
Fijación de Peajes para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión

periodo mayo 2025- abril 2029

(Proyecto)

Lima, febrero de 2025

Resumen Ejecutivo

El proceso de fijación de Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el periodo comprendido entre mayo 2025 y abril 2029, se desarrolla 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.2.2, se señala en detalle las diversas etapas a seguirse para dicha fijación.

Dicho proceso regulatorio se inició con la presentación de las propuestas tarifarias de SST y SCT (PROPUESTAS) por parte de las empresas titulares de las instalaciones de transmisión (TITULARES), cuyo plazo final de presentación se estableció hasta el 01 de octubre de 2024; luego, se llevó a cabo la Audiencia Pública Virtual para que los TITULARES expongan sus PROPUESTAS, luego Osinerghmin realizó las observaciones a las mismas y los TITULARES presentaron la absolución a dichas observaciones.

Cabe indicar que Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por los TITULARES en las etapas descritas, incluyendo en esta evaluación la información complementaria presentada como sustento de las respuestas a las observaciones de las PROPUESTAS.

En ese sentido, para los casos en los que los TITULARES no subsanaron adecuadamente las observaciones formuladas por Osinerghmin a sus PROPUESTAS, o la información presentada en las diferentes etapas del proceso regulatorio no resultó consistente o no fue debidamente sustentada; Osinerghmin ha procedido a determinar las tarifas correspondientes con base a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Reglamento de Transmisión; así como, en las normas emitidas por Osinerghmin para tal fin.

Así, el presente informe describe el procedimiento seguido por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinerghmin, en la fijación de Peajes de los SST y SCT, para el periodo de vigencia del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029; para el efecto, se ha considerado la mejor información presentada por las TITULARES como parte de sus PROPUESTAS, el resultado del análisis de las respuestas a las

observaciones formuladas a los mismos, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la GRT.

De acuerdo al análisis efectuado por Osinerghmin para la fijación de peajes de los SST y SCT, de manera general, se ha realizado lo siguiente:

- La demanda utilizada para el cálculo de Peajes es la validada por Osinerghmin en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, afectada por los correspondientes factores de pérdidas de distribución, por Área de Demanda, con algunos ajustes indicados en el numeral 5.1 del presente Informe.
- La actualización del Costo Medio Anual (CMA) de los SST se realiza según las fórmulas de actualización establecidas en las Resoluciones N° 184-2009-OS/CD (modificada y complementada con la N° 279-2009-OS/CD), N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013-OS/CD, N° 068-2015-OS/CD, N° 061-2017-OS/CD y N° 070-2021-OS/CD, descontando las Bajas dadas desde el 24 de julio 2006, validadas con las Actas de Retiro Definitivo de Operación.
- La actualización del CMA de los SCT se realiza según la estructura de costos de cada Elemento de transmisión puesto en servicio desde el 24 de julio 2006 y se establecen las fórmulas de actualización aplicables.
- Se establece de manera definitiva el CMA de los Elementos del SCT que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT; dichos Elementos fueron validados a través de las Actas de Puesta en Servicio o Actas de Verificación de Alta, según corresponda.
- El Ingreso Tarifario de las instalaciones MAT y/o MAT/MAT, ubicadas en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectadas entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, se determinan de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 217-2013-OS/CD, que aprobó los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (NORMA TARIFAS).

Como consecuencia de las actividades realizadas, descrito en los párrafos anteriores, se determinan los Peajes Unitarios por Área de Demanda correspondiente a los SST y SCT, los mismos que se muestran en el Cuadro N° 5-6 del presente informe. Cabe indicar que estos peajes deben aplicarse a todos los clientes regulados y libres comprendidos en el Área de Demanda correspondiente, acumulados por nivel de tensión donde corresponda, debiendo el monto resultante transferirse a cada uno de los TITULARES que la conforman en proporción a los peajes parciales fijados para cada uno de ellos.

Asimismo, de acuerdo al análisis efectuado por Osinerghmin, se ha determinado lo siguiente:

- El CMA de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones 2025-2029, se fija preliminarmente, en cumplimiento del numeral 1) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la LCE - [Ver Anexo C].
- Los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía se determinan mediante un cálculo de flujos de carga empleando la demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN y del Sistema Eléctrico, respectivamente, y según los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS - [Ver Anexo I].

- Los Peajes Secundarios por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión pagadas y/o usadas por el TITULAR y/o por Usuarios Libres (SSTL) [Ver Sección N° 5.6 del presente informe].
- Los Peajes correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión cuyos cargos corresponde asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes (SCTLN de Cerro Verde y Coelvisac) [Ver Secciones N° 5.7 y 5.8 del presente informe].

Finalmente, cabe indicar que los valores determinados, producto del análisis de Osinerghmin, toman en cuenta el Tipo de Cambio de 3,728 S//USD, que corresponde al 31 de enero de 2025, los que serán actualizados al último día hábil de marzo 2025 en la etapa de publicación de los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, prevista efectuarse el 15 de abril de 2025.

ÍNDICE

1.	Introducción.....	3
1.1.	ASPECTOS REGULATORIOS Y METODOLÓGICOS	4
1.2.	RESUMEN DEL PROCESO DE REGULACIÓN.....	8
2.	Propuestas Iniciales.....	12
2.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	12
2.2.	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER)	14
2.3.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS	16
2.4.	INGRESO TARIFARIO (IT)	18
2.5.	PEAJES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN	18
2.5.1.	CMA SSTD	19
2.5.2.	CMA SCTD	20
2.5.3.	PEAJES PROPUESTOS.....	22
2.5.4.	FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	24
3.	Observaciones a las Propuestas Iniciales.....	26
4.	Propuestas Finales	28
4.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	28
4.2.	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER)	30
4.3.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS	32
4.4.	INGRESO TARIFARIO (IT)	34
4.5.	PEAJES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN	35
4.5.1.	CMA SSTD	35
4.5.2.	CMA SCTD	36
4.5.3.	PEAJES PROPUESTOS.....	38
4.5.4.	FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	40
5.	Análisis de Osinerghmin	43
5.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	43
5.2.	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER)	44
5.2.1.	INSTALACIONES DEL SSTD Y BAJAS	44
5.2.2.	INSTALACIONES DEL SCT Y ALTAS	45
5.3.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS	45
5.3.1.	CRITERIOS.....	45
5.3.2.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FPMDP.....	47
5.3.3.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FPMDE	48
5.3.4.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS RESULTANTES.....	49
5.4.	PEAJES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN	49
5.4.1.	CMA DE SSTD.....	50
5.4.2.	CMA DE SCTD.....	52
5.4.3.	INGRESO TARIFARIO DE INSTALACIONES MAT Y MAT/MAT.....	58
5.4.4.	CÁLCULO DE PEAJES	59
5.4.5.	FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	63
5.5.	REVISIÓN DE ALÍCUOTAS.....	64
5.5.1.	REVISIÓN DE ALÍCUOTAS	64
5.5.2.	CORRECCIONES A LAS BAJAS REALIZADAS	65
5.5.3.	RETIRO DE COSTOS COMUNES	66
5.6.	PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE	66
5.6.1.	SOBRE EL SST DE CONELSUR AD03 (ANTES CONENHUA).....	68

5.6.2.	SOBRE EL SST DE CONELSUR AD07	71
5.6.3.	SOBRE EL SST DE AYMARAES.....	72
5.6.4.	SOBRE EL SST DE CTA.....	72
5.7.	PEAJE PARA EL SCTLN DE CERRO VERDE	74
5.8.	PEAJE PARA EL SCTLN DE COELVISAC	75
5.9.	CONTRATOS DE CONCESIÓN DE SCT	77
5.10.	SOBRE LA AMPLIACIÓN N° 3 DE ISA PERÚ S.A.....	80
5.11.	SOBRE LA ADENDA N° 8 DEL CONTRATO BOOT DE REDESUR S.A.	80
5.12.	SOBRE EL COYM DEL PROYECTO LT 60 KV POECHOS - LAS LOMAS - QUIROZ (ENOSA)	80
6.	Conclusiones y Recomendaciones	83
7.	Anexos.....	85
8.	Referencias.....	529

1. Introducción

Según lo señalado en el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), la regulación de las tarifas de transmisión es efectuada por Osinergmin, independientemente de si estas 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 de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado con Decreto Supremo 009-93-EM.

De acuerdo a lo anterior, en el artículo 139 del RLCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante “SCT”); específicamente en los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinergmin¹ y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda.

La norma “Tarifas y Compensaciones para SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 018-2018-OS/CD (NORMA TARIFAS), se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT.

Así, el presente informe describe el procedimiento seguido por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, en la fijación de Peajes de los SST y SCT, en cada una de las Áreas de Demanda, para el periodo de vigencia del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Para la elaboración del presente informe, se han considerado los estudios técnico – económicos presentados por las empresas titulares de las instalaciones de transmisión (TITULARES), el resultado del análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a los mismos, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

¹ Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

1.1. Aspectos Regulatorios y Metodológicos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los artículos 8 y 42 de la LCE².

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

Según lo señalado en el artículo 44 de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por 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.

De forma similar, el artículo 62 de la LCE modificado con la Ley N° 28832⁵, establece que los peajes y compensaciones del SST deberán ser regulados por Osinerghmin.

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, el artículo 49 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832⁶, establece que en las barras del SST el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema, el mismo que será determinado según lo establecido en los artículos 128 y 139 del Reglamento de la LCE⁷, modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Decreto Supremo N° 018-2016-EM y Decreto Supremo N° 028-2016-EM.

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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 **Artículo 62°.-** Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

(...)

⁶ **Artículo 49°.-** En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

⁷ **Artículo 128°.-** Para la fijación de los precios en Barra de energía, a que se refiere el artículo 49° de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

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:

La forma de determinar el Costo Medio Anual (en adelante "CMA") de las instalaciones que conforman los SST remunerados exclusivamente por la demanda, está establecida en el literal b), numeral I), del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que dicho CMA se fijará por única vez como el ingreso anual por

-
- a) Criterios Aplicables
- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina compensación.
 - II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.
 - III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21º de la Ley N° 28832.
 - IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128º, el pago incluirá además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
 - V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones (...)
 - VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
 - VII) Los costos de explotación son los definidos en el Artículo 1º de la Ley N° 28832.
 - VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
 - (...)
- b) Costo Medio Anual
- (...)
- c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar
- (...)
- d) Frecuencia de Revisión y Actualización
- (...)
- II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.
 - III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro (04) años según se establece en el literal i) siguiente.
 - IV) (...)
 - V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el Titular recupere el Costo Medio Anual.
 - (...)
- e) Responsabilidad de Pago
- (...)
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
 - IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
 - (...)

concepto de Peaje e Ingreso Tarifario y deberá ser actualizado en cada fijación tarifaria. Asimismo, en dicha referencia se establece que cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el CMA se reducirá en un monto proporcional al CMA de la referida instalación respecto del CMA del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión.

El concepto de CMA de las instalaciones que no son del tipo SST, también está definido en el literal b), numeral II), del artículo 139 del RLCE, y corresponde a la suma de la anualidad del costo de inversión y del costo anual de operación y mantenimiento, en condiciones de eficiencia. En la misma referencia, para los Contratos de Concesión de SCT, el CMA comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el periodo de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

En cada fijación tarifaria, el CMA de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el CMA del SST, así como el CMA de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por Osinergmin y/o Contratos de Concesión de SCT, conforme lo indicado en el numeral III) del literal b) del artículo 139 del RLCE.

