porqué la demanda no puede ser atendida con dicho transformador. Al respecto, ELSE debe revisar y de ser el caso, corregir donde corresponda.

OSINERGHMIN					F-202															
IDENTIFICACIÓN DE LAS SET´s EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO																				
ÁREA DE DEMANDA 10																				
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)														
			LADO	KV		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Yauri y SER Tintaya Yauri	SET MATIAT TINTAYA	MAX. DEM. (t)	LV	10		7.18	7.62	7.90	8.19	8.48	8.78	9.09	9.41	9.74	10.08	10.43	10.79	11.17		
	TP 138/10 kV - 25 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10	1990	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00		
		FACTOR DE USO	LV	10		0.29	0.30	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43	0.44		

Figura 7: Formato F-202 del archivo “PI_F-200_SER_AD10- 2023_final.xlsx” donde se evidencia que no existen sobrecargas en el TP 138/10 kV de 25 MVA en SET Tintaya

- c) Finalmente, en el formato F-203, se considera el TP propuesto por ELSE, sin embargo, toda la demanda está en el devanado de 10kV, no indicándose la carga en 23kV. Al respecto, ELSE debe revisar y corregir donde corresponda.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

En el ítem 13.7 del Informe, se detalla la situación actual de la SET, que esta dentro de la unidad minera.

Se adjunta el archivo kmz de la red existente, no se dispone de red proyectada.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que el transformador actualmente instalado es de distribución y está ubicado dentro de la unidad minera Tintaya.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO PUERTO MALDONADO, MAZUKO Y PUERTO MALDONADO RURAL

49. Sobre la SET Puerto Maldonado

En la SET Puerto Maldonado, ELSE propone un Nuevo Transformador 138/22,9/10 kV de 35 MVA y 3 Celdas de Transformador en 138, 22,9 y 10 kV, debido al incremento de demanda.

Al respecto, ELSE no ha presentado una evaluación de la disponibilidad de los espacios para la instalación del nuevo transformador en paralelo, o los avances de las gestiones prediales para la disposición de los espacios requeridos para la instalación de los ELEMENTOS propuestos. Asimismo, se requiere que ELSE presente la vista de planta de la SET existente donde se detalle la disposición de equipos existentes y proyectados.

En ese sentido, se requiere que ELSE revise su solicitud y complete la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se actualizo y retiro del PIT

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que el proyecto ha sido retirado del PI 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

50. Sobre la LT 220 kV Paquillusi – Puerto Maldonado

ELSE en su ESTUDIO menciona que, a partir del año 2027, la demanda total supera los 30 MW, por lo cual solicita la implementación de la LT 220 kV Paquillusi – Puerto Maldonado por la necesidad de redundancia N-1. Al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

- a) Respecto a la Celda de Línea en 220 kV Simple Barra de tecnología Convencional, ELSE debe presentar el sustento necesario para solicitar dicha tecnología, teniendo en cuenta la tecnología de la SET Paquillusi, asimismo, presentar las coordinaciones con el titular de dicha SET.

- b) Asimismo, ELSE solicita para la SET Puerto Maldonado un TP 220/60/22,9 kV, una Celda de Línea – Transformador 220 kV y una Celda de Transformador en 220 kV y otra en 23 kV. Al respecto, se solicita que ELSE revise los ELEMENTOS propuestos, ya que, está considerando un devanado de 60 kV que no corresponde con las tensiones de la SET y adicionalmente no está considerando la tensión de 138 kV de la SET Puerto Maldonado. En ese sentido, se requiere que ELSE verifique y corrija donde corresponda.
- c) ELSE no ha presentado la evaluación de la disponibilidad de los espacios o los avances en las gestiones prediales para la disposición de los mismos, para la instalación de los ELEMENTOS propuestos. Asimismo, se requiere que ELSE presente la vista de planta de las SET's involucradas donde se detalle la disposición de equipos existentes y proyectados.
- d) ELSE no ha presentado la información que pueda justificar las características de línea de transmisión, tales como: el trazo de la ruta de la LT 220 kV Paquillusi – Puerto Maldonado que pueda validar la distancia de la línea y la viabilidad de su solicitud, los cálculos que justifiquen la sección del conductor en una proyección de la demanda en el tiempo, entre otros.
- e) ELSE no realiza una evaluación técnica y económica de alternativas para este proyecto, en ese sentido ELSE en cumplimiento de la NORMA TARIFAS, debe plantear alternativas excluyentes entre sí, técnicamente viables y que permitan cumplir la redundancia N-1 planteada.
- f) Finalmente, se ha observado que ELSE mediante Informe Técnico denominado “PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE ELSE PARA LAS ITC DE LA CONVENCION Y PUERTO MALDONADO” ha solicitado a COES la evaluación de la presente propuesta para ser incluida como ITC. Por lo que, se requiere se informe el estado de dicha solicitud.

En ese sentido, ELSE debe revisar su solicitud y completar la información faltante. Además, en caso corresponda, corregir el ESTUDIO.

Respuesta:

Se solicito al COES como necesidad para que lo incluyan como un ITC en su Plan de Transmisión.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que el COES como parte del proceso del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en la zona en análisis que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática, por lo que ELSE lo ha retirado del PI 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

51. No se analizan las Bajas en el horizonte

Se requiere que ELSE incluya en su ESTUDIO la relación de instalaciones existentes

cuyas bajas se prevén en el horizonte de 4 años (siguiente período tarifario), en concordancia con lo señalado en el numeral 5.7.6 del artículo 5 de la NORMA TARIFAS.

En caso se considere necesario de que los transformadores retirados pasen a reserva, ELSE debe presentar el correspondiente sustento documentado.

Respuesta:

Se incluyo en el documento

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha presentado la lista de Elementos que serán dados de Baja.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

Costos de Inversión

52. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones

- a) Los montos de inversión presentados por ELSE en su formato F-301 no se encuentran correctamente vinculados, con lo cual no es posible validar la información. Además, de lo observado, ELSE no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión, aprobados mediante Resolución N° 017- 2023-OS/CD, “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos del año 2022”, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD (En adelante “BDME”), por ejemplo, para los montos considerados en Componente Aluminio y Cobre, ELSE considera un valor de USD 50, lo cual no corresponde con la BDME.
- b) ELSE para el cambio de conductor de la LT 33 kV Huaro – Oropesa en su formato F-301 valoriza dicho cambio como una LT 60 kV con Torres de Acero (LT-060SIR1TAS1C1120A) sin presentar en su ESTUDIO el sustento necesario. Al respecto, se requiere que ELSE presente documentación sustentatoria que justifique técnica y económica el tipo de Elemento y nivel de tensión seleccionado.
- c) Respecto al formato F-302; presenta incoherencias con su RESUMEN EJECUTIVO presentado, por ejemplo, en su RESUMEN EJECUTIVO indican que para la SET Tintaya se quiere de tres (03) celdas distintas con códigos de modulo “CE-023SIC1ESBAL, CE-023SIC1ESBTR, CE-220SIC1ESBTR” y un transformador de potencia con código de modulo “TP-220MT-020SIE”. Mientras que en su formato presenta solo dos celdas idénticas con código de modulo “CE-023SIC1ESBAL”.
- d) ELSE en su formato F-302 para la SET Quencoro propone, entre otros, una Celda de Transformador en 10 kV de tipo encapsulada (GIS) sin presentar en su ESTUDIO el sustento necesario. Al respecto, ELSE debe presentar documentación sustentatoria que justifique técnica y económica el tipo de Elemento.
- e) Respecto al formato F-305, se presentan las siguientes observaciones:
 - ELSE en su formato F-305 para la SET Cachimayo propone, entre otros, un TP

138/10 kV de 30 MVA, sin embargo, utiliza el Código Modular de un TP de 15 MVA (TP-138MT-015SIE). De igual forma, en su INFORME, menciona que en dicha SET se rotará el TP 138/10 kV de 12,2 MVA de SET Dolorespata. Al respecto, se requiere que ELSE revise y corrija donde corresponda.

- En dicho formato, ELSE no calcula los montos correspondientes al COyM.
- El costo del Elemento en moneda nacional (MN) es incoherente con el que se presenta en la “VALORIZACION MODULOS DE INVERSION 2023_RR”, por ejemplo, en su formato indican para el TP-138MT-030SIE que el “Costo del Elemento en moneda nacional” es de USD 285 942 mientras que la VALORIZACION MODULOS DE INVERSION 2023_RR es de USD 148 110.

Al respecto, se requiere que ELSE revise y corrija donde corresponda.

- f) Respecto al formato F-306, se ha observado que no están correctamente vinculados. Al respecto, a fin de verificar la correcta trazabilidad de los archivos, se requiere que ELSE revise y realice la corrección de dichos archivos donde corresponda.
- g) De la revisión del ESTUDIO y el F-300 se puede observar que ELSE no ha utilizado en la formulación de su ESTUDIO, la base de porcentajes de costos de operación y mantenimiento vigente, aprobados mediante la Resolución N° 163-2021-OS/CD, “Porcentajes para Determinar el Costos Anual Estándar de Operación y Mantenimiento”.
- h) La concesionaria no presenta el Formato F-401 “Resumen de COyM”, como parte de su ESTUDIO. Al respecto, se solicita que ELSE presente el referido formato para validar la valorización de los costos de Operación y Mantenimiento.

Al respecto, se requiere que ELSE revise y realice la corrección de los formatos de inversión donde corresponda.

Respuesta:

Se reviso y actualizo la información con los costos aprobados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELSE en su PROPUESTA FINAL se verifica que:

- Las celdas de los costos están vinculadas a archivos no remitidos, lo que no permite la trazabilidad de los valores obtenidos.
- Se ha eliminado del PI 2021-2025 algunos proyectos, como el cambio de sección de la LT 33 kV Huaro – Oropesa.
- Sigue manteniendo la valorización de una celda Gis en 10 kV en la SET Quencoro lo que no es concordante con su Propuesta Final.
- El formato F-306, esta vinculado a archivos no remitidos lo que no permite hacer la trazabilidad de los valores obtenidos.
- Se ha incluido los valores del COYM en el formato F-305.
- No se ha presentado el formato F-401.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. (en adelante, “EGEMSA”)

OBSERVACIONES GENERALES

1. EGEMSA no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en la propuesta final del ESTUDIO, se ha procedido a revisar, actualizar y completar la información faltante de acuerdo a lo referido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien se han agregado mayor cantidad de formatos conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, aún está faltando entregar la información de los formatos del F-205 al F-212.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2. En el informe presentado por EGEMSA como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que EGEMSA debe completar su ESTUDIO corrigiendo donde corresponda, teniendo en consideración lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros, el numeral 5.3.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está incluyendo un ANEXO al final del ESTUDIO donde se indica la información que sustenta

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, no se ha presentado la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

3. EGEMSA no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-000, F-100 (incompletos), F-200, F-300 (incompletos) y F-400. Al respecto, EGEMSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se han agregado los formatos F-000, F-100, F-200, F-300 y F-400 requerido por la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien se han agregado mayor cantidad de formatos conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, aún está faltando entregar la información de los formatos del F-205 al F-208 y del F-211 al F-212.

Respecto a los Formatos F-100, se verifica que EGEMSA adjunta el mismo archivo que ELSE. En ese sentido, se presenta el sustento de los formatos F-100 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

4. Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, EGEMSA, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de cada uno de los elementos a reemplazar (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se ha adjuntado en el Anexo 1, los registros fotográficos del equipamiento a ser reemplazado, información técnica y diagramas unifilares de disposición de la Subestación Dolorespata.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha agregado un plano de la disposición de las celdas, archivos fotográficos de las celdas y datos de las placas y fichas de mantenimiento.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

5. En el ESTUDIO, EGEMSA no ha presentado la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, EGEMSA debe completar la información faltante donde corresponda.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, en base a la propuesta del ESTUDIO se adjunta la relación de elementos a dar de baja en el horizonte:

Elemento	Equipo	Módulo
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB001JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB002JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB003JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL

Elemento	Equipo	Módulo
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB004JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB005JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB006JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB007JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB008JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL
Celda Alimentador en SE DOLORESPATA (81LRB009JD)	Celda de Alimentador	CE-010SIR2C1ESBAL

09 celdas de alimentadores para la distribución 630 Amp. Poder de corte 18,4 KAm.