Por otro lado, respecto a la asignación de responsabilidad de pago, se debe tener en cuenta lo establecido en el literal e) del artículo 139 del RLCE⁸. Así, para determinar la responsabilidad de pago por el uso por parte de terceros de instalaciones del SST que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas

⁸ **Responsabilidad de Pago**

(...)

- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
- V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.
- VII) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.
- VIII) (...)
- IX) Las instalaciones ejecutadas en el marco de un contrato de concesión derivado de un proceso de promoción a la inversión privada, que incluyan obras de un Plan de Transmisión aprobado conforme a la Ley N° 28832, deberán ser evaluadas por OSINERGMIN a efectos de determinar la asignación de responsabilidad de pago a todos los usuarios del SEIN.

por el titular y/o por Usuarios Libres, se procede según lo establecido en el numeral VIII del literal e)⁹ del artículo 139 del RLCE.

Para cumplir con estos mandatos de la LCE y el RLCE, considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 27838 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Osinergrmin mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, donde en su Anexo A.2.2, se señala a detalle las diversas etapas a seguirse para la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT.

Asimismo, con la Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT.

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

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD (en adelante “Norma Altas y Bajas”).
- Áreas de Demanda según lo establecido en el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobados mediante Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificados 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° 012-2025-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

⁹ VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

1.2. Resumen del Proceso de Regulación

El presente proceso se desarrolla 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.2.2 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (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 de transmisión como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la 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 Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, Periodo 2025-2029”

Inicio del Proceso

En cumplimiento del cronograma del PROCEDIMIENTO, hasta el 01 de octubre de 2024, veinticinco (25) empresas titulares de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, las mismas que se muestran en el cuadro siguiente [en adelante y en conjunto “TITULARES”], presentaron sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029 [Ver Referencia 1].

Cuadro N° 1-1
TITULARES que presentaron Propuesta Inicial-Regulación de SST y SCT

TRANSMISORAS	GENERADORAS	DISTRIBUIDORAS
1.- Red de Energía del Perú S.A. 2.- Transmantaro S.A. 3.- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. 4.- Redesur S.A. 5.- Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A. 6.- Proyecto Especial Olmos Tinajones (PEOT)	1.- Engie Energía Perú S.A. 2.- Empresa de Generación Eléctrica San Gaban S.A. 3.- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. 4.- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. 5.- Electroperú S.A.	1.- Electro Sur Este S.A.A. 2.- Electro sur S.A. 3.- Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. 4.- Electrocentro S.A. 5.- Pluz Energía Perú S.A.A. 6.- Luz del Sur S.A.A. 7.- Electro Oriente S.A. 8.- Electro Ucayali S.A. 9.- Electro Dunas S.A.A. 10.- Seal S.A. 11.- Electronoroeste S.A. 12.- Hidrandina S.A. 13.- Adinelsa 14.- Electronorte S.A.

Cabe indicar que las empresas Statkraft Perú S.A. (STATKRAFT) e Inversiones Shaqsha S.A.C. (SHAQSHA), según Cartas SKP/GC-270-2024 y IS/GC-006-2024, respectivamente, informaron que, no habiéndose producido cambios significativos en sus sistemas secundarios y complementarios existentes, se abstienen de presentar sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029. Por otro lado, la empresa Unacem Perú S.A. (UNACEM), según Carta GOC-217-24, informó que, debido a que Osinergmin ha aprobado para dicha empresa la Baja tarifaria de todos los Elementos de transmisión de su titularidad para los años 2023 y 2025, se abstiene de presentar su propuesta de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029. Es importante señalar que, mediante Carta GOC-252-24, UNACEM señala que *“...en atención a la información requerida en el oficio N° 1904-2024-GRT, cumple con presentar un informe que sustenta su propuesta de Fijación de Peajes de los SST y SCT de UNACEM...”*, no obstante, al no haber presentado propuesta inicial, no corresponde considerar dicho informe como propuesta final, siendo que el Oficio N° 1904-2024-GRT solo tuvo el propósito de requerir información relevante para el desarrollo del presente proceso regulatorio.

Asimismo, es importante mencionar que, la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinergmin a su propuesta inicial ni presentó su propuesta final. Por otro lado, la empresa Electro Puno S.A.A., mediante Oficio N° 03-2025-ELPU/GG, presentó una propuesta señalando lo siguiente: *“...alcanzamos nuestra subsanación de las diversas observaciones que ha efectuado Osinergmin al área de demanda II; donde mi representada es titular...”*. Al respecto, se aclara que dicha afirmación no se ajusta a la verdad, toda vez que Osinergmin no formuló observaciones a dicha empresa, dado que esta no presentó propuesta inicial. En ese sentido, se deja constancia que el documento presentado mediante Oficio N° 03-2025-ELPU/GG, no será considerado como propuesta final, y que la información adjunta será tratada con carácter referencial para efectos del presente proceso regulatorio.

Así, en cumplimiento del marco legal aplicable, como siguiente etapa, se publicó en la página Web de Osinergmin las propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de los TITULARES de los SST y SCT.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública, cuyo objetivo fue que los titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico - económico de sus propuestas de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT (en adelante y en conjunto “PROPUESTAS INICIALES”), se ha desarrollado el día 17 de octubre de 2024.

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

A través de los Oficios numerados correlativamente desde el N° 1897-2024-GRT hasta el N° 1903-2024-GRT, N° 1917-2024-GRT hasta el N° 1924-2024-GRT, N° 1929-2024-GRT, N° 1940-2024-GRT hasta el N° 1942-2024-GRT y N° 1944-2024-GRT hasta el N° 1949-2024-GRT, con fecha 26 de noviembre de 2024, Osinerghmin remitió a los TITULARES, las observaciones a las propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT [Ver Referencia 2].

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, hasta el 03 de enero de 2025, los TITULARES presentaron las respuestas a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus PROPUESTAS INICIALES (en adelante y en conjunto "PROPUESTAS FINALES") [Ver Referencia 3].

Cabe indicar que la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL.

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

Publicación del Proyecto de Resolución

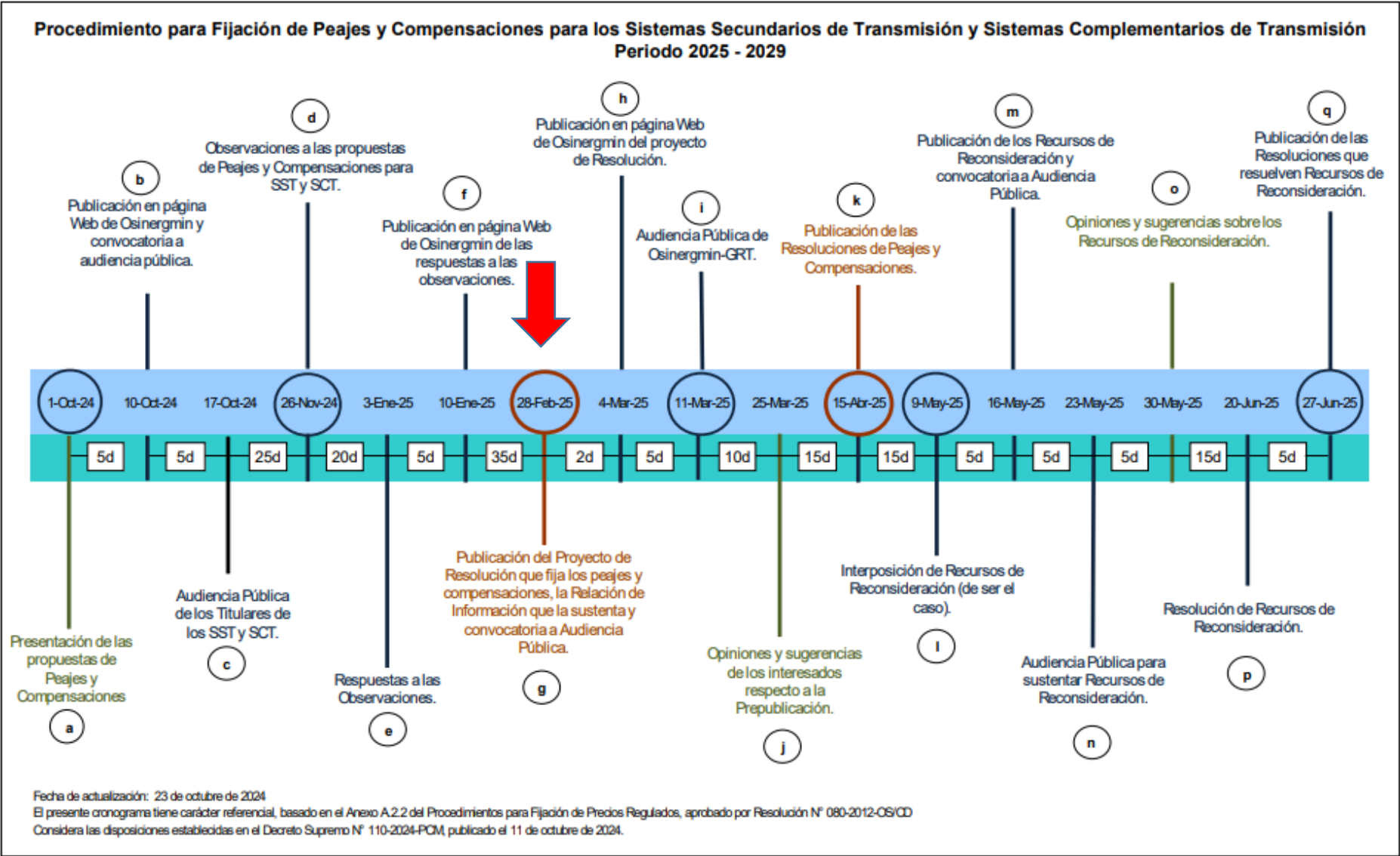
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 28 de febrero de 2025 Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 - abril 2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública Virtual, prevista para el 11 de marzo de 2025, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

Asimismo, hasta el 25 de marzo de 2025, 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 de fijación de peajes y compensaciones.

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

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

Figura N° 1.1
 Proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT (Periodo 2025-2029)



2. Propuestas Iniciales

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 01 de octubre de 2024, veinticinco (25) empresas titulares de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, las que se muestran en el Cuadro N° 1-1, presentaron sus estudios técnicos económicos como sustento de sus propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029 (en adelante y en conjunto “PROPUESTAS INICIALES”).

A continuación, se resumen dichas PROPUESTAS INICIALES presentadas por los TITULARES de SST y SCT.

2.1. Proyección de la Demanda

Las proyecciones de la demanda utilizadas por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES, en su mayoría, no coinciden con las aprobadas por Osinergmin en el Plan de Inversiones 2025-2029.

En el Cuadro N° 2-1 se visualiza un resumen de las proyecciones de la demanda presentadas en las PROPUESTAS INICIALES.

Cuadro N° 2-1
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen de la Proyección de la Demanda (MWh)

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	1 676 409	2 606 436	2 668 186	2 719 953	939 480
	ELECTROPERÚ	1 647 378	2 601 919	2 663 669	2 715 436	963 173
	PUMATE ⁽³⁾					
	REP	1 676 409	2 606 436	2 668 186	2 719 953	939 480
2	ADINELSA	-	-	-	-	-
	PEOT	896 156	1 407 306	1 461 173	1 516 435	518 977
	ELECTRONORTE	942 444	1 595 680	1 655 388	1 716 624	671 670
	ELECTRO ORIENTE	942 444	1 595 680	1 655 388	1 716 624	671 670
	COELVISAC	1 019 081	1 595 680	1 655 388	1 716 624	585 832
	REP	882 362	1 386 371	1 439 588	1 494 186	511 626

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
3	CHAVIMOCHIC ⁽³⁾					
	CONELSUR ⁽³⁾					
	CTA ⁽³⁾					
	HIDRANDINA	3 434 321	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 774 961
	ELECTRONORTE	3 450 168	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 762 351
	ISA PERÚ	3 434 321	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 774 961
	REP	3 434 321	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 774 961
4	ELECTRO ORIENTE	341 826	512 898	527 677	542 598	174 783
5	ADINELSA	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽³⁾					
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾					
	CONELSUR ⁽³⁾					
	STATKRAFT ⁽³⁾					
	SHAQSHA ⁽³⁾					
	ELECTROCENTRO	3 081 006	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 471 016
	ELECTRO DUNAS	3 081 006	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 471 016
	ELECTROPERÚ	3 069 260	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 482 395
	TRANSMANTARO	3 081 006	4 541 590	4 587 822	4 635 991	1 473 259
	REP	3 081 006	4 541 590	4 587 822	4 635 991	1 473 259
6	ADINELSA	5 991 991	9 280 149	9 421 601	9 566 497	3 348 704
	CONELSUR ⁽³⁾					
	STATKRAFT ⁽³⁾					
	PLUZ ENERGÍA	6 371 011	10 273 501	10 994 992	11 225 437	3 868 000
	HIDRANDINA	6 260 231	10 067 498	10 782 171	11 008 986	3 764 957
	REP	6 260 231	10 067 498	10 782 171	11 008 986	3 764 957
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	8 174 565	12 656 416	12 998 542	13 346 800	4 563 652
	CONELSUR ⁽³⁾					
	TRANSMANTARO	8 019 507	12 447 738	12 785 830	13 129 934	4 510 696
	REP	8 019 507	12 447 738	12 785 830	13 129 934	4 510 696
8	ADINELSA	2 808 788	4 244 448	4 278 121	4 313 060	1 453 533
	COELVISAC	3 008 801	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 593 879
	ELECTRO DUNAS	2 998 328	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 603 830
	TRANSMANTARO	2 545 361	3 884 596	3 982 937	4 065 074	1 354 041
	SEAL	2 545 361	3 884 596	3 982 937	4 065 074	1 354 041
	REP	2 545 361	3 884 596	3 982 937	4 065 074	1 354 041
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽³⁾					
	EGASA	3 850 322	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 841 691
	ELECTROSUR	3 842 099	5 534 459	5 594 617	5 647 312	1 764 967
	SEAL	3 850 322	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 841 691
	REP	3 850 322	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 841 691
10	EGEMSA	2 831 668	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 813
	ELECTROSURESTE	2 831 668	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 813

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
	REP	2 831 668	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 813
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾					
	REP	523 646	798 966	819 851	835 565	279 289
12	ELECTROSUR	1 933 010	2 762 735	2 766 356	2 769 995	831 068
	ENGIE	1 885 680	2 760 506	2 764 127	2 767 766	876 159
13	EGESUR ⁽³⁾					
	ELECTROSUR	253 979	405 815	441 741	477 445	183 484
14	ELECTROUCAYALI	297 547	459 515	477 340	494 245	161 269
15	ISA PERÚ	36 814 066	56 204 177	57 853 559	58 964 698	19 467 694
	REDESUR	36 816 444	56 204 177	57 853 559	58 964 698	19 465 021
	TESUR 3	36 816 444	56 204 177	57 853 559	58 964 698	19 465 020
	REP	36 814 066	56 204 177	57 853 559	58 964 698	19 467 694

Fuente: Formatos "F-503" presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.

Notas: "-" significa que la empresa titular no presentó información.

(1) : Comprende la energía del periodo mayo - diciembre.

(2) : Comprende la energía del periodo enero - abril.

(3) : No presentó propuesta inicial.

2.2. Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)

El SER está conformado por el SST (instalaciones existentes al 23 de julio de 2006) y los Elementos de los SCT existentes considerando las Altas y Bajas desde el 24 de julio 2006; dicha información fue validada a través de los diferentes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT y las correspondientes Actas de Alta y de Baja.

En el cuadro siguiente se muestra la información presentada por los TITULARES como parte de sus PROPUESTAS INICIALES, correspondiente a las Actas de Altas y Bajas de las instalaciones del SCT y SST, respectivamente. Asimismo, en el mismo cuadro se muestra si los TITULARES presentaron los archivos de valorización de las Altas que no fueron consideradas en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.

Cuadro N° 2-2
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Información relacionada con los SST y SCT

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	X	x	-
	ELECTROPERÚ	-	-	-
	PUMATE ⁽³⁾			
	REP	-	-	-
2	ADINELSA	-	-	-
	PEOT	-	-	-
	ELECTRONORTE	X	-	-

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
	ELECTRO ORIENTE	X	-	-
	COELVISAC	X	x	-
	REP	-	-	-
3	CHAVIMOCHIC ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	CTA ⁽³⁾			
	HIDRANDINA	-	-	-
	ELECTRONORTE	-	-	-
	ISA PERÚ	-	-	-
	REP	-	-	-
4	ELECTRO ORIENTE	X	-	-
5	ADINELSA	-	-	-
	UNACEM ⁽³⁾			
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	SHAQSHA ⁽³⁾			
	ELECTROCENTRO	-	-	-
	ELECTRO DUNAS	X	X	-
	ELECTROPERÚ	-	-	-
	TRANSMANTARO	-	-	-
	REP	-	-	-
6	ADINELSA	X	-	-
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	PLUZ ENERGÍA	X	-	-
	HIDRANDINA	-	-	-
	REP	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	X	-	-
	CONELSUR ⁽³⁾			
	TRANSMANTARO	-	-	-
	REP	-	-	-
8	ADINELSA	X	-	-
	COELVISAC	X	x	-
	ELECTRO DUNAS	X	x	-
	TRANSMANTARO	X	x	-
	SEAL	-	-	-
	REP	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
9	CONELSUR ⁽³⁾			
	EGASA	-	-	-
	ELECTROSUR	-	-	-
	SEAL	-	-	-
	REP	-	-	-
10	EGEMSA	-	-	-
	ELECTROSURESTE	-	-	-
	REP	-	-	-
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾			
	REP	-	-	-
12	ELECTROSUR	-	-	-
	ENGIE	-	-	-
13	EGESUR ⁽³⁾			
	ELECTROSUR	-	-	-
14	ELECTROUCAYALI	-	-	-
15	ISA PERÚ	-	-	-
	REDESUR	-	-	-
	TESUR 3	-	-	-
	REP	-	x	-

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no presentó información.
Fuente: Formatos “F-300” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.
(1) : Comprende las Altas de los SCT.
(2) : Comprende las Bajas de los SST y SCT, de corresponder.
(3) : No presentó propuesta.

2.3. Factores de Pérdidas Medias

Los Factores de Pérdidas Medias presentados como parte de las PROPUESTAS INICIALES, por los TITULARES de cada Área de Demanda, se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2-3
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen de Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y de Energía (FPMdE)

ÁREA	TITULARES	FPMdP ⁽¹⁾				FPMdE ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	1,0000	1,0039	1,0191	1,0033	1,0000	1,0047	1,0141	1,0036
	ELECTROPERÚ	1,0000	1,0044	1,0151	1,0055	1,0000	1,0029	1,0076	1,0020
	PUMATE ⁽²⁾								
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	PEOT	1,0012	1,0026	1,0093	1,0043	1,0007	1,0027	1,0085	1,0042

ÁREA	TITULARES	FPMdP ⁽¹⁾				FPMdE ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
	ELECTRONORTE	1,0002	1,0024	1,0072	1,0037	1,0004	1,0041	1,0179	1,0066
	ELECTRO ORIENTE	1,0012	1,0026	1,0093	1,0043	1,0007	1,0027	1,0085	1,0042
	CVC ENERGÍA	1,0001	1,0022	1,0074	1,0044	1,0002	1,0023	1,0061	1,0045
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
3	CHAVIMOCHIC ⁽²⁾								
	CONELSUR ⁽²⁾								
	CTA ⁽²⁾								
	HIDRANDINA	1,0161	1,0032	1,0082	1,0042	1,0123	1,0034	1,0073	1,0051
	ELECTRONORTE	1,0050	1,0000	1,0069	1,0016	1,0153	1,0000	1,0066	1,0019
	ISA PERÚ	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ELECTRO ORIENTE	1,0170	1,0044	1,0086	1,0053	1,0127	1,0050	1,0074	1,0059
5	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾								
	CONELSUR ⁽²⁾								
	STATKRAFT ⁽²⁾								
	SHAQSHA ⁽²⁾								
	ELECTROCENTRO	1,0003	1,0047	1,0219	1,0048	1,0002	1,0051	1,0216	1,0056
	ELECTRO DUNAS	1,0003	1,0047	1,0219	1,0048	1,0002	1,0051	1,0216	1,0056
	ELECTROPERÚ	1,0001	1,0038	1,0144	1,0040	1,0000	1,0024	1,0094	1,0033
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ADINELSA	1,0049	1,0049	1,0065	1,0078	1,0044	1,0057	1,0055	1,0090
	CONELSUR ⁽²⁾								
	STATKRAFT ⁽²⁾								
	PLUZ ENERGÍA	1,0052	1,0039	1,0040	1,0053	1,0053	1,0034	1,0045	1,0043
	HIDRANDINA	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	1,0004	1,0070	1,0040	1,0054	1,0004	1,0073	1,0043	1,0054
	CONELSUR ⁽²⁾								
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ADINELSA	1,0031	1,0041	1,0251	1,0071	1,0027	1,0045	1,0207	1,0072
	CVC ENERGÍA	1,0001	1,0032	1,0180	1,0047	1,0001	1,0032	1,0151	1,0044
	ELECTRO DUNAS	1,0027	1,0031	1,0174	1,0042	1,0016	1,0029	1,0148	1,0037
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-	-	-	-
	SEAL	1,0027	1,0031	1,0174	1,0042	1,0018	1,0029	1,0149	1,0037
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽²⁾								
	EGASA	1,0036	1,0016	1,0087	1,0026	1,0027	1,0018	1,0056	1,0030
	ELECTROSUR	-	-	-	-	-	-	-	-

ÁREA	TITULARES	FPMdP ⁽¹⁾				FPMdE ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
	SEAL	1,0036	1,0016	1,0087	1,0026	1,0027	1,0018	1,0056	1,0030
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
10	EGEMSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	ELECTROSURESTE	1,0097	1,0022	1,0084	1,0035	1,0093	1,0023	1,0071	1,0042
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
11	ELECTROPUNO ⁽²⁾								
	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
12	ELECTROSUR	1,0022	1,0000	1,0000	1,0048	1,0008	1,0000	1,0000	1,0064
	ENGIE	1,0002	1,0031	1,0000	1,0006	1,0000	1,0028	1,0000	1,0006
13	EGESUR ⁽²⁾								
	ELECTROSUR	1,0000	1,0000	1,0120	1,0077	1,0000	1,0000	1,0248	1,0111
14	ELECTROUCAYALI	1,0000	1,0000	1,0040	1,0038	1,0000	1,0000	1,0034	1,0038

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no propuso FPMdP y/o FPMdE.
Fuente: Formato “F-510”, presentado por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.
(1) : Corresponde a los Factores de Pérdidas Medias individuales en cada nivel de tensión.
(2) : El TITULAR no presentó su propuesta.