Adicionalmente se requiere dar de baja los siguientes elementos:

- 03 celdas de entrada de transformador de potencia (02 de 1600 A y 01 de 2000 A). Poder de corte de 31,5 KAm
- 02 celdas de alimentador de Banco Capacitores 4 x 2,5 MVAR y 3 x 3,75 MVAR de poderes de corte de 18,4 KAm y 25 KAm respectivamente, la última procede de un PIT de Osinergmin puesto en servicio el 2014.
- 01 celda de transformador de puesta a tierra Zigzag barra 10,6 KV (adquirido por EGEMSA por renovación).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se han agregado la lista de Elementos a ser dados de Baja.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

6. Sobre las proyecciones de demanda, EGEMSA debe realizar coordinaciones con la empresa Electro Sur Este S.A. (en adelante, "ELSE"), debido a que los valores de las mencionadas proyecciones en la SET Dolorespata, no son concordantes entre ambas empresas.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se ha efectuado la coordinación con la empresa ELSE con el fin de armonizar la proyección de la demanda del Área 10. Se adjunta el archivo (F-100) que sustenta las estimaciones de ELSE para el sistema eléctrico CUSCO.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que EGEMSA adjunta el mismo archivo que el ELSE. En ese sentido, las proyecciones de demanda de EGEMSA y ELSE son las mismas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

7. EGEMSA debe realizar coordinaciones con ELSE, debido a que esta última empresa está presentando propuestas de elementos en el PI 2025-2029 en la SET Dolorespata que se superponen con la solicitud de EGEMSA.

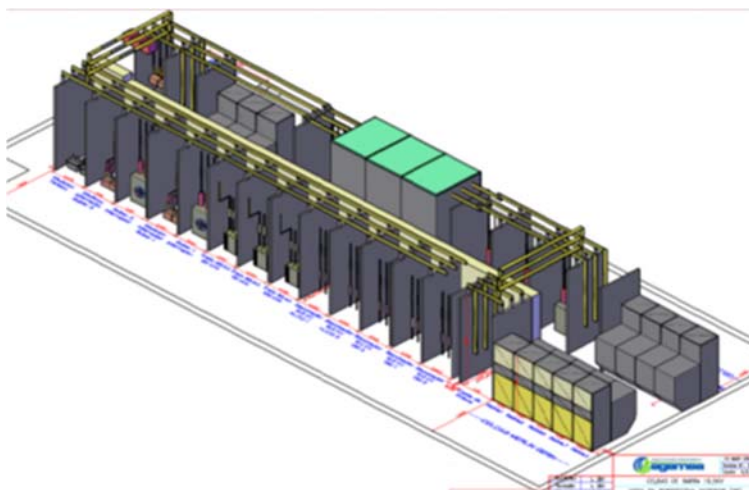
RESPUESTA:

En atención a lo observado, debemos mencionar que posterior a una reunión virtual efectuada con representantes de ELSE, se está procediendo a proponer los siguientes elementos en la Subestación Dolorespata:

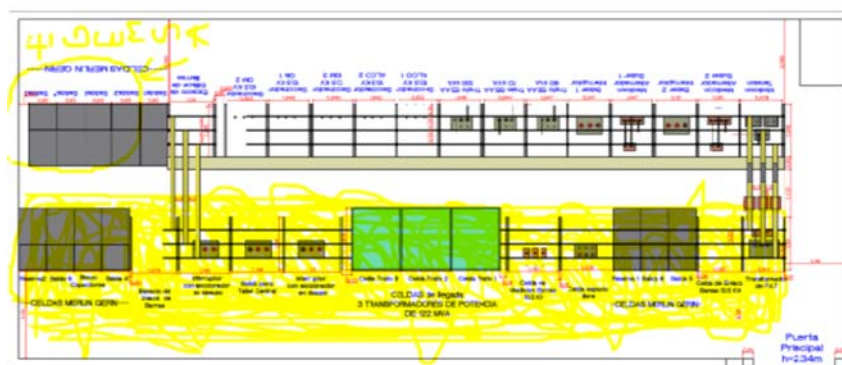
SET	MODULO	DESCRIPCION	UNIDADES	AÑO	OBSERVACION
Dolorespata	CE-010SIENISBTR	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADO, AL INTERIOR 10 kV SIERRA (3000 msnm) - SIMPLE BARRA - TRANSFORMACIÓN - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 20 kA	3	2026	Por refuerzo
Dolorespata	CE-010SIENISBAL	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADO, AL INTERIOR 10 kV SIERRA (3000 msnm) - SIMPLE BARRA - TRANSFORMACIÓN - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 20 kA	9	2026	Por refuerzo

Según se desprende del estudio, es necesario llevar a cabo la renovación de las nueve celdas del alimentador en términos de capacidad de corriente de cortocircuito como de la inclusión de las tres celdas de entrada del transformador. Esta medida se justifica en la búsqueda de una solución moderna y segura, la cual requiere la implementación de una uniformidad de marca y modularidad común con las celdas de alimentadores. De esta manera, se evitarán acoples y transiciones de barras, tal como se observaron durante la visita en campo con los especialistas de ELSE, garantizando así un funcionamiento más eficiente y seguro del sistema

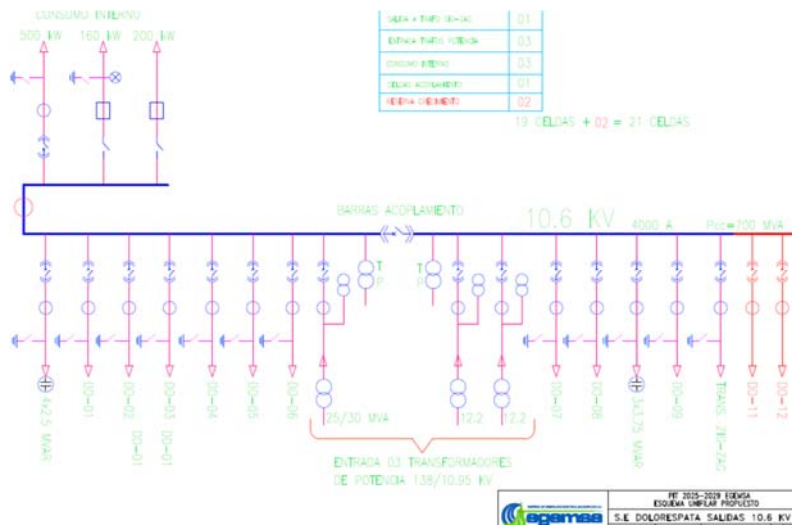
Se planteó inicialmente la tecnología GIS por razones de espacio. Al respecto, se preparó un esquema Unifilar en AUTOCAD que también se adjunta en la propuesta final. Este servirá para aproximar el espacio disponible:



VISTA DE CONTEXTO, EL LADO DE LA CENTRAL TERMICA SE DESMONTARÁ



SE PROPONE USAR LA PARTE AMARILLA Y LA DE ATRÁS PARA CONSUMO INTERNO DE EGEMSA
LA PARTE NO RESALTADA SE DEMONTARA PORQUE ES DE LA CENTRAL TERMICA YA DE BAJA Y
LA PARTE DE CONSUMO INTERNO SE DESTACA ATRÁS.



UNIFILAR PROPUESTO QUE MUESTRA LA BARRA PARTIDA Y EL CONSUMO INTERNO ATRAS

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, esta última empresa es la única que ha presentado una propuesta de Elementos en la SET Dolorespata.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

8. EGEMSA no ha presentado el sustento documentario de la Proyección de Demanda de los usuarios regulados de su propuesta del PI 2025-2029.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido.

Análisis de Osinerghmin

Ver “Análisis de Osinerghmin” de la observación N° 6.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

9. EGEMSA 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 y modificatorias.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido.

Análisis de Osinerghmin

Ver “Análisis de Osinerghmin” de la observación N° 6.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

10. EGEMSA no ha presentado la información básica que justifica la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas consignados en los formatos F-100. Al respecto, se requiere se adjunte lo indicado por la NORMA TARIFAS.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre los clientes libres existentes y nuevas demandas.

Análisis de Osinerghmin

Ver “Análisis de Osinerghmin” de la observación N° 6.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

11. EGEMSA no ha presentado los registros de energía cada 15 minutos de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV; tampoco ha desarrollado la proyección de demanda de esas barras. Al respecto, EGEMSA debe presentar los registros de mediciones de esas barras y desarrollar la proyección de demanda, además, se debe considerar que esos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido.

Análisis de Osinerghmin

EGEMSA adjunta los mismos formatos F-100 que ELSE, en él se sustenta la no inclusión de los registros de mediciones de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

12. EGEMSA no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que se requiere se adjunte los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el cálculo de expansión de pérdidas.

Análisis de Osinergmin

Respecto al Formato F-100, se verifica que EGEMSA adjunta el mismo archivo que ELSE. Al respecto, se observa que se consideran los factores PEMT de 1,0340 y PEBT de 1,0851 correspondientes a la Resolución N° 168-2019-OS/CD del VAD 2019-2023, sin embargo, dicha resolución ya no está vigente. Por lo que debe considerarse los factores de expansión de pérdidas: PEMT de 1,0180 y PEBT de 1,0872 correspondientes a la Resolución N° 223-2023-OS/CD del VAD 2023-2027.

Conclusión

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

13. Respecto a la incorporación de nuevas cargas en la proyección de demanda, EGEMSA debe tener en cuenta las nuevas cargas propuestas por la empresa ELSE para el AD10 en el PI 2025-2029.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido de nuevas demandas.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, no se adjunta la totalidad del sustento requerido para las nuevas demandas.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demandas nuevas o incorporadas que no han sido consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades ELSE" de los formatos F-100 de la PROPUESTA Osinergmin correspondiente al Área de Demanda 10.

Conclusión

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

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

14. **Variable PBI**

El valor de la variable PBI del AD 10 del año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que EGEMSA 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 tampoco, ha presentado en el ESTUDIO la metodología ni los criterios empleados en la proyección del PBI del AD 10. Específicamente, no ha presentado el workfile (archivo E-Views) que evidencie la proyección de dicha variable ni el análisis de su comportamiento en función del PBI nacional.

Al respecto, EGEMSA debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 10 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

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 EGEMSA debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Dicho todo ello, EGEMSA debe evaluar un modelo econométrico que sea consistente estadísticamente para proyectar el PBI del AD 10 en función del PBI nacional.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento del PBI regional (Formato F-103).

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se observa que se mantiene la observación que los valores del periodo 1996-2021 de la variable PBI no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025.

Conclusión

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

15. Variable Clientes

En relación a la proyección del número de Clientes, EGEMSA no ha indicado ni ha presentado archivo de cálculo que evidencie haber realizado la proyección de dicha variable. Para dicha proyección, se debe considerar los criterios seguidos en el proceso del PI 2021-2025 y proyectar dicha variable mediante un modelo tendencial lineal, obteniendo así, los valores proyectados para el periodo 2023- 2054. Adicionalmente, en el workfile, se debe incluir los valores históricos y proyectados de dicha variable, así como la ecuación empleada en la proyección.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento del número de clientes del Área de Demanda (Formato F-104).

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que

ELSE, se observa que el valor de la variable Clientes consignado para el año 2021 (611 532) presentado en el formato F-104 no corresponde al valor considerado en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025 (612 354). Para el resto de años, los valores de la variable Clientes son correctos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

16. Variable Población

El valor de la variable Población del AD 10 del año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que EGEMSA no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Así tampoco, ha presentado en el ESTUDIO la metodología ni los criterios empleados en la proyección de esa variable.

Al respecto, EGEMSA 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 AD 10 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 anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable población del AD 10.

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

RESPUESTA

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento la población regional del Área de Demanda (Formato F-104).

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se observa que se mantiene la observación que los valores de la variable Población de los años 1996 al 2021 en el formato F-104 no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, ELSE no ha tomado en cuenta los criterios señalados para el cálculo de la variable Población del año 2022 ni para las proyecciones efectuadas.

Conclusión

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

17. Variable Tarifa Real

Respecto a la variable Tarifa Real, se observa que los valores consignados de IPC departamental del año 2022 no coinciden con los del INEI, fuente que fue indicada por EGEMSA. Dicho ello, el valor de la Tarifa Real del AD 10 de 2022 no está debidamente sustentado. Por lo que, se debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104, presentando los archivos de sustento.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento de la tarifa eléctrica del Área de Demanda (Formato F-104).