2.4. Ingreso Tarifario (IT)

Los IT presentados por determinados TITULARES como parte de sus PROPUESTAS INICIALES, para el periodo 2025-2029, se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 2-4
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen de los Ingresos Tarifarios (IT)

AREA	TITULAR ⁽¹⁾	NIVEL	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	REP	Transmisión MAT	10 232	9 349	7 934	5 443
2	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	4 004	3 944	3 897	3 692
2	ELECTRORIENTE	Transmisión MAT	4 050	3 979	3 925	3 694
3	CONELSUR	Transmisión MAT	122	68	7	193
5	STATKRAFT	Transmisión MAT	1 058	724	1 062	2 949
6	STATKRAFT	Transmisión MAT	988	1 435	1 087	992
6	REP_AdicRAG	Transformación MAT/MAT	351	511	387	351
8	TRANSMANTARO	Transmisión MAT	176	0	231	0
8	REP_AdicRAG	Transmisión MAT	176	0	231	0
10	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT	3 973	1 039	841	0
12	ENGIE	Transmisión MAT	24 770	24 641	25 629	25 057
12	REP	Transmisión MAT	1 255	1 095	1 058	1 006
15	REP	Transmisión MAT	32 994	44 909	48 670	44 509
15	TESUR 3	Transmisión MAT	2 203	1 971	1 875	1 688

Fuente: Informe y/o Formato F-513 presentado por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES
Los valores de los Ingresos Tarifarios se muestran en Dólares Americanos (USD)
(1): El TITULAR no presenta propuesta por Elemento, sino por Área de Demanda y nivel de tensión.

2.5. Peajes y Fórmulas de Actualización

En la presente sección, se presenta el resumen del Costo Medio Anual (CMA), Peajes y Fórmulas de Actualización correspondientes a las PROPUESTAS INICIALES.

2.5.1. CMA SSTD

El Costo Medio Anual de los SST de Demanda (SSTD) actualizado, por cada una de las partes del sistema eléctrico equivalente, presentado por los TITULARES, se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 2-5
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen del CMA SSTD⁽¹⁾

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ADINELSA	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	42	6 180	5 814	12 037
	ELECTROPERÚ	0	0	129	69	198
	PUMATE ⁽²⁾					
	REP	821	627	86	0	1 535
2	ADINELSA	-	-	-	-	-
	PEOT	0	0	1 939	1 208	3 147
	ELECTRONORTE	0	0	696	2 432	3 128
	ELECTRO ORIENTE	0	0	785	687	1 473
	COELVISAC	-	-	-	-	-
	REP	0	131	113	0	245
3	CHAVIMUCHIC ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	CTA ⁽²⁾					
	HIDRANDINA	3 717	561	10 276	6 659	21 214
	ELECTRONORTE	0	0	0	0	0
	ISA PERÚ	428	670	207	291	1 598
	REP	188	153	17	35	394
4	ELECTRO ORIENTE	4 797	478	892	1 683	7 852
5	ADINELSA	-	-	-	-	-
	UNACEM	-	-	-	-	-
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	SHAQSHA ⁽²⁾					
	ELECTROCENTRO	74	404	6 880	6 049	13 408
	ELECTRO DUNAS	-	-	-	-	-
	ELECTROPERÚ	305	0	0	0	305
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-
	REP	267	49	4	109	431
6	ADINELSA	0	0	76	49	125
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	PLUZ ENERGÍA	4 672	11 811	26 617	27 042	70 143
	HIDRANDINA	0	0	246	58	304
	REP	27	72	16	0	116
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	4 943	18 930	36 583	33 656	94 114
	CONELSUR ⁽²⁾					
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	REP	-	-	-	-	-
8	ADINELSA	0	0	39	11	50
	COELVISAC	0	0	89	474	563
	ELECTRO DUNAS	0	0	7 604	6 113	13 717
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-
	SEAL	0	0	101	34	135
	REP	-	-	-	-	-
	REP_ADICRAG	8 720	1 380	1 434	0	11 534
9	CONELSUR ⁽²⁾					
	EGASA	838	851	0	0	1 689
	ELECTROSUR	0	0	94	19	113
	SEAL	1 470	1 239	3 272	4 933	10 916
	REP	176	260	0	0	437
10	EGEMSA	0	655	113	1 139	1 907
	ELECTROSURESTE	0	130	1 634	757	2 521
	REP	408	157	20	285	872
11	ELECTROPUNO ⁽²⁾					
	REP	27	296	18	139	481
12	ELECTROSUR	0	0	0	751	751
	ENGIE	10 598	0	0	0	10 598
13	EGESUR ⁽²⁾					
	ELECTROSUR	0	0	1 107	922	2 030
14	ELECTROUCAYALI	0	0	401	1 384	1 785
15	REP	-	-	-	-	-

Donde se consigna "--" significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos "F-500" presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.

(1) : CMA del SST en Miles de Soles.

(2) : No presentó propuesta.

2.5.2. CMA SCTD

El Costo Medio Anual de los SCT de Demanda (SCTD) actualizado, por cada una de las partes del sistema eléctrico equivalente, presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES, se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 2-6
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen del CMA SCTD⁽¹⁾

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ADINELSA ⁽³⁾	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	0	3 225	9 767	12 993
	ELECTROPERÚ ⁽³⁾	-	-	-	-	-
	PUMATE ⁽²⁾					
	REP	0	7 955	0	95	8 051
2	ADINELSA ⁽³⁾	-	-	-	-	-
	PEOT	0	0	334	0	334
	ELECTRONORTE	1 223	214	7 116	7 691	16 245
	ELECTRO ORIENTE	982	637	93	393	2 106
	COELVISAC	0	0	1 204	58	1 262

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	REP	0	3 544	702	130	4 378
3	CHAVIMOCHIC ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	CTA ⁽²⁾					
	HIDRANDINA	3 406	5 917	5 531	10 910	25 767
	ELECTRONORTE	0	0	0	151	151
	ISA PERÚ	-	-	-	-	-
	REP	0	8 099	49	31	8 180
4	ELECTRO ORIENTE	1 718	936	3 487	1 072	7 214
5	ADINELSA ⁽³⁾	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽²⁾					
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	SHAQSHA ⁽²⁾					
	ELECTROCENTRO	0	724	15 061	7 524	23 310
	ELECTRO DUNAS	1 446	2 062	818	270	4 598
	ELECTROPERÚ ⁽³⁾	-	-	-	-	-
	TRANSMANTARO	14 133	7 018	2 082	0	23 234
	REP	875	5 369	0	732	6 977
6	ADINELSA	0	0	135	371	507
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	PLUZ ENERGÍA	14 371	25 394	45 847	31 866	117 481
	HIDRANDINA	-	-	-	-	-
	REP	0	5 427	1 170	0	6 598
	REP_ADICRAG	55	725	0	0	781
7	LUZ DEL SUR	159 273	58 000	148 914	43 220	409 408
	CONELSUR ⁽²⁾					
	TRANSMANTARO	22 336	0	0	0	22 336
	REP	8 166	0	1 255	0	9 422
8	ADINELSA	0	0	467	189	656
	COELVISAC	0	0	1 195	877	2 073
	ELECTRO DUNAS	0	0	2 877	8 050	10 927
	TRANSMANTARO	14 727	0	3 480	0	18 207
	SEAL	0	0	242	377	619
	REP	2 275	12 135	598	0	15 009
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽²⁾					
	EGASA	-	-	-	-	-
	ELECTROSUR	-	-	-	91	91
	SEAL	6 377	5 989	4 192	9 020	25 580
	REP	-	-	-	-	-
10	EGEMSA	0	0	0	885	885
	ELECTROSURESTE	10 909	1 510	10 211	7 392	30 024

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	REP	1 557	3 002	617	172	5 350
11	ELECTROPUNO ⁽²⁾					
	REP	375	3 451	0	2 245	6 072
12	ELECTROSUR	0	755	102 595	1 041	1 899
	ENGIE	-	-	-	-	-
13	EGESUR ⁽²⁾					
	ELECTROSUR	0	0	2 950	2 418	5 369
14	ELECTROUCAYALI	0	0	2 188	1 043	3 231
15	ISA PERÚ	7 569	3 529	6 484	0	17 584
	REDESUR	2 950	1 943	0	0	4 894
	TESUR 3	12 768	1 245	0	0	14 013
	REP	56 482	1 397	0	0	57 879

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos “F-500” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.

(1) : CMA del SCTD en Miles de Soles.

(2) : No presentó propuesta.

2.5.3. Peajes propuestos

Los Peajes acumulados por nivel de tensión de los SSTD y SCTD presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES, se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2-7
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Resumen de Peajes (ctm. S//kWh)

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	0,3935	1,1108
	ELECTROPERÚ	0	0,0054	0,0086
	PUMATE ⁽³⁾			
	REP	0,0284	0,3895	0,3938
2	ADINELSA	-	-	-
	PEOT	-	0,1498	0,2293
	ELECTRONORTE	0,0837	0,5385	1,1275
	ELECTRO ORIENTE	0,0934	0,1445	0,2073
	COELVISAC	0	0,0780	0,0815
	REP	0	0,3003	0,3091
3	CHAVIMOCHIC ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	CTA ⁽³⁾			
	HIDRANDINA	0,1289	0,7578	1,3059
	ELECTRONORTE	-	-	-
	ISA PERÚ	0,0078	0,0325	0,0416
	REP	0,0034	0,2382	0,2403
4	ELECTRO ORIENTE	1,4396	2,2354	2,7818
5	ADINELSA	-	-	-
	UNACEM ⁽³⁾			

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	SHAQSHA ⁽³⁾			
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8710	1,6633
	ELECTRO DUNAS	0,0300	0,1386	0,1544
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	TRANSMANTARO	0,3341	0,7284	0,7284
	REP	0,0237	0,2279	0,2771
6	ADINELSA	0	0,0021	0,0067
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	PLUZ ENERGÍA	0,8682	2,0987	2,9191
	HIDRANDINA	0	0,0022	0,0028
	REP	0,0002	0,0613	0,0613
	REP ADICRAG	0,0005	0,0071	0,0071
7	LUZ DEL SUR	1,8477	3,3857	4,0543
	CONELSUR ⁽³⁾			
	TRANSMANTARO	0,1935	0,1935	0,1935
	REP	0,0612	0,0718	0,0718
8	ADINELSA	0	0,0180	0,0255
	COELVISAC	0	0,1409	0,2621
	ELECTRO DUNAS	0	0,3253	0,7839
	TRANSMANTARO	0,4098	0,5402	0,5402
	SEAL	0	0,0125	0,0281
	REP	0,0547	0,5160	0,5160
	REP ADICRAG	0,2098	0,3117	0,3117
9	CONELSUR ⁽³⁾			
	EGASA	0,0139	0,0592	0,0592
	ELECTROSUR	0	0,0055	0,0067
	SEAL	0,1298	0,9122	1,7257
	REP	0,0029	0,0168	0,0168
10	EGEMSA	0	0,0687	0,2788
	ELECTROSURESTE	0,2417	1,4478	2,2936
	REP	0,0436	0,3833	0,4308
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾			
	REP	0,0471	0,6693	1,0738
12	ELECTROSUR	0	0,5108	1,3556
	ENGIE	0,3626	0,3626	0,3626
13	EGESUR ⁽³⁾			
	ELECTROSUR	0	0,8857	1,5613
14	ELECTROUCAYALI	0	0,5230	1,0133
15	ISA PERÚ	0,0133	0,0385	0,0385
	REDESUR	0,0045	0,0088	0,0088

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
	TESUR 3	0,0204	0,0232	0,0232
	REP	0,0936	0,0969	0,0969

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos “F-515” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.