OSINERGHMIN								F-104
INFORMACION HISTORICA DE VARIABLES EXPLICATIVAS								
AREA DE DEMANDA: 10								
AÑO(2)	PBI		NÚMERO DE CLIENTES		POBLACIÓN		OTRAS ⁽¹⁾	
	(Millones. S/. de 2007)	TASA DE CRECIM. (%)	Nro CLIENTES	TASA DE CRECIM. (%)	HABITANTES	TASA DE CRECIM. (%)	TARIFA REAL Cts. S/. de 2009	TASA DE CRECIM. (%)
1996	5,290.31		125,572		860,152		25.93	
1997	5,739.59	8.5%	141,671	12.8%	870,549	1.2%	29.44	13.5%
1998	5,801.37	1.1%	157,082	10.9%	880,776	1.2%	31.12	5.7%
1999	5,797.57	-0.1%	171,527	9.2%	890,726	1.1%	36.52	17.3%
2000	5,953.27	2.7%	184,344	7.5%	900,290	1.1%	37.87	3.7%
2001	5,180.95	-13.0%	193,350	4.9%	909,431	1.0%	34.49	-8.9%
2002	5,014.32	-3.2%	208,823	8.0%	918,220	1.0%	32.35	-6.2%
2003	5,309.49	5.9%	218,227	4.5%	926,715	0.9%	33.70	4.2%
2004	6,218.17	17.1%	228,693	4.8%	934,974	0.9%	35.09	4.1%
2005	6,766.36	8.8%	238,360	4.2%	943,054	0.9%	37.61	7.2%
2006	7,540.96	11.4%	250,251	5.0%	950,925	0.8%	38.93	3.5%
2007	8,250.90	9.4%	266,505	6.5%	958,548	0.8%	36.46	-6.3%
2008	8,768.07	6.3%	286,668	7.6%	965,970	0.8%	37.41	2.6%
2009	10,170.07	16.0%	306,066	6.8%	973,236	0.8%	41.75	11.6%
2010	11,473.02	12.8%	326,773	6.8%	980,393	0.7%	38.65	-7.4%
2011	12,920.55	12.6%	353,990	8.3%	987,462	0.7%	40.22	4.1%
2012	13,104.93	1.4%	383,784	8.4%	994,413	0.7%	42.37	5.4%
2013	15,299.33	16.7%	412,279	7.4%	1,001,213	0.7%	43.07	1.6%
2014	15,272.50	-0.2%	436,666	5.9%	1,007,828	0.7%	49.17	14.2%
2015	15,609.26	2.2%	465,150	6.5%	1,014,227	0.6%	54.60	11.0%
2016	16,746.63	7.3%	489,256	5.2%	1,020,405	0.6%	56.58	3.6%
2017	16,670.69	-0.5%	513,963	5.0%	1,026,385	0.6%	55.74	-1.5%
2018	16,735.73	0.4%	533,692	3.8%	1,032,171	0.6%	58.59	5.1%
2019	16,230.88	-3.0%	556,481	4.3%	994,625	-3.6%	60.95	4.0%
2020	14,227.33	-12.3%	579,944	4.2%	1,007,102	1.3%	64.63	6.0%
2021	15,130.49	6.3%	611,532	5.4%	1,016,816	1.0%	69.62	7.7%
2022	15,696.83	3.7%	622,346	1.8%	1,024,928	0.8%	78.17	12.3%

Nota :

(1) El titular, en el caso sea necesario, puede emplear otras variables económicas demográficas, que expliquen el comportamiento de la demanda.

(2) El año "0" corresponde al Año Representativo.

(3) Todos los valores consignados deben corresponder al total del Área de Demanda.

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se observa que se mantiene la observación que los valores de la variable Tarifa Real de los años 1996 al 2021 en el formato F-104 no son los considerados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Por tanto, no se ha actualizado los valores correspondientes. Asimismo, el valor calculado para la variable Tarifa Real del año 2022 no corresponde según la base de datos SICOM 2022.

Conclusión

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

18. Ventas de Energía

En el formato F-105, se observa que las ventas de energía por sistema eléctrico presentadas por EGEMSA no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 10 establecidos en el Informe N° 260-2021- GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinerghmin N° 081-2021-OS/CD que aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos contenidos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento de las ventas de energía del Área de Demanda (Formato F-105).

OSINERGHMIN				F-105
VENTAS HISTÓRICAS DE ENERGÍA (MWh)				
USUARIOS REGULADOS				
ÁREA DE DEMANDA 10				
AÑO	Mercado Regulado			Sub-Total
	AT	MT	BT	
1996	0.00	15,254.84	150,548.24	165,803.08
1997	0.00	17,413.61	150,654.29	168,067.90
1998	0.00	22,583.97	148,322.40	170,906.37
1999	0.00	24,360.22	147,199.46	171,559.68
2000	0.00	26,789.97	151,434.00	178,223.97
2001	0.00	27,265.81	155,222.80	182,488.61
2002	0.00	28,535.35	165,875.00	194,410.34
2003	0.00	26,683.88	172,308.74	198,992.62
2004	0.00	30,017.96	187,006.87	217,024.82
2005	0.00	31,515.36	197,283.93	228,799.29
2006	0.00	35,415.52	215,210.80	250,626.32
2007	0.00	39,289.74	234,516.55	273,806.29
2008	0.00	40,143.08	255,478.26	295,621.33
2009	0.00	40,059.25	272,591.56	312,650.81
2010	0.00	47,707.12	298,442.42	346,149.53
2011	0.00	56,013.91	334,127.25	390,141.16
2012	0.00	63,901.19	363,077.43	426,978.63
2013	0.00	72,494.42	392,291.27	464,785.69
2014	0.00	89,798.30	412,466.91	502,265.21
2015	0.00	101,684.82	427,831.42	529,516.24
2016	0.00	112,072.41	446,901.19	558,973.60
2017	0.00	105,886.75	468,148.66	574,035.40
2018	0.00	114,799.02	492,266.41	607,065.43
2019	0.00	121,216.95	512,393.79	633,610.74
2020	0.00	92,666.77	495,983.54	588,650.30
2021	0.00	103,166.36	528,377.61	631,543.97
2022	0.00	114,750.68	551,957.64	666,708.32

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL se verifica que EGEMSA considera los valores de ventas de energía según lo considerado en la Modificatoria del PI 2021-2025 a excepción de los años 2018 y 2021 los cuales presentan diferencias. Por otro lado, en el formato F-105 se mantiene la observación que ELSE no ha presentado los valores de las ventas de energía por sistema eléctrico.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

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

Respecto a los modelos tendenciales empleados en la proyección de demanda que se muestran en el formato F-106, se ha observado que en el formato F-106, EGEMSA ha consignado los mismos valores proyectados para todos los modelos tendenciales; y no los valores obtenidos por cada uno de ellos. Al respecto, EGEMSA debe corregir lo indicado, consignando los valores realmente obtenidos de cada modelo en el formato F-106 de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Sumado a ello, EGEMSA no ha presentado el workfile (archivo E-Views) que permita validar las proyecciones realizadas y su consistencia estadística. Por lo que debe presentarlo como archivo sustento donde se evidencie los modelos analizados y sus respectivas proyecciones; además, debe sustentar la especificación del modelo elegido y fundamentar su consistencia estadística, de manera que cumpla con la significancia de sus variables y las pruebas de validación (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) establecidas en la NORMA TARIFAS.

En relación al ajuste final, EGEMSA 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.

Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021- 2025 y de su proceso de modificación, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento del ajuste de los resultados de los modelos tendenciales (F-106) y econométricos (F-107) con respecto al crecimiento de las ventas de energía del Área de Demanda (Formato F-108) y cuya tasa promedio es de 3.54%.

OSINERGMIN					F-108
PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS					
AJUSTE FINAL					
ÁREA DE DEMANDA: 10					
Nº	Año	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN ⁽¹⁾		TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
			MT	BT	
-2	2022	-	114,751	551,958	666,708
-1	2023	-	121,709	585,426	707,134
0	2024	-	126,782	609,831	736,614
1	2025	-	131,805	633,989	765,793
2	2026	-	136,951	658,743	795,694
3	2027	-	142,227	684,121	826,348
4	2028	-	147,639	710,152	857,791
5	2029	-	153,192	736,864	890,057
6	2030	-	158,893	764,287	923,181
7	2031	-	164,749	792,451	957,200
8	2032	-	170,765	821,388	992,152
9	2033	-	176,948	851,128	1,028,076
10	2034	-	183,305	881,706	1,065,011
11	2035	-	189,843	913,155	1,102,998
12	2036	-	196,569	945,511	1,142,080
13	2037	-	203,492	978,808	1,182,300
14	2038	-	210,618	1,013,084	1,223,701
15	2039	-	217,955	1,048,377	1,266,331
16	2040	-	225,512	1,084,725	1,310,237
17	2041	-	233,297	1,122,171	1,355,468
18	2042	-	241,318	1,160,755	1,402,073
19	2043	-	249,585	1,200,519	1,450,105
20	2044	-	258,107	1,241,510	1,499,617
21	2045	-	266,893	1,283,771	1,550,664
22	2046	-	275,953	1,327,351	1,603,304
23	2047	-	285,297	1,372,298	1,657,595
24	2048	-	294,936	1,418,661	1,713,598
25	2049	-	304,881	1,466,494	1,771,375
26	2050	-	315,142	1,515,850	1,830,991
27	2051	-	325,730	1,566,783	1,892,513
28	2052	-	336,659	1,619,351	1,956,010
29	2053	-	347,940	1,673,612	2,021,552
30	2054	-	359,586	1,729,629	2,089,214

Notas:

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

(2) El año "0" corresponde al año anterior al de vigencia de la fijación de tarifas. Se consigna el segundo valor proyectado.

TASA PROMEDIO (%) :		3.54%	3.54%	3.54%
---------------------	--	-------	-------	-------

Análisis de Osinergmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se observa que no se ha tomado en cuenta los criterios establecidos para el ajuste final de la proyección de demanda.

Conclusión

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

20. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja “Registros” del archivo “F-100_AD10_ PI 2025-2029.xlsx”, se presentan los registros de mediciones de energía de cada 15 minutos de 2022, al respecto, EGEMSA no sustenta, ni menciona en su ESTUDIO si realizó la depuración de datos atípicos para la obtención de los valores consignados en el formato “F102TOTAL”. Por tanto, se requiere que EGEMSA presente los archivos de cálculo que muestren los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, así como los sustentos correspondientes, en caso corresponda.

Por otro lado, no se ha presentado los registros de mediciones de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV. Al respecto, EGEMSA debe indicar el motivo por el cual no ha incluido esos registros ni ha desarrollado la proyección de demanda de esas barras.

Asimismo, EGEMSA debe tener en cuenta que 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 diferencias, debe explicarlas y sustentarlas.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, corresponde al titular de las instalaciones de transmisión (ELSE) sustentar la información consignada como registros de mediciones del año representativo (2022).

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se verifica que se ha completado los registros de mediciones al 31/12/2022. Asimismo, se presenta la razón de la no inclusión de los registros de mediciones de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV. Sin embargo, no se presenta ni precisa si los criterios o metodología adoptados para la depuración de los datos atípicos u otras consideraciones empleadas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

21. Factores de expansión de pérdidas utilizados

EGEMSA 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 que 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 atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento del ajuste de pérdidas equivalente en las redes de Media Tensión:

PEMT	PEBT	Fuente
103.40%	108.51%	Resolución N°168-2019-OS/CD

Análisis de Osinerghmin

Dado que EGEMSA adjunta en su PROPUESTA FINAL los mismos formatos F-100 que ELSE, se observa que se consideran los factores PEMT de 1,0340 y PEBT de 1,0851 correspondientes a la Resolución N° 168-2019-OS/CD del VAD 2019-2023. Sin embargo, dicha resolución hoy en día no está vigente. En ese sentido, los factores de expansión de pérdidas a considerarse deben ser PEMT de 1,0180 y PEBT de 1,0872, según Resolución N° 223-2023-OS/CD del VAD 2023-2027.

Conclusión

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

22. Factores de caracterización de la carga

Según el formato F-101, el factor de simultaneidad (FS) de la barra CHUQUIBAMBILLA 22,9 kV y el factor de carga (FC) a nivel sistema eléctrico de “Puerto Maldonado” están superando la unidad, los cuales son incorrectos, por lo que EGEMSA debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento de los factores de carga, coincidencia con el Sistema Eléctrico y simultaneidad con el SEIN (Formato F-101).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica la corrección de los factores de caracterización de la barra CHUQUIBAMBILLA 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

23. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

En el formato F-113 se muestra dos clientes libres quienes tienen una asignación diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a EGEMSA justifique el motivo de esas diferencias o en su defecto, corrija.

CLIENTE	EGEMSA		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
BELMOND HOTELS CARRETERA HIRAM BINGHAM	Urubamba	22,9 kV	Urubamba	10 kV
BREXIA	Tintaya	10 kV	Tintaya	22,9 kV

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento de los clientes libres existentes (Formato F-113).