(1) : TITULAR representativo, cuando cualquiera de ellas presenta del total del Área.

(2) : Los Peajes corresponde a los acumulados en los niveles de MAT, AT y MT

(3) : No presentó propuesta.

2.5.4. Fórmulas de Actualización

Los coeficientes de las Fórmulas de Actualización de los Peajes, presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES, se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 2-8
PROPUESTA INICIAL-TITULARES
Coeficientes de Fórmulas de Actualización de Peajes

ÁREA	TITULARES	a	b	c	D
1	ADINELSA	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0,2658	0,6646	0,0372	0,0324
	ELECTROPERÚ	0,2942	0,6010	0,0353	0,0695
	PUMATE ⁽¹⁾				
	REP	0,2737	0,6546	0,0383	0,0334
2	ADINELSA	-	-	-	-
	PEOT	0,2488	0,6932	0,0323	0,0257
	ELECTRONORTE	0,2578	0,6869	0,0313	0,0240
	ELECTRO ORIENTE	0,2497	0,6941	0,0319	0,0242
	COELVISAC	0,2479	0,6948	0,0324	0,0249
	REP	0,2488	0,6932	0,0323	0,0257
3	CHAVIMOCHIC ⁽¹⁾				
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	CTA ⁽¹⁾				
	HIDRANDINA	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
	ELECTRONORTE	0,2255	0,7070	0,0367	0,0309
	ISA PERÚ	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
	REP	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
4	ELECTRO ORIENTE	0,2255	0,7014	0,0212	0,0520
5	ADINELSA	-	-	-	-
	UNACEM ⁽¹⁾	0,3808	0,5610	0,0284	0,0298
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽¹⁾				
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	STATKRAFT ⁽¹⁾				
	SHAQSHA ⁽¹⁾				
	ELECTROCENTRO	0,3021	0,6484	0,0216	0,0279
	ELECTRO DUNAS	0,3013	0,6494	0,0214	0,0279
	ELECTROPERÚ	0,3808	0,5610	0,0284	0,0298
	TRANSMANTARO	0,3021	0,6484	0,0216	0,0279
	REP	0,3021	0,6484	0,0216	0,0279

ÁREA	TITULARES	a	b	c	D
6	ADINELSA	0,2686	0,6244	0,0981	0,0089
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	STATKRAFT ⁽¹⁾				
	PLUZ ENERGÍA	0,2790	0,6106	0,0988	0,0116
	HIDRANDINA	0,2682	0,5244	0,0985	0,0089
	REP	0,2682	0,6244	0,0985	0,0089
	REP_ADICRAG	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	0,2008	0,6481	0,1468	0,0043
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	TRANSMANTARO	0,1986	0,6481	0,1464	0,0069
	REP	0,1986	0,6481	0,1464	0,0069
8	ADINELSA	0,2853	0,6208	0,0298	0,0641
	COELVISAC	0,2716	0,6250	0,0292	0,0742
	ELECTRO DUNAS	0,3584	0,5550	0,0236	0,0630
	TRANSMANTARO	0,2773	0,6304	0,0288	0,0635
	SEAL	0,3590	0,5540	0,0237	0,0633
	REP	0,2773	0,6304	0,0288	0,0635
	REP_ADICRAG	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽¹⁾				
	EGASA	-	-	-	-
	ELECTROSUR	0,2551	0,6818	0,0351	0,0280
	SEAL	0,2531	0,6854	0,0347	0,0268
	REP	0,2531	0,6854	0,0347	0,0268
10	EGEMSA	0,3151	0,5977	0,0011	0,0861
	ELECTROSURESTE	0,2399	0,7039	0,0226	0,0336
	REP	0,2399	0,7039	0,0226	0,0336
11	ELECTROPUNO ⁽¹⁾				
	REP	0,2171	0,7323	0,0334	0,0172
12	ELECTROSUR	0,5133	0,4012	0,0524	0,0331
	ENGIE	0,5314	0,3810	0,0530	0,0346
13	EGESUR ⁽¹⁾				
	ELECTROSUR	0,2408	0,7081	0,0229	0,0282
14	ELECTROUCAYALI	0,2200	0,7190	0,0375	0,0235
15	ISA PERÚ	0,2874	0,6129	0,0114	0,0883
	REDESUR	0,2874	0,6129	0,0114	0,0883
	TESUR 3	0,2874	0,6129	0,0114	0,0883
	REP	0,2874	0,6129	0,0114	0,0883

Donde se consigna “-” significa que la titular no presentó información.

Fuente: Formatos “F-522” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS INICIALES.

(1) : No presentó propuesta.

3. Observaciones a las Propuestas Iniciales

Mediante los Oficios numerados correlativamente desde el N° 1897-2024-GRT hasta el N° 1903-2024-GRT, N° 1917-2024-GRT hasta el N° 1924-2024-GRT, N° 1929-2024-GRT, N° 1940-2024-GRT hasta el N° 1942-2024-GRT y N° 1944-2024-GRT hasta el N° 1949-2024-GRT, con fecha 26 de noviembre de 2024, Osinergmin remitió a los TITULARES, las observaciones a las PROPUESTAS INICIALES.

Dichas observaciones, que fueron formuladas tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, se clasificaron en generales y específicas. Al respecto, se indicó que la absolución de dichas observaciones debería estar conformadas por: 1º) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como había sido formuladas y 2º) el estudio debidamente corregido acompañado de los archivos magnéticos con los cálculos y formatos reformulados y correctamente vinculados.

Asimismo, se indicó que se requería la revisión completa de los archivos de cálculo y de los criterios aplicados, a fin de subsanar errores que no necesariamente podían haberse detectado en la etapa de observaciones, pues de detectarse en las siguientes etapas del proceso regulatorio, Osinergmin dependiendo del caso, evaluaría las acciones a seguir.

En su mayoría, las observaciones se organizaron en los rubros siguientes:

- Presentación del Informe;
- Proyección de la Demanda Eléctrica;
- Costos de Inversión;
- Costos de Operación y Mantenimiento;
- Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios;
- Costo Medio Anual, Peajes y Fórmula de Actualización.

Se señaló, además, que los TITULARES debían presentar una nueva versión de su propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma

los sustentos requeridos en base a la normativa vigente y archivos magnéticos correspondientes.

Entre otras observaciones específicas a los estudios presentados por los TITULARES, las observaciones relevantes realizadas a las PROPUESTAS INICIALES, fueron las siguientes:

- La demanda utilizada en el cálculo de los peajes no es consistente con la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025-2029.
- No se han presentado los formatos que corresponden a la valorización de los Elementos de transmisión que cuentan con Acta de Puesta en Servicio y no fueron consideradas en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.
- No se han presentado los cálculos correspondientes a los Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios, referido en el capítulo Cuarto de la NORMA TARIFAS.
- No se ha realizado de manera adecuada la actualización del CMA de los SCT conforme se indica en el numeral II) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE; entre las razones podemos indicar a los indicadores empleados, los factores de actualización empleados, entre otros.
- Los peajes correspondientes a los SST y SCT, no contemplan la totalidad de Elementos que pertenecen a un Área de Demanda. Al respecto, se debe adecuar la propuesta, considerando lo indicado en los numerales 5.10.6 y 5.11.5 de la NORMA TARIFAS.
- Para determinar los Peajes y el CMA correspondientes, se han considerado Elementos de transmisión previstos en el Plan de Inversiones 2017-2021, que no cuentan con Acta de Puesta en Servicio, contraviniendo lo indicado en el numeral 24.8 y 24.10 de la NORMA TARIFAS.
- No se están considerando la totalidad de Elementos correspondientes a los SCT que ya fueron validados a través de los diversos procesos de liquidación de los SST y SCT.
- Se han presentado diversos archivos en con información en valores, lo cual no permite realizar la trazabilidad de los mismos y en efecto, la revisión de dichos archivos.

Cabe señalar que dichas observaciones fueron realizadas en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.2 “Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT” de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Asimismo, se indicó que la información remitida posteriormente a la fecha indicada en la Norma señalada en el párrafo anterior, será considerada como “información extemporánea” con los efectos previstos en la Ley N° 27444. En ese sentido, se requirió, que la información de absolución de observaciones sea revisada cuidadosamente a fin de incluir todos los formatos y cálculos correspondientes.

4. Propuestas Finales

Dentro del plazo establecido para el efecto, los TITULARES presentaron las respuestas a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus PROPUESTAS INICIALES, acompañando en algunos casos nueva información o la subsanación de la originalmente presentada, las mismas que para efectos del proceso regulatorio se consideraron como PROPUESTAS FINALES.

Cabe indicar que la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL.

Por otro lado, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tuvieran acceso a los documentos mencionados y contaran con la información necesaria que les permitiera, en su oportunidad, expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL, fue consignada en la página Web de Osinerghmin, al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma.

A continuación, se resumen los valores contenidos en las PROPUESTAS FINALES.

4.1. Proyección de la Demanda

Las proyecciones de la demanda utilizadas por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES, en su mayoría, sí coinciden con las aprobadas por Osinerghmin en el Plan de Inversiones 2025-2029.

En el Cuadro N° 4-1 se visualiza un resumen de las proyecciones de la demanda presentadas en las PROPUESTAS FINALES.

Cuadro N° 4-1
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen de la Proyección de la Demanda (MWh)

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	1 662 799	2 606 436	2 668 186	2 719 953	953 973
	ELECTROPERÚ	1 676 409	2 606 436	2 668 186	2 719 953	939 480
	PUMATE ⁽³⁾					

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
	REP	1 662 799	2 606 436	2 668 186	2 719 953	953 973
2	ADINELSA	-	-	-	-	-
	PEOT	896 156	1 407 306	1 461 173	1 516 435	518 977
	ELECTRONORTE ⁽⁴⁾					
	ELECTRO ORIENTE	1 018 531	1 595 680	1 655 388	1 716 624	586 468
	COELVISAC	1 019 081	1 595 680	1 655 388	1 716 624	585 831
	REP	1 004 865	1 574 745	1 633 804	1 694 375	578 974
3	CHAVIMOCCHIC ⁽³⁾					
	CONELSUR ⁽³⁾					
	CTA ⁽³⁾					
	HIDRANDINA	3 444 080	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 765 210
	ELECTRONORTE ⁽⁴⁾					
	ISA PERÚ	3 444 080	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 765 210
	REP	3 444 080	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 765 210
4	ELECTRO ORIENTE	337 361	512 898	527 677	542 598	180 014
5	ADINELSA	-	-	-	-	-
	UNACEM	3 081 006	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 471 016
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾					
	CONELSUR ⁽³⁾					
	STATKRAFT	3 081 006	4 541 590	4 587 822	4 635 991	1 473 259
	SHAQSHA	3 081 006	4 541 590	4 587 822	4 635 991	1 473 259
	ELECTROCENTRO	3 080 165	4 539 517	4 585 749	4 633 918	1 471 990
	ELECTRO DUNAS	3 080 165	4 539 517	4 585 749	4 633 918	1 471 990
	ELECTROPERÚ	3 081 006	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 471 016
	TRANSMANTARO	3 080 165	4 541 759	4 587 992	4 636 160	1 474 232
	REP	3 080 165	4 539 517	4 585 749	4 633 918	1 471 990
6	ADINELSA	6 443 999	10 349 766	11 073 117	11 305 465	3 863 875
	CONELSUR ⁽³⁾					
	STATKRAFT	6 260 231	10 067 498	10 782 171	11 008 986	3 764 957
	PLUZ ENERGÍA	6 421 388	10 349 766	11 073 117	11 305 465	3 894 509
	HIDRANDINA	6 432 179	10 349 766	11 073 117	11 305 465	3 879 308
	REP	6 247 336	10 067 498	10 782 171	11 008 986	3 781 918
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	8 174 605	12 656 416	12 998 542	13 346 800	4 563 509
	CONELSUR ⁽³⁾					
	TRANSMANTARO	8 047 636	12 447 738	12 785 830	13 129 934	4 479 430
	REP	8 047 636	12 447 738	12 785 830	13 129 934	4 479 430
8	ADINELSA	2 998 330	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 603 826
	COELVISAC	3 008 810	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 593 866
	ELECTRO DUNAS	3 009 619	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 592 913
	TRANSMANTARO	2 554 869	3 884 596	3 982 937	4 065 074	1 345 180
	SEAL	3 009 619	4 594 016	4 707 668	4 800 640	1 592 913
	REP	2 554 869	3 884 596	3 982 937	4 065 074	1 345 180
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-

ÁREA	TITULARES	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
9	CONELSUR ⁽³⁾					
	EGASA	3 850 962	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 839 294
	ELECTROSUR	3 850 030	7 083 102	7 170 363	7 257 699	2 272 910
	SEAL	3 850 962	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 839 294
	REP	3 850 962	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 839 294
10	EGEMSA	2 831 640	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 849
	ELECTROSURESTE	2 831 640	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 849
	REP	2 831 640	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 849
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾					
	REP	526 750	799 948	820 833	836 547	276 615
12	ELECTROSUR	1 931 579	2 760 506	2 764 127	2 767 766	830 269
	ENGIE	2 015 918	2 760 506	2 764 127	2 767 766	745 930
13	EGESUR ⁽³⁾					
	ELECTROSUR	253 979	405 815	441 741	477 445	183 484
14	ELECTROUCAYALI	297 549	459 515	477 340	494 245	161 267
15	ISA PERÚ	36 949 675	56 392 551	58 047 775	59 164 886	19 616 993
	REDESUR	36 950 326	56 392 551	58 047 775	59 164 886	19 616 273
	TESUR 3	36 950 326	56 392 551	58 047 775	59 164 886	19 616 273
	REP	36 949 675	56 392 551	58 047 775	59 164 886	19 616 993

Fuente: Formatos "F-503" presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.

Notas: "-" significa que la empresa titular no presentó información.

(1) : Comprende la energía del periodo mayo - diciembre.

(2) : Comprende la energía del periodo enero - abril.

(3) : No presentó propuesta ni inicial ni final.

(4) : No presentó propuesta final.

4.2. Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)

El SER está conformado por el SST (instalaciones existentes al 23 de julio de 2006) y los Elementos de los SCT existentes considerando las Altas y Bajas desde el 24 de julio del año 2006.

En el cuadro siguiente se muestra la información presentada por los TITULARES como parte de sus PROPUESTAS FINALES, correspondiente a las Actas de Altas y Bajas de las instalaciones del SCT y SST. Asimismo, en el mismo cuadro se muestra si las TITULARES presentaron los archivos de valorización de las Altas que no fueron consideradas en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.

Cuadro N° 4-2
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Información relacionada con los SST y SCT

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	X	-	-
	ELECTROPERÚ	-	-	-

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
	PUMATE ⁽³⁾			
	REP	-	-	-
2	ADINELSA	-	-	-
	PEOT	-	-	-
	ELECTRONORTE ⁽⁴⁾			
	ELECTRO ORIENTE	X	-	-
	COELVISAC	X	x	-
	REP	-	-	-
3	CHAVIMOCHIC ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	CTA ⁽³⁾			
	HIDRANDINA	-	-	-
	ELECTRONORTE ⁽⁴⁾			
	ISA PERÚ	-	-	-
	REP	-	-	-
4	ELECTRO ORIENTE	X	-	-
5	ADINELSA	-	-	-
	UNACEM ⁽³⁾			
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	SHAQSHA ⁽³⁾			
	ELECTROCENTRO	-	-	-
	ELECTRO DUNAS	X	-	-
	ELECTROPERÚ	-	-	-
	TRANSMANTARO	-	-	-
	REP	-	-	-
6	ADINELSA	-	-	-
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	PLUZ ENERGÍA	X	x	X
	HIDRANDINA	-	-	-
	REP	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	X	x	X
	CONELSUR ⁽³⁾			
	TRANSMANTARO	-	-	-
	REP	-	-	-
8	ADINELSA	-	-	-
	COELVISAC	-	-	-

ÁREA	TITULARES	ALTAS ⁽¹⁾	VALORIZACIÓN	BAJAS ⁽²⁾
	ELECTRO DUNAS	X	x	-
	TRANSMANTARO	X	x	-
	SEAL	X	x	-
	REP	-	-	-
	REP_ADICRAG	-	-	-
9	CONELSUR ⁽³⁾			
	EGASA	-	-	-
	ELECTROSUR	-	-	-
	SEAL	-	-	-
	REP	-	-	-
10	EGEMSA	-	-	-
	ELECTROSURESTE	-	-	-
	REP	-	-	-
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾			
	REP	-	-	-
12	ELECTROSUR	-	-	-
	ENGIE	-	-	-
13	EGESUR ⁽³⁾			
	ELECTROSUR	-	-	-
14	ELECTROUCAYALI	-	-	-
15	ISA PERÚ	-	-	-
	REDESUR	-	-	-
	TESUR 3	-	-	-
	REP	-	x	-

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no presentó información.
Fuente: Formato “F-305” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.
(1) : Comprende las Altas de los SCT.
(2) : Comprende las Bajas de los SST y SCT, de corresponder.
(3) : No presentó propuesta.
(4) : No presentó propuesta final

4.3. Factores de Pérdidas Medias

Los Factores de Pérdidas Medias, presentados como parte de las PROPUESTAS FINALES, por los TITULARES de cada Área de Demanda, se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4-3
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen de Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y de Energía (FPMdE)

ÁREA	TITULARES	FPMdP ⁽¹⁾				FPMdE ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	1,0000	1,0040	1,0187	1,0033	1,0000	1,0044	1,0137	1,0036

ÁREA	TITULARES	FPMdp ⁽¹⁾				FPMde ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
	ELECTROPERÚ	1,0000	1,0039	1,0191	1,0033	1,0000	1,0047	1,0141	1,0036
	PUMATE ⁽²⁾								
	REP	1,0000	1,0038	1,0186	1,0033	1,0000	1,0046	1,0138	1,0036
2	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	PEOT	1,0012	1,0026	1,0093	1,0043	1,0007	1,0027	1,0085	1,0042
	ELECTRONORTE ⁽³⁾								
	ELECTRO ORIENTE	1,0012	1,0022	1,0096	1,0042	1,0007	1,0023	1,0084	1,0041
	CVC ENERGÍA	1,0001	1,0023	1,0096	1,0038	1,0002	1,0026	1,0083	1,0038
	REP	1,0012	1,0022	1,0096	1,0042	1,0007	1,0023	1,0084	1,0041
3	CHAVIMOHIC ⁽²⁾								
	CONELSUR ⁽²⁾								
	CTA ⁽²⁾								
	HIDRANDINA	1,0155	1,0031	1,0077	1,0042	1,0118	1,0033	1,0069	1,0051
	ELECTRONORTE ⁽³⁾								
	ISA PERÚ	1,0155	1,0031	1,0078	1,0042	1,0119	1,0033	1,0070	1,0051
	REP	1,0155	1,0031	1,0078	1,0042	1,0119	1,0033	1,0070	1,0051
4	ELECTRO ORIENTE	1,0172	1,0063	1,0082	1,0046	1,0174	1,0047	1,0065	1,0057
5	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾								
	CONELSUR ⁽²⁾								
	STATKRAFT ⁽²⁾								
	SHAQSHA ⁽²⁾								
	ELECTROCENTRO	1,0002	1,0079	1,0218	1,0050	1,0001	1,0092	1,0220	1,0056
	ELECTRO DUNAS	1,0002	1,0079	1,0218	1,0050	1,001	1,0092	1,0220	1,0056
	ELECTROPERÚ	1,0003	1,0047	1,0219	1,0048	1,0002	1,0051	1,0216	1,0056
	TRANSMANTARO	1,0002	1,0079	1,0218	1,0050	1,0001	1,0092	1,0220	1,0056
	REP	1,0002	1,0079	1,0218	1,0050	1,0001	1,0092	1,0220	1,0056
6	ADINELSA	1,0055	1,0042	1,0044	1,0054	1,0055	1,0043	1,0049	1,0058
	CONELSUR ⁽²⁾								
	STATKRAFT ⁽²⁾								
	PLUZ ENERGÍA	1,0042	1,0039	1,0052	1,0053	1,0033	1,0036	1,0044	1,0045
	HIDRANDINA	1,0052	1,0039	1,0042	1,0053	1,0052	1,0041	1,0048	1,0057
	REP	1,0052	1,0039	1,0040	1,0053	1,0000	1,0007	1,0043	1,0045
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	1,0004	1,0070	1,0040	1,0054	1,0004	1,0073	1,0043	1,0054
	CONELSUR ⁽²⁾								
	TRANSMANTARO	1,0004	1,0070	1,0040	1,0054	1,0004	1,0073	1,0043	1,0054
	REP	1,0004	1,0070	1,0040	1,0054	1,0004	1,0073	1,0043	1,0054
8	ADINELSA	1,0028	1,0033	1,0174	1,0043	1,0014	1,0030	1,0227	1,0037
	CVC ENERGÍA	1,0001	1,0039	1,0249	1,0054	1,0000	1,0025	1,0110	1,0039
	ELECTRO DUNAS	1,0027	1,0032	1,0178	1,0044	1,0017	1,0030	1,0148	1,0039
	TRANSMANTARO	1,0027	1,0032	1,0176	1,0044	1,0017	1,0030	1,0144	1,0039

ÁREA	TITULARES	FPMdP ⁽¹⁾				FPMdE ⁽¹⁾			
		MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
	SEAL	1,0027	1,0032	1,0176	1,0044	1,0017	1,0030	1,0144	1,0039
	REP	1,0027	1,0032	1,0176	1,0044	1,0017	1,0030	1,0144	1,0039
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-	-	-	-
	CONELSUR ⁽²⁾								
9	EGASA	1,0035	1,0016	1,0085	1,0026	1,0027	1,0018	1,0056	1,0030
	ELECTROSUR	-	-	-	-	-	-	-	-
	SEAL	1,0035	1,0016	1,0085	1,0026	1,0027	1,0018	1,0056	1,0030
	REP	1,0035	1,0016	1,0085	1,0026	1,0027	1,0018	1,0056	1,0030
	EGEMSA	1,0081	1,0024	1,0089	1,0039	1,0076	1,0025	1,0076	1,0047
10	ELECTROSURESTE	1,0081	1,0024	1,0089	1,0039	1,0076	1,0025	1,0076	1,0047
	REP	1,0081	1,0024	1,0089	1,0039	1,0076	1,0025	1,0076	1,0047
	ELECTROPUNO ⁽²⁾								
11	REP	-	-	-	-	-	-	-	-
	ELECTROSUR	1,0022	1,0000	1,0000	1,0048	1,0008	1,0000	1,0000	1,0064
12	ENGIE	1,0020	1,0000	1,0000	1,0037	1,0001	1,0038	1,0000	1,0007
	EGESUR ⁽²⁾								
13	ELECTROSUR	1,0000	1,0000	1,0120	1,0077	1,0000	1,0000	1,0214	1,0096
	ELECTROUCAYALI	1,0000	1,0000	1,0046	1,0045	1,0000	1,0000	1,0033	1,0040

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no propuso FPMdP y/o FPMdE.
Fuente: Formato “F-510”, presentado por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.
(1) : Corresponde a los Factores de Pérdidas Medias individuales en cada nivel de tensión.
(2) : El TITULAR no presentó su propuesta.
(3) : No presentó propuesta final.