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL se verifica que el cliente libre BELMOND HOTELS CARRETERA HIRAM BINGHAM, de acuerdo a lo informado por ELSE, se consigna en la barra Machupicchu 10 kV y que el cliente BREXIA se consigna en la

barra Tintaya 10 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

24. Incorporación de nuevas demandas

En los formatos F-100 del ESTUDIO, EGEMSA no ha presentado nuevas demandas a incorporar. No obstante, la empresa ELECTRO SUR ESTE S.A.A. ha identificado nuevas demandas a incorporar en el AD 10, como parte de su propuesta del PI 2025-2029. Por tanto, EGEMSA debe coordinar con dicha empresa con tal de que se considere para la evaluación integral del AD 10.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, se está adjuntando el formato F-100 elaborado por ELSE, el cual incluye el sustento requerido sobre el tratamiento las nuevas demandas (Formato F-113).

Análisis de Osinergmin

No se adjunta la totalidad del sustento requerido para las nuevas demandas.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas que no han sido consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades ELSE" del archivo de los formatos "F-100" correspondiente al Área de Demanda 10 de la PROPUESTA Osinergmin.

Conclusión

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

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

25. Falta información general

EGEMSA no presenta los formatos F-000, ni tampoco presenta un Resumen Ejecutivo de su ESTUDIO conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Al respecto, se solicita a EGEMSA revisar, corregir y completar correctamente dichos formatos según lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

RESPUESTA:

EL PIT de EGEMSA fue presentado en su oportunidad teniendo por Objetivo solicitar la renovación de 14 celdas en la SET Dolorespata (SEDO) por temas de seguridad eléctrica, mejora en la operación y obsolescencia de equipamiento.

En resumen, se plantea la renovación por las razones de: Obsolescencia, Operación y mantenimiento, renovación por seguridad eléctrica, mejoras topológicas de celdas, sinergia con el concesionario de distribución ELSE y capacidad de cortocircuito.

La principal razón de la renovación de las celdas de los alimentadores, es por la seguridad eléctrica que se sustenta en la capacidad o poder de corte de los interruptores que forman parte de cada una de las 12 celdas de los alimentadores implementados en el año 1984: 09 de ellos son dedicados a la carga de la empresa distribuidora ELSE que

serían dados de baja, 01 a un banco de condensadores de 4x2,5 MVAR y 02 se hallan en condición de reserva.

Los interruptores actuales tienen una capacidad de corte de 18,4 kA. Sin embargo, debido al crecimiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y a la implementación del PIT 2013-2017, que incluyó el reemplazo de uno de los transformadores por otro de 25/30 MVA en el año 2016, la potencia de cortocircuito ha aumentado, acercándose a la capacidad máxima de despeje de los interruptores asociados.

La futura entrada en servicio de la línea 220 KV Machupicchu-Kayra-Onocora-Tintaya (ver cuadro siguiente) podría incrementar aún más esta potencia, lo que representa un riesgo de superar la capacidad de despeje de los interruptores (18,4 kA). Esto podría poner en peligro la subestación al solicitar el despeje de corrientes de falla superiores a su capacidad de corte, especialmente considerando que los interruptores no son nuevos.

Fecha	Proyecto	Empresa	Nota
Enero 2026	LT 220 kV Suriray – Kayra (Machupicchu – Quencoro) de 300 MVA y 152,85 km	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	LT 220 kV Kayra – Onocora (Quencoro – Onocora) de 300 MVA y 107,36 km	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	LT 220 kV Onocora – Tintaya (Doble Terna) de 2x300 MVA y 2x68,03 km	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	LT 138 kV Kayra – Quencoro de 150 MVA y 5,88 km	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	Nueva SE Kayra: TP 220/138/33/10,5 kV de 120/120/40,5 MVA	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	Nueva SE Onocora de 220 kV	ATN3	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
Enero 2026	Retiro de la LT 138 kV Machupicchu – Cachimayo (L-1001 y L-1002)	EGEMSA	Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.

Además, se propone realizar mejoras topológicas debido a la presencia de celdas de media tensión con barras de cobre expuestas desde los años 1953 y 1985. Las celdas "Merlin Gerin" de 1984, objeto de la solicitud actual, están simplemente 'acopladas' a las

barras con un arreglo de transición expuesta, que ha sido causa de fallas por cortocircuitos en barra debido a presencia de roedores en varias ocasiones.

Estas incidencias fueron destacadas durante la presentación de nuestro ESTUDIO en la Audiencia Pública del 22 de junio de 2023. Por esta razón, se enfatiza en los sustentos la importancia de considerar los antecedentes de construcción de las barras adjuntándose las imágenes pertinentes.

En tal sentido, para mitigar estos riesgos, se propone una configuración completa y una topología moderna, siguiendo la norma IEC 62271-200, que no solo incluya las 09 salidas a los alimentadores de la distribuidora ELSE solicitadas en el PIT, sino también la sustitución de las celdas de entrada de los 03 transformadores de potencia. Se sugiere también el reemplazo de una celda del nuevo banco de capacitores de 3x3,75 MVAR (versión del año 2014) y de la celda con interruptor para el transformador de puesta a tierra Zig Zag, ambas con una capacidad de corte superior a 20 kA.

Considerando el limitado espacio y la previsión de salidas (3 celdas) para el consumo propio de EGEMSA, se estima que la tecnología GIS ofrece mejores posibilidades de aprovechamiento del espacio.

Adicionalmente, se contempla la incorporación de una Barra Partida por razones de flexibilidad operativa en caso de cambios y ampliaciones del tren de celdas y su barra. Se adjunta un unifilar propuesto para una mejor comprensión de la propuesta (Ver ANEXOS)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha remitido el formato F-000 y se ha agregado un Resumen Ejecutivo a su propuesta.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

26. Sobre los formatos F-200

EGEMSA no presenta todos los formatos F-200 conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, por ejemplo, no ha presentado el F-202, F-203, entre otros. Asimismo, si bien se pueden observar las pestañas F-209 y F-210 en el documento "VALORIZACION.xlsx" estos no contienen la información correspondiente a dichos formatos, por lo que EGEMSA deberá revisar y completar.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, debemos mencionar que se esta presentando nuevamente los formatos correspondientes debidamente corregidos acorde a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien se han agregado mayor cantidad de formatos conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, aún está faltando entregar la información de los formatos del F-205 al F-208 y del F-211 al F-212.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

27. Sobre el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT)

- EGEMSA no presenta el archivo de flujo de carga en DigSilent tomando en cuenta la base referida a los ITC del Área de Demanda correspondiente del Plan de Transmisión 2023 - 2032 del SEIN.
- EGEMSA debe presentar el Archivo pfd con el diagnóstico del área de demanda, y el análisis del periodo PI 2025-2029. EGEMSA deberá presentar el diagnostico en el periodo de 10 años considerando evaluar las corrientes de cortocircuito en sus instalaciones, asimismo los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.
- EGEMSA deberá presentar los casos de estudio, escenarios de operación y variaciones que se incluyen en los archivos pfd de manera ordenada, de tal forma que pueda ser trazable la verificación, por lo cual, se requiere, además, que se encuentren detallados, teniendo en consideración lo indicado en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, se requiere que EGEMSA presente el archivo de flujo de potencia, en función a las consideraciones realizadas verificando que se guarde relación con el informe, formatos y otros documentos presentados

RESPUESTA:

En atención a lo observado en el punto a), se adjunta la Base de datos de DIGSILENT, tomando como referencia el informe de diagnóstico elaborado por el COES para la actualización del Plan de Transmisión 2023 – 2032.

En atención a lo observado en el punto b), la propuesta del Plan de Inversiones de Transmisión del periodo mayo 2025 - abril 2029 de EGEMSA descrito en la respuesta a la observación 1 del SER, se sustentan en razones técnicas de antigüedad y confiabilidad establecidas en la NORMA TARIFAS, por lo que no resulta necesario plantear alternativas de largo plazo.

En atención a lo observado en el punto c), se detalla que el cálculo de corriente de cortocircuito (I_{kss}) y corriente pico de cortocircuito (I_{pss}) es en base a la norma IEC 60909.

The screenshot displays the 'IEC 60909' dialog box for short-circuit calculations. The 'Method' is set to 'IEC 60909' and 'Published' is '2016'. The 'Fault Type' is '3-Phase Short-Circuit' and 'Calculate' is 'Max. Short-Circuit Currents'. The 'Max. Voltage Tolerance for LV-Systems' is '6 %'. Under 'Short-Circuit Duration', 'Break Time' is '0.1 s', 'Used Break Time' is 'global', and 'Fault Clearing Time (lth)' is '1. s'. The 'Fault Impedance' section has 'Enhanced Fault Impedance Definition' unchecked, with 'Resistance, Rf' and 'Reactance, Xf' both at '0. Ohm'. The 'Fault Location' is 'At User Selection', with a dropdown showing '3.Sur.DOLORESPATA 10.5'. Action buttons 'Execute', 'Close', 'Cancel', and 'Contents' are on the right.

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
DOLORESPATA 10.5	10.50	0.01	-93.70	1.10	357.31 MVA	19.65 kA	-84.38	49.00 kA	19.65	357.31	19.65	19.96
TR-2 Dolorespat	DOLORESPAT				75.55 MVA	4.15 kA	96.79	10.40 kA				
TR-1 Dolorespat	DOLORESPAT				75.55 MVA	4.15 kA	96.79	10.40 kA				
TR-3 Dolorespat	DOLORESPAT				206.26 MVA	11.34 kA	94.76	28.40 kA				
Cp doloresp					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Cp Dolorespatal					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				

Cálculo de Cortocircuito (Año 2028)

Grid: 3.Sur	System Stage: 3.Sur				Annex: / 1							
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
DOLORESPATA 10.5	10.50	0.00	90.38	1.10	355.14 MVA	19.53 kA	-84.82	48.41 kA	19.53	355.14	19.53	19.84
TR-2 Dolorespat	DOLORESPAT				75.07 MVA	4.13 kA	96.34	10.34 kA				
TR-1 Dolorespat	DOLORESPAT				75.07 MVA	4.13 kA	96.34	10.34 kA				
TR-3 Dolorespat	DOLORESPAT				205.04 MVA	11.27 kA	94.33	28.24 kA				
Cp doloresp					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
Cp Dolorespatal					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				

Cálculo de Cortocircuito (Año 2030)

Al respecto, como referencia indicamos que un interruptor garantiza su capacidad de corte cuando nuevo y si le toca abrir su máxima capacidad, lo puede hacer unas pocas veces.

2.1.2 Vida útil de los contactos del arco de luz a determinada corriente de corte

El diagrama indica la cantidad de cortes en función de la corriente que, los contactos de un interruptor LTB D soportan antes de que la carbonización sea tal que deban ser cambiados.

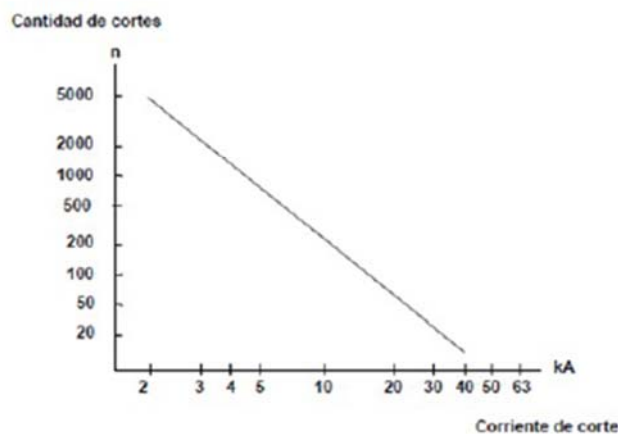


Figura 2-1. Cantidad de cortes con corriente de corto circuito

En nuestro caso, la capacidad de corte es de 18,4 KAm y ya tienen 38 años de vida y cada vez les está tocando despejar corrientes de falla elevadas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, si bien se ha agregado información referida a los flujos de potencia, no se presenta el archivo pfd, con los escenarios solicitados.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

SISTEMA ELÉCTRICO CUSCO**28. Sobre la SET Dolorespata**

- a) Respecto al reemplazo de las Celdas de la SET Dolorespata por antigüedad, EGEMSA, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de cada uno de los elementos a reemplazar (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.

Adicionalmente, se solicita realizar coordinaciones con la empresa ELSE considerando que esta última empresa ha solicitado renovación de elementos en la SET Dolorespata en el presente PI 2025-2029 que se superponen con el pedido de EGEMSA.