4.4. Ingreso Tarifario (IT)

Los IT presentados por determinados TITULARES como parte de sus PROPUESTAS FINALES, para el periodo 2025-2029, se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 4-4
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen de los Ingresos Tarifarios (IT)

AREA	TITULARES ⁽¹⁾	ELEMENTO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	REP	Transmisión MAT	8 731	8 134	7 498	6 550
2	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	938	45	13	3
2	ELECTORIENTE	Transmisión MAT	890	106	0	0
5	STATKRAFT	Transmisión MAT	524	329	770	1 543
6	STATKRAFT	Transmisión MAT	1 789	1 409	960	890
6	REP_AdicRAG	Transformación MAT/MAT	637	502	341	316
8	REP_AdicRAG	Transmisión MAT	1 631	273	12 124	12 361
10	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT	6 610	1 820	222	0
12	ENGIE	Transmisión MAT	27 339	28 099	31 361	31 059
15	REP	Transmisión MAT	78 737	81 607	83 466	98 611

Fuente: Informe y/o Formato F-513 presentado por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES
Los valores de los Ingresos Tarifarios se muestran en Dólares Americanos (USD)
(1): El TITULAR no presenta propuesta por Elemento, sino por Área de Demanda y nivel de tensión.

4.5. Peajes y Fórmulas de Actualización

En la presente sección se presenta el resumen del Costo Medio Anual (CMA), Peajes y Fórmulas de Actualización correspondientes a las PROPUESTAS FINALES.

4.5.1. CMA SSTD

El Costo Medio Anual de los SSTD actualizado, por cada una de las partes del sistema eléctrico equivalente, presentado por los TITULARES, se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 4-5
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen del CMA SSTD⁽¹⁾

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ADINELSA	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	42	6 181	5 815	12 039
	ELECTROPERÚ	0	0	129	69	198
	PUMATE ⁽²⁾					
	REP	821	627	86	0	1 535
2	ADINELSA	-	-	-	-	-
	PEOT	0	0	1 938	1 207	3 146
	ELECTRONORTE ⁽³⁾					
	ELECTRO ORIENTE	0	0	785	687	1 472
	COELVISAC	-	-	-	-	-
	REP	0	131	113	0	245
3	CHAVIMOCHIC ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	CTA ⁽²⁾					
	HIDRANDINA	3 716	561	10 272	10 272	21 207
	ELECTRONORTE ⁽³⁾					
	ISA PERÚ	428	670	207	291	1 598
	REP	188	153	17	35	394
4	ELECTRO ORIENTE	4 796	478	892	1 683	7 851
5	ADINELSA	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽²⁾					
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	SHAQSHA ⁽²⁾					
	ELECTROCENTRO	74	403	6 876	6 045	13 399
	ELECTRO DUNAS	-	-	-	-	-
	ELECTROPERÚ	305	0	0	0	305
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-
	REP	267	49	4	109	430
6	ADINELSA	0	0	76	20	126
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	PLUZ ENERGÍA	4 674	11 816	26 629	27 054	70 175

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	HIDRANDINA	0	0	246	58	304
	REP	27	72	16	0	116
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	4 952	18 966	36 618	33 325	93 863
	CONELSUR ⁽²⁾					
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-
	REP	-	-	-	-	-
8	ADINELSA	0	0	39	11	50
	COELVISAC	0	0	89	475	565
	ELECTRO DUNAS	0	0	7 608	6 116	13 724
	TRANSMANTARO	-	-	-	-	-
	SEAL	0	0	1 195	877	2 073
	REP	-	-	-	-	-
	REP_ADICRAG	8 724	1 381	1 434	0	11 540
9	CONELSUR ⁽²⁾					
	EGASA	837	851	0	0	1 689
	ELECTROSUR	0	0	94	19	113
	SEAL	1 469	1 239	3 271	4 932	10 913
	REP	176	260	0	0	437
10	EGEMSA	0	654	112	1 138	1 906
	ELECTROSURESTE	0	130	1 633	757	2 520
	REP	408	157	20	285	872
11	ELECTROPUNO ⁽²⁾					
	REP	27	295	18	139	481
12	ELECTROSUR	0	0	0	756	756
	ENGIE	10 605	0	0	0	10 605
13	EGESUR ⁽²⁾					
	ELECTROSUR	0	0	1 106	921	2 028
14	ELECTROUCAYALI	0	0	401	1 384	1 786
15	REP	-	-	-	-	-

Donde se consigna "--" significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos "F-500" presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.

(1) : CMA del SSTD en Miles de Soles.

(2) : No presentó propuesta.

4.5.2. CMA SCTD

El Costo Medio Anual de los SCTD actualizado, por cada una de las partes del sistema eléctrico equivalente, presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES, se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 4-6
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen del CMA SCTD⁽¹⁾

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ADINELSA	-	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	0	3 222	9 984	13 206
	ELECTROPERÚ	-	-	-	-	-

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	PUMATE ⁽²⁾					
	REP	0	7 954	0	94	8 049
2	ADINELSA	-	-	-	-	-
	PEOT	0	0	334	0	334
	ELECTRONORTE ⁽³⁾					
	ELECTRO ORIENTE	882	215	0	319	1 417
	COELVISAC	0	0	1 203	58	1 261
	REP	0	3 541	701	130	4 373
3	CHAVIMOCHIC ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	CTA ⁽²⁾					
	HIDRANDINA	3 401	5 913	5 526	10 900	25 742
	ELECTRONORTE ⁽³⁾					
	ISA PERÚ	-	-	-	-	-
	REP	0	8 094	49	31	8 174
4	ELECTRO ORIENTE	1 713	936	2 884	665	6 200
5	ADINELSA	-	-	-	-	-
	UNACEM ⁽²⁾					
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽²⁾					
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	SHAQSHA ⁽²⁾					
	ELECTROCENTRO	0	723	15 040	7 515	23 279
	ELECTRO DUNAS	1 443	2 059	3 064	214	6 782
	ELECTROPERÚ	-	-	-	-	-
	TRANSMANTARO	14 203	7 053	2 092	0	23 349
	REP	873	5 366	0	731	6 971
6	ADINELSA	-	-	-	-	-
	CONELSUR ⁽²⁾					
	STATKRAFT ⁽²⁾					
	PLUZ ENERGÍA	14 371	25 394	45 847	31 944	117 558
	HIDRANDINA	-	-	-	-	-
	REP	0	5 420	1 168	0	6 588
	REP_ADICRAG	55	725	0	0	780
7	LUZ DEL SUR	160 425	55 154	157 002	43 517	416 099
	CONELSUR ⁽²⁾					
	TRANSMANTARO	22 447	0	0	0	22 447
	REP	2 209	0	1 253	0	3 463
8	ADINELSA	0	0	0	144	144
	COELVISAC	0	0	826	877	1 704
	ELECTRO DUNAS	0	0	2 872	8 221	11 094
	TRANSMANTARO	14 799	0	3 497	0	18 296
	SEAL	0	0	3 127	377	3 504
	REP	1 620	12 124	596	0	14 342

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	REP_ADICRAG	-	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽²⁾					
	EGASA	-	-	-	-	-
	ELECTROSUR	0	0	0	91	91
	SEAL	6 374	5 986	4 187	9 009	25 558
	REP	-	-	-	-	-
10	EGEMSA	0	0	0	884	884
	ELECTROSURESTE	10 903	1 509	10 195	7 383	29 992
	REP	1 554	3 000	616	172	5 343
11	ELECTROPUNO ⁽²⁾					
	REP	374	3 449	0	2 243	6 067
12	ELECTROSUR	0	751	370	770	1 893
	ENGIE ⁽³⁾	-	-	-	-	-
13	EGESUR ⁽²⁾					
	ELECTROSUR	0	0	2 946	2 411	5 357
14	ELECTROUCAYALI	0	0	2 185	1 042	3 228
15	ISA PERÚ	7 616	3 551	6 525	0	17 693
	REDESUR	2 942	1 939	0	0	4 882
	TESUR 3	12 737	1 242	0	0	13 979
	REP	63 209	1 396	0	0	64 605

Donde se consigna "-" significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos "F-500" presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.

(1) : CMA del SCTD en Miles de Soles.

(2) : No presentó propuesta.

(3) : No presentó propuesta final.

4.5.3. Peajes propuestos

Los Peajes acumulados por nivel de tensión de los SSTD y SCTD, presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES, se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4-7
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Resumen de Peajes (ctm. S./kWh)

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
1	ADINELSA	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0	0,3935	1,1210
	ELECTROPERÚ	0	0,0054	0,0086
	PUMATE ⁽³⁾			
	REP	0,0285	0,3896	0,3940
2	ADINELSA	-	-	-
	PEOT	0	0,1497	0,2292
	ELECTRONORTE			
	ELECTRO ORIENTE	0,0506	0,1089	0,1675
	COELVISAC	0	0,0784	0,0819
	REP	0	0,2643	0,2719

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
3	CHAVIMOCHIC ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	CTA ⁽³⁾			
	HIDRANDINA	0,1288	0,7573	1,3049
	ELECTRONORTE			
	ISA PERÚ	0,0078	0,0325	0,0416
	REP	0,0034	0,2380	0,2401
4	ELECTRO ORIENTE	1,1823	1,4397	2,6733
5	ADINELSA	-	-	-
	UNACEM ⁽³⁾			
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽³⁾			
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	SHAQSHA ⁽³⁾			
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8700	1,6615
	ELECTRO DUNAS	0,0299	0,2231	0,2356
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	TRANSMANTARO	0,3353	0,7310	0,7310
	REP	0,0237	0,2279	0,2770
6	ADINELSA	0	0,0007	0,0012
	CONELSUR ⁽³⁾			
	STATKRAFT ⁽³⁾			
	PLUZ ENERGÍA	0,3607	2,0814	2,8946
	HIDRANDINA	0	0,0022	0,0028
	REP	0,0002	0,0612	0,0612
	REP ADICRAG	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	1,2183	3,4383	2,1066
	CONELSUR ⁽³⁾			
	TRANSMANTARO	0,1942	0,1942	0,1942
	REP	0,0166	0,0271	0,0271
8	ADINELSA	0	0,0012	0,0063
	COELVISAC	0	0,0989	0,2208
	ELECTRO DUNAS	-	0,3254	0,7897
	TRANSMANTARO	0,4114	0,5423	0,5423
	SEAL	0	0,1002	0,1136
	REP	0,0390	0,4999	0,4999
	REP ADICRAG	-	-	-
9	CONELSUR ⁽³⁾			
	EGASA	0,0139	0,0592	0,0592
	ELECTROSUR	0	0,0050	0,0112
	SEAL	0,1298	0,9119	1,7247
	REP	0,0029	0,0168	0,0168
10	EGEMSA	0	0,0687	0,2786
	ELECTROSURESTE	0,2415	1,4460	2,2909

ÁREA	TITULARES ⁽¹⁾	MAT ⁽²⁾	AT ⁽²⁾	MT ⁽²⁾
	REP	0,0435	0,3829	0,4304
11	ELECTROPUNO ⁽³⁾			
	REP	0,0470	0,6698	1,0739
12	ELECTROSUR	0	0,6780	1,5998
	ENGIE	0,3602	0,3602	0,3602
13	EGESUR ⁽³⁾			
	ELECTROSUR	0	0,8845	1,6515
14	ELECTROUCAYALI	0	0,5225	1,0128
15	ISA PERÚ	0,0140	0,0407	0,0407
	REDESUR	0,0044	0,0085	0,0085
	TESUR 3	0,0199	0,0227	0,0227
	REP	0,1041	0,1074	0,1074

Donde se consigna “-” significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos “F-515” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.