EGEMSA, no especifica claramente en su ESTUDIO el tipo de tecnología de las celdas solicitadas para la SET Dolorespata. Al respecto, EGEMSA debe presentar documentación sustentatoria que justifique técnica y económicamente el tipo de Elemento solicitado.

- b) Considerando que ELSE está presentando una propuesta de reemplazo de un transformador de 12,2 MVA de propiedad de EGEMSA en la SET Dolorespata por limitaciones de capacidad, EGEMSA deberá realizar coordinaciones con ELSE con el objetivo de sustentar dicha solicitud y proponer la responsabilidad de la inversión, en caso corresponda.

Adicionalmente, se requiere que EGEMSA especifique, como se asignaría la responsabilidad de operación y mantenimiento en la SET Dolorespata.

RESPUESTA:

En atención a lo observado en el punto a), se ha preparado la información en el Anexo 1, conteniendo la siguiente información.

- a. Fotos de los equipos y placas de dato nítidas (enviado)
- b. Datos técnicos de cada uno de los equipos a reemplazar:

Barra común aislada ≥ 4000 Amperios**CELDAS DE ALIMENTADORES y BANCOS DE CAPACITORES**

- i. Tensión nominal 17,5 Kv
- ii. Nivel de aislamiento 28/95 Kv (original dice 28/75 Kv)
- iii. Corriente nominal 630 Amperios
- iv. Frecuencia 60 Hz
- v. Interruptor extraíble a motor Si
- vi. Poder corte Interruptor $\geq 31,5$ Kamp

vii.	Compartimentada	IEC 62271-200-LSC2B
viii.	TCs	300-600/5-5 Amp
ix.	Seccionador de tierra a motor	Si
x.	Indicador Presencia tensión	Si
xi.	Aislamiento	GIS / AIS
xii.	Incluye IED de protección en compartimiento de celda	

CELDA ENTRADA TRANSFORMADORES DE POTENCIA

i.	Tensión nominal	17,5 Kv
xiii.	Barra común	≥ 4000 Amperios
ii.	Nivel de aislamiento	28/95 Kv
iii.	Corriente nominal	2000 Amperios
iv.	Frecuencia	60 Hz
v.	Interruptor extraíble a motor	Si
xiv.	Poder corte Interruptor	≥ 31,5 Kamp
vi.	Compartimentada	IEC 62271-200-LSC2B
vii.	TCs	2000/5-5 Amp
viii.	TPs	10500/100 v
ix.	Seccionador de tierra	Si
x.	Indicador Presencia tensión	Si
xi.	Aislamiento	GIS/AIS

CELDA DE ACOPLAMIENTO

- i. Con interruptor de potencia y TPs en ambas barras
- ii. 02 celdas una con TPs solos de 100 VA y la otra que incluya el interruptor y los TPs respectivos igual a los anteriores

Por otro lado, los archivos de mantenimiento de interruptores de los alimentadores (más expuestos a fallas) muestran en algunos casos un deterioro en la resistencia de contacto de los polos, signo que se halla ante un desgaste acelerado por imponerle despejar corrientes de cortocircuito altas. Si consideramos la antigüedad de más de 30 años no podemos asegurar que esta capacidad permanezca invariable con la vejez. También deseamos indicar que de acuerdo a las características técnicas del fabricante de los equipos, el interruptor del tipo FG2 presenta las siguientes características:

Gran duración

Esta cualidad es el resultado de una gran fiabilidad y de un desgaste muy pequeño de las partes activas:

■ mecánica:

La energía de maniobra es pequeña, incluso para el tipo a autocompresión, gracias a la expansión natural de los gases calientes.

El mando del tipo GMh es de **fabricación standard** y ha sido ya utilizado con éxito en los disyuntores Solenarc. **El disyuntor Fluarc es capaz de maniobrar 10.000 veces sin sustitución de piezas. Se recomienda efectuar un simple engrase de las piezas del mando cada diez años, o mas frecuentemente si el ambiente es polvoriento.**

Los polos de los Fluarc FG2 son unas botellas estancas selladas en fábrica que conservan su presión nominal durante toda la duración de vida del disyuntor (mínimo 20 años).

Fuente: Características de interruptor FG2 alcanzado inicialmente al consultor

Las fichas de mantenimiento de cada interruptor indican que la cantidad de maniobras de los 09 interruptores se halla en menos de 1000 maniobras.

También se adjunta en los reportes de mantenimiento dos resultados de pruebas (a modo de ejemplo, pero existen de todos los interruptores de este modelo) efectuados a todos los interruptores el año 2014 por el proveedor de la marca Schneider Perú de origen Frances y que representa a la marca Merlín Gerin también de origen francés.

Lo peculiar de este servicio es que Schneider absorbió a la marca Merlín Gerin hace muchos años y como tal, posee el sustento técnico de su diagnóstico. Para nuestro caso utilizó el software PRODIAG y los equipos de prueba pertinentes, emitiendo un diagnóstico autorizado propio de la marca, resultado de mediciones como velocidad de cierre – apertura, sobre recorrido, tiempos de cierre apertura, recarga, fuga de gas, aislamiento, resistencia de contacto, entre otros, recomendando limpieza del mecanismo y en algunos casos prever el reemplazo en vista de ser un modelo discontinuado: Se replican a continuación para mejor apreciación.

4.- OBSERVACIONES

La velocidad de cierre está fuera de rango de acuerdo a lo recomendado por el fabricante

5.- RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas de diagnóstico completo incluyendo PRODIAG en un plazo dentro de los 18 meses.

Se recomienda realizar limpieza externa e interna con aspiradora y trapo seco.

Se recomienda ir planeando el cambio del interruptor por ser un equipo sin componentes de spare parts . En el informe final se adjuntará el ECOFIT de reemplazo

Habiéndose encontrado conforme las pruebas realizadas, los representantes autorizados de Schneider Electric suscriben el presente protocolo de pruebas con los representantes de EGEMSA

O también en relación a la resistencia de contactos:

3.5.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

a) Resultado de las pruebas

Fases	Idc (A)	$\mu\Omega$
R	100	33.64
S	100	37.25
T	100	27.64

RESULTADO : CONFORMEMáxima resistencia de contactos permitida en el Interruptor FG2 : 600 $\mu\Omega$

O en otro caso:

4.- OBSERVACIONES

5.- RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas de diagnóstico completo incluyendo PRODIAG en un plazo dentro de los 18 meses.

Se recomienda realizar limpieza externa e interna con aspiradora y trapo seco.

Habiéndose encontrado conforme las pruebas realizadas, los representantes autorizados de Schneider Electric suscriben el presente protocolo de pruebas con los representantes de EGEMSA

Luego de esos mantenimientos del 2014, EGEMSA cada año efectúa el control de la resistencia de contactos, revisión de la presión de SF6 de cada polo, la limpieza y lubricación, control de cierre – apertura. El 2019 - luego de recomendaciones de especialista - efectuó el lavado a presión del mecanismo de operación y la lubricación con grasa líquida especial en spray, dejando en mejor condición el mecanismo, en los años posteriores, se efectúan solo lubricaciones dirigidas verificándose que son efectivas. Se adjunta las fichas de mantenimiento de todos los interruptores indicando su estado, llama la atención las resistencias de contacto altas (se toman las precauciones del caso) debidas a desgaste por despejar corrientes de cortocircuito elevadas.

Por otro lado, con respecto al punto b), durante la reunión de coordinación con el distribuidor, ELSE expresó que, según las proyecciones para el periodo del 2025 a 2029, no se anticipa sobrepasar la potencia nominal de la subestación Dolorespata. En consecuencia, se considera que la solicitud planteada puede posponerse.

Además, actualmente ELSE está abordando el fortalecimiento de la capacidad de transformación de la Subestación Quencoro y señalan la posibilidad de transferir parte de la carga de Dolorespata a Quencoro.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha agregado la información solicitada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

29. No se analizan las Bajas en el horizonte

Se requiere que EGEMSA incluya en su ESTUDIO la relación de instalaciones existentes cuyas bajas se prevén en el horizonte de 4 años (siguiente período tarifario), en concordancia con lo señalado en el numeral 5.7.6 del artículo 5 de la NORMA TARIFAS.

RESPUESTA:

En atención a lo observado, ver respuesta a la observación general número 5.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha agregado la información de los Elementos a ser dados de Bajas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

COSTOS DE INVERSIÓN**30. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones**

- a) EGEMSA valoriza la Celda de Compensación como una Celda de Acoplamiento Longitudinal en 10 kV, lo cual es incorrecto. En ese sentido, se requiere que EGEMSA revise el módulo a asignar para este proyecto.
- b) EGEMSA no presenta el Formato F-401 “Resumen de COyM”, requerida para poder validar los costos de operación y mantenimiento considerados en su propuesta. Al respecto, se solicita a EGEMSA debe presentar dicho formato conforme al Artículo 40° de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, se requiere que EGEMSA revise y corrija donde corresponda, considerando lo establecido en la NORMA TARIFAS

RESPUESTA:

En atención a lo observado en el numeral a), se ha procedido a corregir el código modular.

En atención a lo observado en el numeral b), se ha procedido a agregar el formulario F-400.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por EGEMSA en su PROPUESTA FINAL se verifica que, se ha actualizado la información corrigiendo las observaciones realizadas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

ANEXO 1

Datos técnicos de cada uno de los elementos a reemplazar Fotos de los equipos y placas

CONTEXTO: UBICACIÓN DE LOS GRUPOS DE CELDAS y CELDA A REEMPLAZAR 10,6 KV

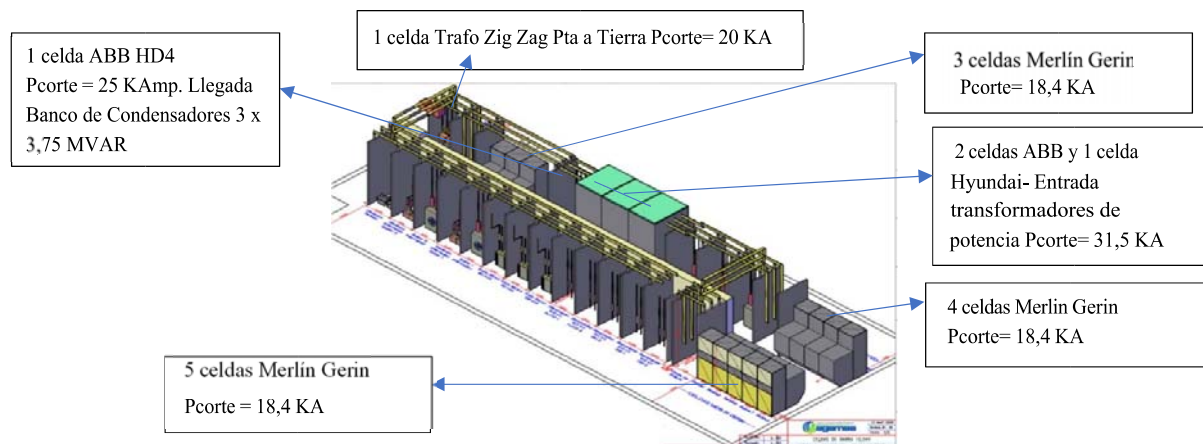


Imagen isométrica barras y celdas en SEDO – no actual

FOTOS DE LAS CELDAS A REMOVER – PIT EGEMSA



USO ACTUAL 04 CELDAS: RESERVA, DO-09, DO-04 y BC 4x2,5 MVAR



USO ACTUAL 05 CELDAS: RESERVA, DO-01, DO-02, DO-08, DO-07 y DO-03



USO ACTUAL 03 CELDAS: RESERVA, DO-06 Y DO-05



USO ACTUAL 03 CELDAS: Entrada 03 Trafos de potencia
Barra en parte superior, existe una celda sin uso por PIT del
2016



USO ACTUAL: LLEGADA BANCOS CONDENSADORES 3x 3,75 MVAR
A REMOVER POR CONEXIÓN A BARRA EXPUESTA



USO ACTUAL: TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA BARRA DE 10,6 KV CON CONEXIÓN EN DELTA – BARRA EXPUESTA ENCIMA

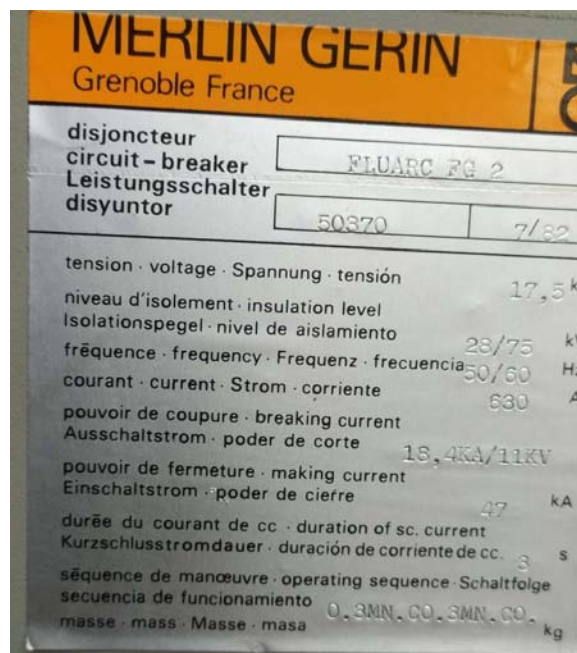
PLACAS DE LOS INTERRUPTORES DE LAS CELDAS A REMOVER



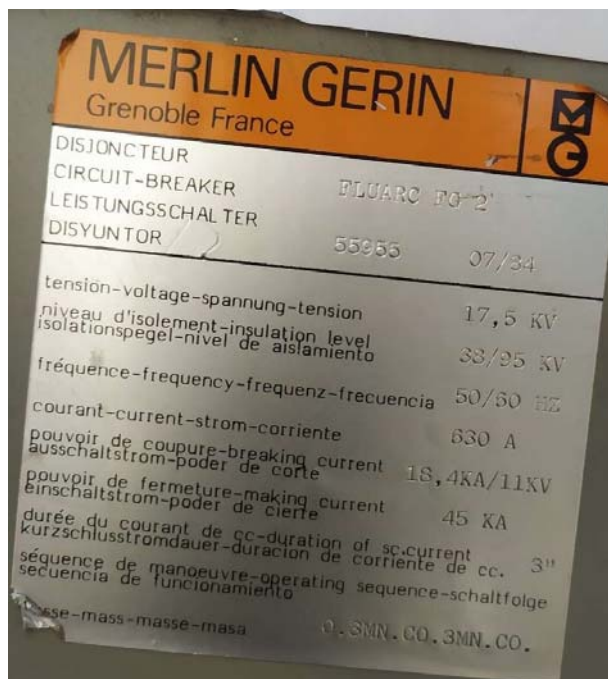
Serie N° 50365 salida DO-01 Fabricación: 07/1982



Serie N° 50367 salida DO-02 Fabricación: 07/1982



Serie N° 50370 salida DO-03- Fabricación: 07/1982



Serie N° 55955 salida DO-04 Fabricación: 07/1982



Serie N° 55953 salida DO-05 Fabricación: 07/1982



Serie N° 50369 salida DO-09 Fabricación: 07/1982



Serie N° 50366 salida Reserva - Fabricación: 07/1982

Las placas que no están disponibles sus imágenes de la marca Merlin Gerin, pero son iguales con fecha de fabricación 1982 , todas tienen poder de corte de 18,4 KAmper /11 Kv son:

- ☐ Serie N° 55954 salida DO-06
- ☐ Serie N° 50364 salida DO-07
- ☐ Serie N° 55957 salida DO-08
- ☐ Serie N° 55956 salida Bancos Condensadores BC 4 x 2,5 MVAR

PLACAS DE CARACTERISTICAS DE INTERRUPTORES QUE TIENE PODER DE CORTE MAYOR QUE 18 KA Y QUE SON POSTERIORES A 1982



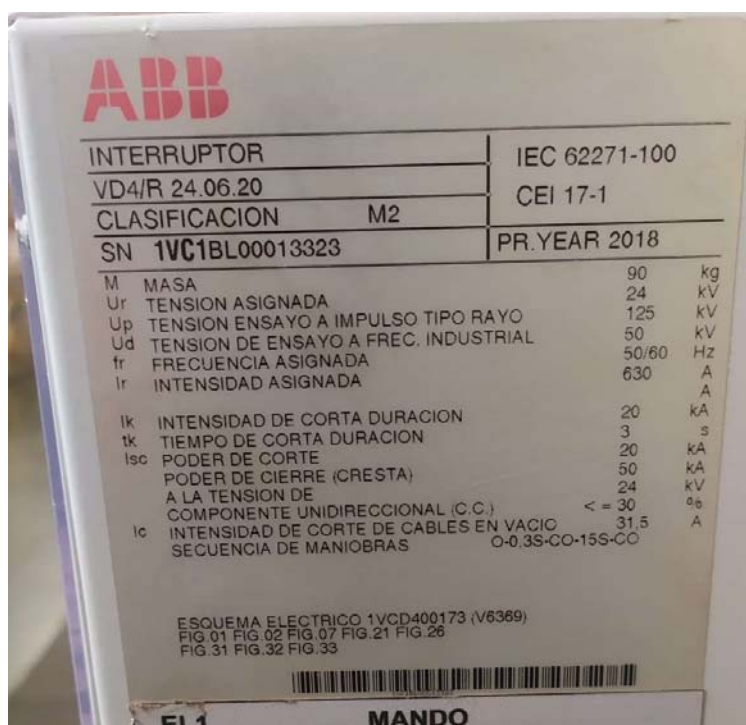
Serie N° 1VC1BE00005019 – BC 11,5 MVAR Fabricación 2014



Serie N° 720020742/4001/02 –720020742/4002/02
Transformadores 1 y 2 - Fabricación 2002



Serie N° G116-00379 Transformador 3 - Fabricación 2016



Serie N° 1VC1BL00013323 Trafo Pta a tierra Zigzag – Fabricación 2018

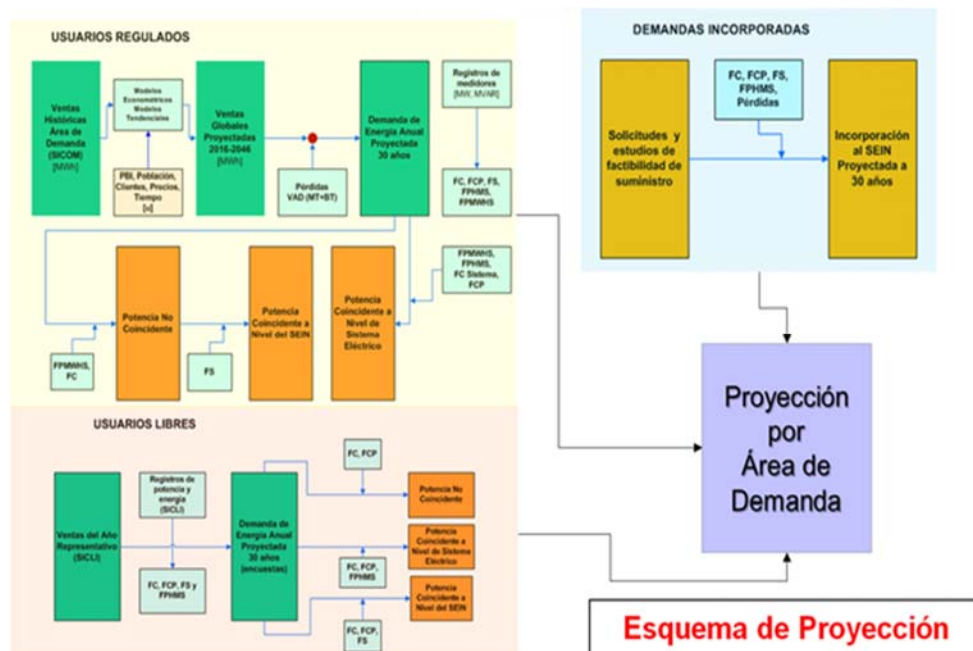
Anexo B

Metodología para la Proyección de Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios, 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 10 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 10 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 10 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI de cada departamento 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 10 en el 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 10 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 10 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de 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 10 en el 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 10 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 10.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 10 en el 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 10 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. 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 10. Para así obtener la Tarifa Real que fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC de

las ciudades representativas que están en el Área de Demanda, en este caso, Moquegua. 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 10 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 del PBI de los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054 se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 10, en ella se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el 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 98,54%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 10

Dependent Variable: PBI10				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 17:05				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-546.7744	476.4525	-1.147595	0.2635
PBIPERU	0.009782	0.004080	2.397400	0.0254
PBI10(-1)	0.748706	0.114779	6.523021	0.0000
D2020	-2359.044	678.8057	-3.475285	0.0021
R-squared	0.985438	Mean dependent var	10859.90	
Adjusted R-squared	0.983452	S.D. dependent var	4575.735	
S.E. of regression	588.6187	Akaike info criterion	15.73407	
Sum squared resid	7622383.	Schwarz criterion	15.92763	
Log likelihood	-200.5429	Hannan-Quinn criter.	15.78981	
F-statistic	496.2514	Durbin-Watson stat	1.667371	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 10 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento es de 3,52% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 10

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	15 731,51	
2023	17 717,86	12,6%
2024	18 475,70	4,3%
2025	19 210,05	4,0%
2026	19 931,65	3,8%
2027	20 648,69	3,6%
2028	21 367,46	3,5%
2029	22 092,77	3,4%
2030	22 828,43	3,3%
2031	23 577,41	3,3%
2032	24 342,12	3,2%
2033	25 124,51	3,2%
2034	25 926,23	3,2%
2035	26 748,70	3,2%
2036	27 593,12	3,2%
2037	28 460,63	3,1%
2038	29 352,23	3,1%
2039	30 268,90	3,1%
2040	31 211,55	3,1%
2041	32 181,11	3,1%
2042	33 178,45	3,1%
2043	34 204,46	3,1%
2044	35 260,04	3,1%
2045	36 346,10	3,1%
2046	37 463,54	3,1%
2047	38 613,32	3,1%
2048	39 796,38	3,1%
2049	41 013,71	3,1%
2050	42 266,31	3,1%
2051	43 555,20	3,0%
2052	44 881,45	3,0%
2053	46 246,15	3,0%
2054	47 650,42	3,0%
		3,52%

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 10

Dependent Variable: CLI10 Method: Least Squares Date: 10/10/23 Time: 16:49 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	88246.40	9534.154	9.255818	0.0000
@TREND	19604.46	629.1196	31.16173	0.0000
R-squared	0.974901	Mean dependent var		343104.3
Adjusted R-squared	0.973897	S.D. dependent var		157595.9
S.E. of regression	25461.86	Akaike info criterion		23.19894
Sum squared resid	1.62E+10	Schwarz criterion		23.29493
Log likelihood	-311.1857	Hannan-Quinn criter.		23.22748
F-statistic	971.0537	Durbin-Watson stat		0.077792
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 10 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento es de 2,14% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de Clientes del Área de Demanda 10

Año	Clientes	Δ%
2022	622 346	
2023	617 567	-0,8%
2024	637 171	3,2%
2025	656 776	3,1%
2026	676 380	3,0%
2027	695 985	2,9%
2028	715 589	2,8%
2029	735 193	2,7%
2030	754 798	2,7%
2031	774 402	2,6%
2032	794 007	2,5%
2033	813 611	2,5%
2034	833 216	2,4%
2035	852 820	2,4%
2036	872 425	2,3%
2037	892 029	2,2%
2038	911 634	2,2%
2039	931 238	2,2%
2040	950 842	2,1%
2041	970 447	2,1%
2042	990 051	2,0%
2043	1 009 656	2,0%
2044	1 029 260	1,9%
2045	1 048 865	1,9%
2046	1 068 469	1,9%
2047	1 088 074	1,8%

Año	Cientes	Δ%
2048	1 107 678	1,8%
2049	1 127 283	1,8%
2050	1 146 887	1,7%
2051	1 166 492	1,7%
2052	1 186 096	1,7%
2053	1 205 700	1,7%
2054	1 225 305	1,6%
		2,14%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 10 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 10 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable con una tasa de crecimiento de 0,91% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 10

Año	Población	Δ%
2022	1 027 092	
2023	1 033 639	0,6%
2024	1 040 254	0,6%
2025	1 046 938	0,6%
2026	1 052 220	0,5%
2027	1 057 556	0,5%
2028	1 062 949	0,5%
2029	1 068 397	0,5%
2030	1 073 904	0,5%
2031	1 084 449	1,0%
2032	1 095 128	1,0%
2033	1 105 946	1,0%
2034	1 116 903	1,0%
2035	1 128 003	1,0%
2036	1 139 249	1,0%
2037	1 150 644	1,0%
2038	1 162 191	1,0%
2039	1 173 892	1,0%
2040	1 185 751	1,0%

Año	Población	Δ%
2041	1 197 771	1,0%
2042	1 209 956	1,0%
2043	1 222 309	1,0%
2044	1 234 833	1,0%
2045	1 247 533	1,0%
2046	1 260 411	1,0%
2047	1 273 472	1,0%
2048	1 286 719	1,0%
2049	1 300 158	1,0%
2050	1 313 791	1,0%
2051	1 327 624	1,1%
2052	1 341 661	1,1%
2053	1 355 906	1,1%
2054	1 370 364	1,1%
		0,91%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 10 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se encontrará estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4765 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 (2022).

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

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

Donde:

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

FC: factor de carga calculado para el Año Representativo.

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

h: número de horas del Año Representativo.

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado 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 polinómica2
- Tendencia polinómica3
- 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))	
(R²)	0,9504	0,9733	0,6919	0,9742	0,9927	0,7831	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	5,40	373,57	-0,93	8,47	17,09	80,10
	Prob,	0,0000	0,0000	0,3637	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	21,90	30,16	7,49	3,14	-4,55	9,50
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0044	0,0001	0,0000
Variable 3	Valor				4,69	9,05	
	Prob,				0,0001	0,0000	
Variable 4	Valor					-7,67	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	479,42	909,67	56,15	452,27	1047,85	90,28	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA de Osinergmin

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 obtenidas con todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 6,53%.

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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2022	653 414,42	741 278,80	527 806,17	707 505,17	656 831,74	528 749,06
2023	675 389,51	789 676,13	534 239,83	742 961,33	663 832,83	539 143,12
2024	697 364,59	841 233,27	540 447,71	779 416,10	666 375,38	549 366,05
2025	719 339,68	896 156,53	546 445,11	816 869,46	664 069,60	559 426,43
2026	741 314,77	954 665,67	552 245,84	855 321,42	656 525,68	569 332,13
2027	763 289,85	1 016 994,80	557 862,39	894 771,98	643 353,84	579 090,42
2028	785 264,94	1 083 393,35	563 306,09	935 221,13	624 164,28	588 707,99
2029	807 240,03	1 154 126,98	568 587,27	976 668,89	598 567,20	598 191,05
2030	829 215,11	1 229 478,74	573 715,35	1 019 115,24	566 172,80	607 545,35
2031	851 190,20	1 309 750,14	578 698,96	1 062 560,19	526 591,30	616 776,25
2032	873 165,29	1 395 262,38	583 546,01	1 107 003,75	479 432,90	625 888,73
2033	895 140,37	1 486 357,63	588 263,79	1 152 445,89	424 307,79	634 887,47
2034	917 115,46	1 583 400,38	592 859,02	1 198 886,64	360 826,19	643 776,81
2035	939 090,55	1 686 778,96	597 337,90	1 246 325,99	288 598,30	652 560,84
2036	961 065,63	1 796 907,02	601 706,18	1 294 763,93	207 234,33	661 243,40
2037	983 040,72	1 914 225,23	605 969,19	1 344 200,48	116 344,47	669 828,10
2038	1 005 015,81	2 039 203,03	610 131,89	1 394 635,62	15 538,93	678 318,31
2039	1 026 990,89	2 172 340,49	614 198,88	1 446 069,36	-95 572,08	686 717,26
2040	1 048 965,98	2 314 170,36	618 174,47	1 498 501,69	-217 378,35	695 027,95
2041	1 070 941,07	2 465 260,16	622 062,68	1 551 932,63	-350 269,69	703 253,26
2042	1 092 916,15	2 626 214,46	625 867,26	1 606 362,16	-494 635,89	711 395,88
2043	1 114 891,24	2 797 677,29	629 591,75	1 661 790,30	-650 866,75	719 458,37
2044	1 136 866,32	2 980 334,76	633 239,43	1 718 217,03	-819 352,05	727 443,19
2045	1 158 841,41	3 174 917,75	636 813,42	1 775 642,36	-1 000 481,60	735 352,62
2046	1 180 816,50	3 382 204,86	640 316,63	1 834 066,29	-1 194 645,20	743 188,88
2047	1 202 791,58	3 603 025,53	643 751,81	1 893 488,81	-1 402 232,63	750 954,05
2048	1 224 766,67	3 838 263,36	647 121,56	1 953 909,94	-1 623 633,69	758 650,13
2049	1 246 741,76	4 088 859,62	650 428,31	2 015 329,66	-1 859 238,18	766 279,02
2050	1 268 716,84	4 355 817,05	653 674,39	2 077 747,99	-2 109 435,90	773 842,53
2051	1 290 691,93	4 640 203,86	656 861,98	2 141 164,91	-2 374 616,63	781 342,40
2052	1 312 667,02	4 943 157,98	659 993,15	2 205 580,42	-2 655 170,18	788 780,29
2053	1 334 642,10	5 265 891,68	663 069,86	2 270 994,54	-2 951 486,34	796 157,78
2054	1 356 617,19	5 609 696,32	666 093,97	2 337 407,26	-3 263 954,91	803 476,39
	2,31%	6,53%	0,73%	3,81%		1,32%

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA Osinergrmin

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. No obstante, la tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,31%) 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 por Osinerghmin ha considerado una ecuación lineal, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI y CLIENTES.

En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía (en MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo4	Modelo5 (seleccionado)	Modelo 6
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA10) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C TARIFA PBI CLIENTES AR(1)	VENTAS C PBI CLIENTES(-1) D2020 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) D2020	VENTAS C PBI CLIENTES	VENTAS C PBI POBLACIÓN TARIFA
R ²	0,9959	0,9964	0,9978	0,9620	0,9949	0,9868
ESTADÍSTICO F:						
Valor	1351,34	1151,57	1849,83	304,08	2320,50	573,97
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:						
Variable 1	Valor	1,52	-1,00	-2,77	7,41	-5,07
	Prob,	0,1439	0,3269	0,0117	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	3,98	0,59	5,32	23,96	7,35
	Prob,	0,0006	0,5607	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	5,62	4,84	12,36	1,60	16,39
	Prob,	0,0000	0,0001	0,0000	0,1225	0,0000
Variable 4	Valor	8,19	11,35	-1,86		4,10
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0777		0,0004
Variable 5	Valor	2,71	2,01	2,84		
	Prob,	0,0128	0,0570	0,0100		
Variable 6	Valor		2,98	2,67		
	Prob,		0,0071	0,0147		

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 5, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,68%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 10 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	621 511,76	650 749,68	667 016,04	543 047,66	650 562,48	644 068,85
2023	647 094,04	674 466,39	699 135,92	615 734,93	670 883,90	706 807,12
2024	669 610,12	699 495,42	704 318,78	643 591,12	695 610,67	734 393,61
2025	691 774,00	724 201,86	729 289,15	670 645,63	720 052,38	761 368,09
2026	713 740,06	748 733,29	754 106,23	697 287,62	744 339,45	786 734,23
2027	735 623,43	773 202,07	778 868,44	723 815,18	768 571,14	812 017,51
2028	757 510,87	797 694,47	803 651,35	750 458,62	792 823,71	837 400,61

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2029	779 467,84	822 276,82	828 513,07	777 396,19	817 155,77	863 020,22
2030	801 544,63	847 001,23	853 499,21	804 768,92	841 613,36	888 988,59
2031	823 779,86	871 908,70	878 645,69	832 688,80	866 232,71	919 805,95
2032	846 203,51	897 032,09	903 981,30	861 246,42	891 042,86	951 192,74
2033	868 839,31	922 398,41	929 529,71	890 517,06	916 067,69	983 209,76
2034	891 706,17	948 030,19	955 310,62	920 564,20	941 327,09	1 015 904,00
2035	914 819,56	973 946,82	981 341,05	951 443,20	966 838,20	1 049 319,51
2036	938 192,06	1 000 165,13	1 007 635,71	983 202,67	992 615,89	1 083 494,04
2037	961 834,45	1 026 700,38	1 034 207,99	1 015 887,26	1 018 673,66	1 118 462,12
2038	985 755,93	1 053 566,58	1 061 070,14	1 049 538,35	1 045 023,86	1 154 255,61
2039	1 009 964,73	1 080 777,00	1 088 233,81	1 084 195,61	1 071 678,26	1 190 904,04
2040	1 034 468,26	1 108 344,44	1 115 710,18	1 119 897,48	1 098 648,12	1 228 437,61
2041	1 059 273,29	1 136 281,27	1 143 510,11	1 156 681,54	1 125 944,41	1 266 884,83
2042	1 084 386,13	1 164 599,73	1 171 644,31	1 194 585,11	1 153 577,93	1 306 274,77
2043	1 109 812,71	1 193 311,92	1 200 123,39	1 233 645,36	1 181 559,38	1 346 635,37
2044	1 135 558,95	1 222 430,28	1 228 958,23	1 273 900,54	1 209 899,74	1 387 995,21
2045	1 161 630,45	1 251 967,19	1 258 159,68	1 315 388,96	1 238 609,96	1 430 384,59
2046	1 188 032,63	1 281 935,16	1 287 738,71	1 358 149,45	1 267 701,09	1 473 831,39
2047	1 214 771,03	1 312 347,19	1 317 706,68	1 402 222,34	1 297 184,62	1 518 367,15
2048	1 241 851,01	1 343 216,34	1 348 075,06	1 447 648,46	1 327 072,09	1 564 021,82
2049	1 269 278,04	1 374 556,19	1 378 855,72	1 494 470,12	1 357 375,50	1 610 829,02
2050	1 297 057,37	1 406 380,36	1 410 060,61	1 542 730,09	1 388 106,89	1 658 818,99
2051	1 325 194,46	1 438 703,12	1 441 702,20	1 592 473,04	1 419 278,86	1 708 026,79
2052	1 353 694,63	1 471 538,88	1 473 793,15	1 643 744,33	1 450 904,15	1 758 486,06
2053	1 382 563,46	1 504 902,75	1 506 346,66	1 696 591,46	1 482 996,11	1 810 231,88
2054	1 411 806,41	1 538 810,05	1 539 376,18	1 751 062,81	1 515 568,29	1 863 300,67
	2,60%	2,73%	2,65%	3,73%	2,68%	3,38%

Fuente: Formato F-107 de la PROPUESTA Osinerghmin.

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,49%, cada una de las variables explicativas muestra significancia individual estadística 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

Dependent Variable: ENE10 Method: Least Squares Date: 10/10/23 Time: 17:11 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-33343.00	6573.221	-5.072551	0.0000
PBIAD10	12.13644	1.651203	7.350060	0.0000
CLIAD10	0.792133	0.048334	16.38877	0.0000
R-squared	0.994855	Mean dependent var		367738.3
Adjusted R-squared	0.994427	S.D. dependent var		178911.8
S.E. of regression	13356.71	Akaike info criterion		21.94187
Sum squared resid	4.28E+09	Schwarz criterion		22.08585
Log likelihood	-293.2152	Hannan-Quinn criter.		21.98468
F-statistic	2320.503	Durbin-Watson stat		0.809364
Prob(F-statistic)	0.000000			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,53% 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 10 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	666 708,32	
2023	687 534,09	3,12%
2024	712 874,53	3,69%
2025	737 922,85	3,51%
2026	762 812,67	3,37%
2027	787 645,76	3,26%
2028	812 500,23	3,16%
2029	837 436,18	3,07%
2030	856 774,16	2,31%
2031	876 558,70	2,31%
2032	896 800,10	2,31%
2033	917 508,92	2,31%
2034	938 695,93	2,31%

Año	Ajuste final	TC
2035	960 372,20	2,31%
2036	982 549,01	2,31%
2037	1 005 237,93	2,31%
2038	1 028 450,78	2,31%
2039	1 052 199,66	2,31%
2040	1 076 496,94	2,31%
2041	1 101 355,29	2,31%
2042	1 126 787,67	2,31%
2043	1 152 807,33	2,31%
2044	1 179 427,84	2,31%
2045	1 206 663,06	2,31%
2046	1 234 527,20	2,31%
2047	1 263 034,77	2,31%
2048	1 292 200,63	2,31%
2049	1 322 040,00	2,31%
2050	1 352 568,40	2,31%
2051	1 383 801,77	2,31%
2052	1 415 756,37	2,31%
2053	1 448 448,87	2,31%
2054	1 481 896,30	2,31%
		2,53%

Fuente: Formato F-108

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 10) 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 se emplee y reporte encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 10, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en

estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

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

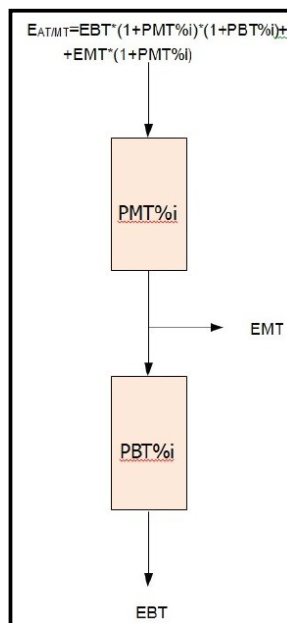
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 10 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



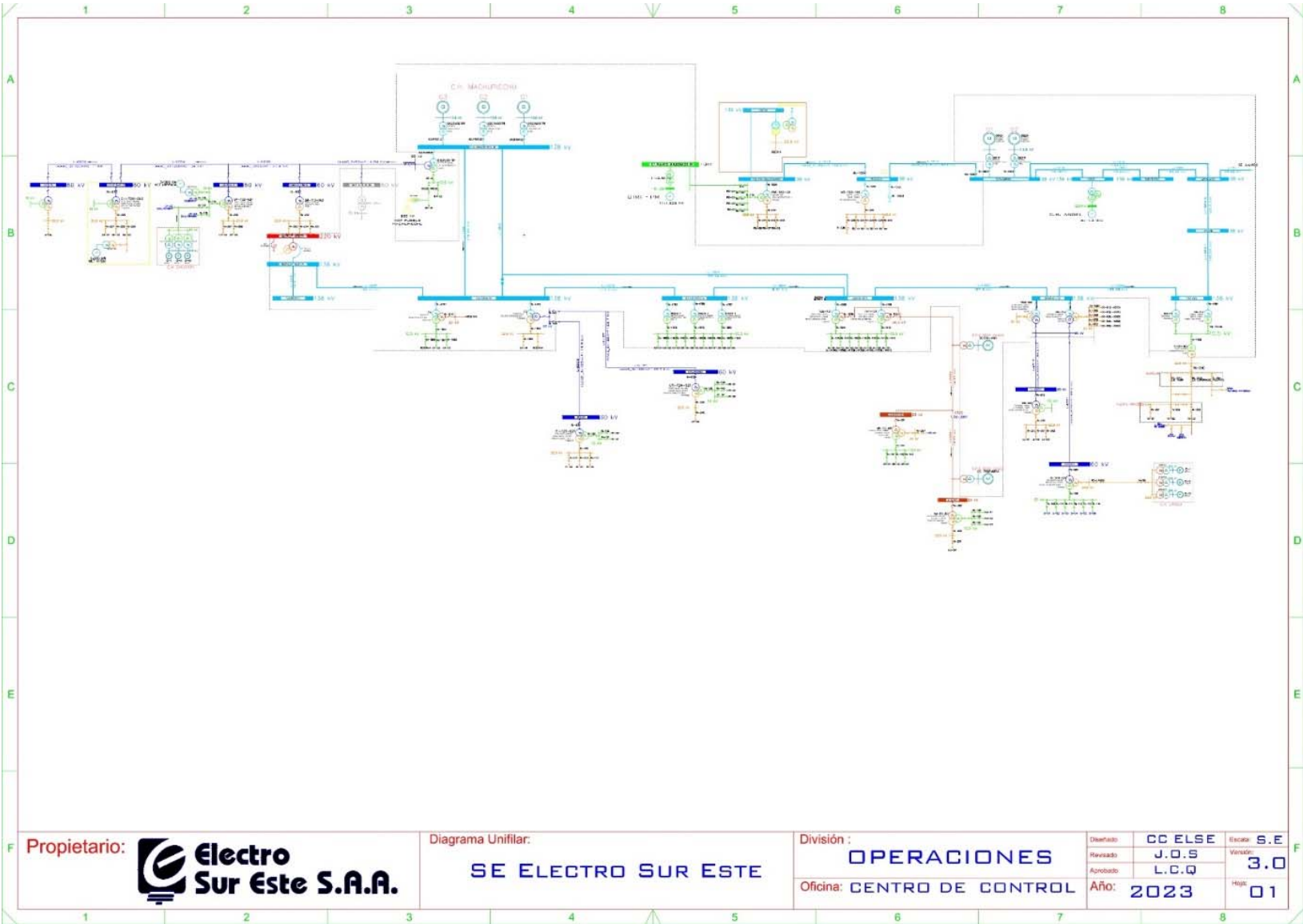
B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

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

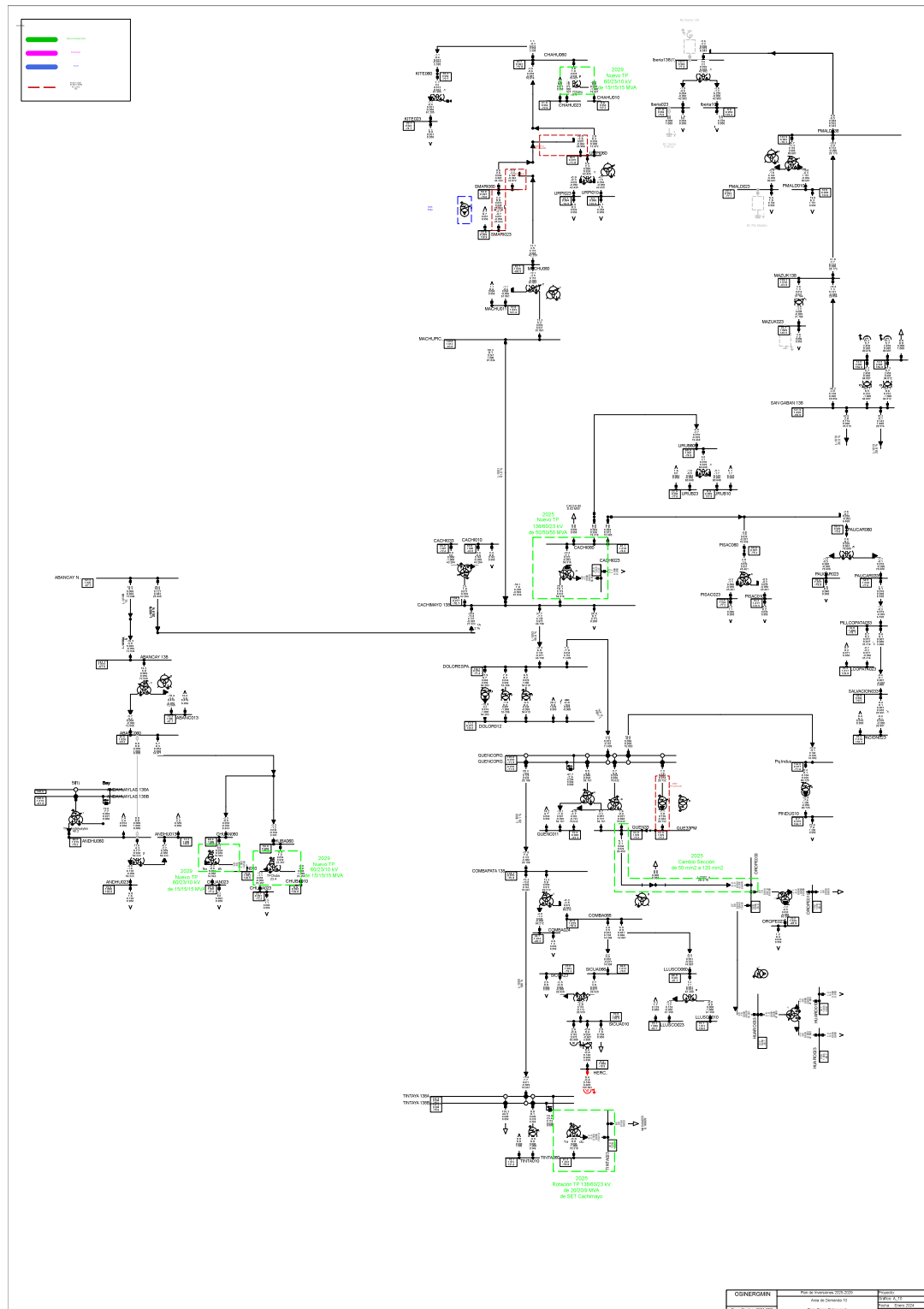
Anexo C

Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares



Anexo D
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada, según análisis de
Osinergmin.

Área de Demanda 10 (Año 2029)



Anexo E

Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025 – 2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 10

Proyecto N°	Año Previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	ELSE	Implementación de 2 Celdas de Transformación (138 kV y 33 kV)	SET QUENCORO	438 271
2	2025	ELSE	Implementación del Transformador en 138/60/22,9 kV - 50 MVA	SET CACHIMAYO	1 400 847
3	2025	ELSE	Implementación de 2 Celdas de Transformación (138 kV y 22,9 kV) y 2 Celdas de Alimentador en 22,9 kV	SET TINTAYA	563 495
4	2029	ELSE	Cambio de Sección de tramo de la Línea Transmisión Quencoro-Oropeza de 50 mm ² a 120 mm ²	SET QUENCORO/SET OROPEZA	165 868
5	2029	ELSE	Renovación de 3 Celdas de Transformación (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV)	SET ANDAHUAYLAS	426 914
6	2029	ELSE	Renovación del Transformador en 60/22,9/10 kV - 15 MVA y 2 Celdas de Transformación (60 kV y 22,9 kV)	SET CHUQUIBAMBILLA	1 089 038
7	2029	ELSE	Renovación del Transformador en 60/22,9/10 kV - 15 MVA y 2 Celdas de Transformación (60 kV y 22,9 kV)	SET CHACAPUENTE	1 089 038
8	2029	ELSE	Renovación del Transformador en 60/22,9/10 kV - 15 MVA y 2 Celdas de Transformación (60 kV y 22,9 kV)	SET CHAHUARES	1 089 038
9	2025	EGEMSA	Renovación de 12 Celdas (3 de Transformación y 9 de Alimentador, tipo GIS en 10 kV)	SET DOLORESPATA	863 201

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305 que sustenta el presente informe.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 10

Programación de Bajas AD10				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
10	ELSE	2029	3 Celdas convencionales de Transformación (60, 22,9 y 10 kV)	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 9 MVA - SET Chuquibambilla	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chuquibambilla	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA - SET Chacapunte	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chacapunte	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 9 MVA - SET Chahuare	SET Chahuare
10	ELSE	2029	2 Celdas convencionales de Transformación (60 y 22,9 kV) - SET Chahuare	SET Chahuare
10	EGEMSA	2025	12 Celdas Tipo interior (3 de Transformación y 3 de Alimentador) - SET Dolorespata	SET Dolorespata

Fuente: Elaboración Propia

Anexo F

Cuadros Comparativos

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 10**

	ELECTRO SUR ESTE		PROPUESTA Osinergmin	
Año	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	-	-	793	-
2023	-	-	814	2,62%
2024	889	3,63%	841	3,40%
2025	921	3,59%	869	3,25%
2026	954	3,56%	896	3,13%
2027	988	3,52%	923	3,03%
2028	1 023	3,49%	950	2,94%
2029	1 059	3,46%	977	2,87%
2030	1 095	3,44%	998	2,16%
2031	1 133	3,41%	1 020	2,16%
2032	1 172	3,39%	1 042	2,17%
2033	1 211	3,37%	1 065	2,17%
2034	1 252	3,63%	1 088	2,17%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT). La demanda Global en (GWh) de ELSE corresponde a la PROPUESTA FINAL.
- (3) ELSE no consignó valores de demanda de los años 2022 y 2023.

Aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 10

(US\$) Año	Propuesta Inicial ELSE (A)	Propuesta Final ELSE (B)	Osinergmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 362 763 ⁽¹⁾	-	2 402 613	76,3%	100%
2026	5 119 300	-	-	-100,0%	-
2027	32 186 328	2 056 458	-	-100,0%	-100,0%
2028	4 395 076	2 049 187	-	-100,0%	-100,0%
2029	14 142 597 ⁽²⁾	10 674 923	3 859 896	-72,7%	-63,8%
TOTAL	57 206 063	14 780 568	6 262 509	-89,1%	-57,6%

(1) Considera también las inversiones reportadas para el 2024

(2) Considera también las inversiones reportadas para el 2032

(US\$) Año	Propuesta Inicial EGEMSA (A)	Propuesta Final EGEMSA (B)	Osinergmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	965 555	953 942	863 201	-10,6%	-9,5%
2026	0	0	0	-	-
2027	0	0	0	-	-
2028	0	0	0	-	-
2029	0	0	0	-	-
TOTAL	965 555	953 942	863 201	-10,6%	-9,5%

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 (31 de mayo y 1 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”.