(1) : TITULAR representativo, cuando cualquiera de ellas presenta del total del Área.

(2) : Los Peajes corresponde a los acumulados en los niveles de MAT, AT y MT.

(3) : No presentó propuesta.

4.5.4. Fórmulas de Actualización

Los coeficientes de las Fórmulas de Actualización de los Peajes, presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES, se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 4-8
PROPUESTA FINAL-TITULARES
Coeficientes de Fórmulas de Actualización de Peajes

ÁREA	TITULARES	a	b	c	d
1	ADINELSA	-	-	-	-
	ELECTRONOROESTE	0,2657	0,6651	0,0370	0,0322
	ELECTROPERÚ	0,2422	0,5929	0,0264	0,1385
	PUMATE ⁽¹⁾				
	REP	0,2738	0,6545	0,0383	0,0334
2	ADINELSA	-	-	-	-
	PEOT	0,2488	0,6932	0,0323	0,0257
	ELECTRONORTE				
	ELECTRO ORIENTE	0,2517	0,6916	0,0320	0,0248
	COELVISAC	0,2489	0,6938	0,0324	0,0249
	REP	0,2488	0,6932	0,0323	0,0257
3	CHAVIMOCHIC ⁽¹⁾				
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	CTA ⁽¹⁾				
	HIDRANDINA	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
	ELECTRONORTE				
	ISA PERÚ	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
	REP	0,2275	0,7052	0,0357	0,0316
4	ELECTRO ORIENTE	0,2262	0,7037	0,0179	0,0521
	ADINELSA	-	-	-	-

ÁREA	TITULARES	a	b	c	d
5	UNACEM ⁽¹⁾				
	TRANSMISORA SUR ANDINO ⁽¹⁾				
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	STATKRAFT ⁽¹⁾				
	SHAQSHA ⁽¹⁾				
	ELECTROCENTRO	0,3021	0,6483	0,0216	0,0280
	ELECTRO DUNAS	0,2994	0,6510	0,0210	0,0286
	ELECTROPERÚ	0,6255	0,3745	0	0
	TRANSMANTARO	0,3021	0,6483	0,0216	0,0280
	REP	0,3021	0,6483	0,0216	0,0280
6	ADINELSA	0,2678	0,6244	0,0989	0,0089
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	STATKRAFT ⁽¹⁾				
	PLUZ ENERGÍA	0,2791	0,6106	0,0987	0,0116
	HIDRANDINA	0,2678	0,6244	0,0989	0,0089
	REP	0,2678	0,6244	0,0989	0,0089
	REP_ADICRAG	-	-	-	-
7	LUZ DEL SUR	0,2036	0,6450	0,1472	0,0042
	CONELSUR ⁽¹⁾				
	TRANSMANTARO	0,1994	0,6478	0,1484	0,0044
	REP	0,1994	0,6478	0,1484	0,0044
8	ADINELSA	0,2773	0,6303	0,0288	0,0636
	COELVISAC	0,3475	0,5655	0,0248	0,0622
	ELECTRO DUNAS	0,3600	0,5530	0,0240	0,0630
	TRANSMANTARO	0,2782	0,6290	0,0286	0,0642
	SEAL	0,3516	0,5609	0,0228	0,0647
	REP	0,2782	0,6290	0,0286	0,0642
	REP_ADICRAG	-	-	-	-
9	CONELSUR ⁽¹⁾				
	EGASA	0,2531	0,6854	0,0347	0,0268
	ELECTROSUR	0,2559	0,6810	0,0351	0,0280
	SEAL	0,2531	0,6854	0,0347	0,0268
	REP	0,2531	0,6854	0,0347	0,0268
10	EGEMSA	0,2399	0,7039	0,0226	0,0336
	ELECTROSURESTE	0,2399	0,7039	0,0226	0,0336
	REP	0,2399	0,7039	0,0226	0,0336
11	ELECTROPUNO ⁽¹⁾				
	REP	0,2170	0,7323	0,0335	0,0172
12	ELECTROSUR	0,5128	0,4041	0,0509	0,0322
	ENGIE	0,5314	0,3810	0,0530	0,0346
13	EGESUR ⁽¹⁾				
	ELECTROSUR	0,2519	0,6998	0,0216	0,0267
14	ELECTROUCAYALI	0,2200	0,7190	0,0375	0,0235
15	ISA PERÚ	0,2747	0,6181	0,0113	0,0959

ÁREA	TITULARES	a	b	c	d
	REDESUR	0,2873	0,6126	0,0114	0,0887
	TESUR 3	0,2873	0,6126	0,0114	0,0887
	REP	0,2747	0,6181	0,0113	0,0959

Nota: “-” significa que la empresa titular no presentó información.

Fuente: Formatos “F-522” presentados por los TITULARES en sus PROPUESTAS FINALES.

(1) : No presentó propuesta.

5. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y los cálculos presentados por los TITULARES, tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se ha tomado en cuenta el Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, que se desarrolla en el Anexo J del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a establecer los valores finales de CMA, los Ingresos Tarifarios para las instalaciones que corresponda, los Factores de Pérdidas Medias, los Peajes y Fórmulas de Actualización, a fin de fijar los Peajes para los SST y SCT, periodo mayo 2025 - abril 2029, dentro del marco regulatorio vigente.

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

5.1. Proyección de la Demanda

Según el procedimiento establecido en la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda que Osinerghmin emplea en la determinación de Peajes de los SST y SCT de cada una de las Área de Demanda, corresponde a la aprobada en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, cuyos valores se muestran en el Cuadro N° 5-1, con las precisiones y los ajustes necesarios efectuados dentro de las atribuciones de la Autoridad, a fin de obtener un pronunciamiento acorde con los hechos que sustentan la respectiva decisión, que se describen a continuación:

- En el Área de Demanda 4 se han adecuado los niveles de tensión de la demanda de clientes libres ubicados en la barra Pongo de Caynarachi 33 kV, de AT a MT.
- En el Área de Demanda 7, se ha retirado la demanda del cliente libre "CORPORACIÓN MG 20" del sistema eléctrico "Lima Sur", el cual fue considerado en los formatos de demanda F-100 del Plan de Inversiones 2025-2029.
- En el Área de Demanda 8, se ha cambiado el sistema eléctrico de las barras San Nicolás 13 kV y Poroma 220 kV de "Bella Unión - Chala" a "Nazca-Palpa-Puquio". Asimismo, se ha reajustado las proyecciones de demanda debido a que se cambió el nivel de tensión de la carga de la SET Jahuary de DMT a DAT B.

- En el Área de Demanda 11, se ha cambiado el sistema eléctrico de la barra San Rafael 138 kV de "Juliaca, Juliaca Rural y SER Juliaca" a "Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro".
- En el Área de Demanda 12, se ha reasignado el cliente libre "SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2" del sistema eléctrico "Ilo" al "Moquegua y Moquegua Rural".

Cuadro N° 5-1
PROPUESTA Osinergmin
Proyección de la Demanda (MWh)

ÁREA	2025 ⁽¹⁾	2026	2027	2028	2029 ⁽²⁾
1	1 663 264	2 601 919	2 663 669	2 715 436	948 962
2	1 018 625	1 595 680	1 655 388	1 716 624	586 337
3	3 440 525	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 768 773
4	337 720	512 898	527 677	542 598	179 619
5	3 078 856	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 473 111
6	6 432 869	10 349 766	11 073 117	11 305 465	3 878 695
7	8 177 483	12 655 054	12 997 180	13 345 438	4 558 952
8	3 008 253	4 593 867	4 707 519	4 800 491	1 594 604
9	3 850 814	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 839 463
10	2 831 656	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 819
11	527 054	798 966	819 851	835 565	275 288
12	2 031 114	2 760 506	2 764 127	2 767 766	730 743
13	254 033	405 815	441 741	477 445	183 376
14	297 547	459 515	477 340	494 245	161 270
15	36 947 615	56 391 040	58 046 264	59 163 376	19 616 115

Fuente: Formato "F-503" de los archivos "F-500" de cada Área de Demanda.

⁽¹⁾ Comprende la energía del periodo mayo – diciembre.

⁽²⁾ Comprende la energía del periodo enero – abril.

5.2. Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)

Se procedió a determinar el SER, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y en base a la mejor información disponible.

5.2.1. Instalaciones del SSTD y Bajas

Según la información reportada por los TITULARES y complementada con la información disponible en Osinergmin, se consideró las instalaciones existentes que conforman el SST, teniendo en cuenta las instalaciones dadas de Baja desde el 24 de julio 2006. Cabe indicar que dicha información fue validada a través de los diferentes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, las correspondientes Actas de Retiro Definitivo de Operación (Acta de Baja) enviadas por las empresas titulares en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y por la información enviada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin. Las Bajas por Área de Demanda y por titular se resumen en el Anexo B del presente informe.

5.2.2. Instalaciones del SCT y Altas

Según la información reportada por los TITULARES y validada con la información disponible en Osinergmin, se consideró las instalaciones existentes que cuentan con su Acta de Puesta en Servicio para cada Área de Demanda.

Para el efecto, se tomaron en cuenta las instalaciones que se han dado de Alta desde el 24 de julio 2006, debidamente validadas en los diferentes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, las Actas de Puesta en Servicio (Actas de Alta) enviadas por las empresas titulares en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y con la información enviada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

En el Anexo A del presente informe, se presenta un resumen del CMA de las instalaciones del SCT actualizado al 31 de enero de 2025.

Adicionalmente, es importante señalar que, en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, el Ministerio de Energía y Minas reasignó proyectos de transmisión de los Planes de Inversión, para los cuales se determinaron los CMA reajustados, según las Resoluciones N° 168-2024-OS/CD y N° 191-2024-OS/CD. Al respecto, de acuerdo a lo indicado en el numeral 4.17 del "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT", la incorporación del CMA de nuevas instalaciones, incluido los proyectos reasignados en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, se considerará en el Peaje Recalculado.

5.3. Factores de Pérdidas Medias

Se procedió a determinar los Factores de Pérdidas Medias conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS, que se resumen a continuación:

5.3.1. Criterios

- De acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS, los Factores de Pérdidas Medias (en adelante "FPMd") se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST y/o SCT.

Los FPMd son dos:

- Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y
- Factores de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)

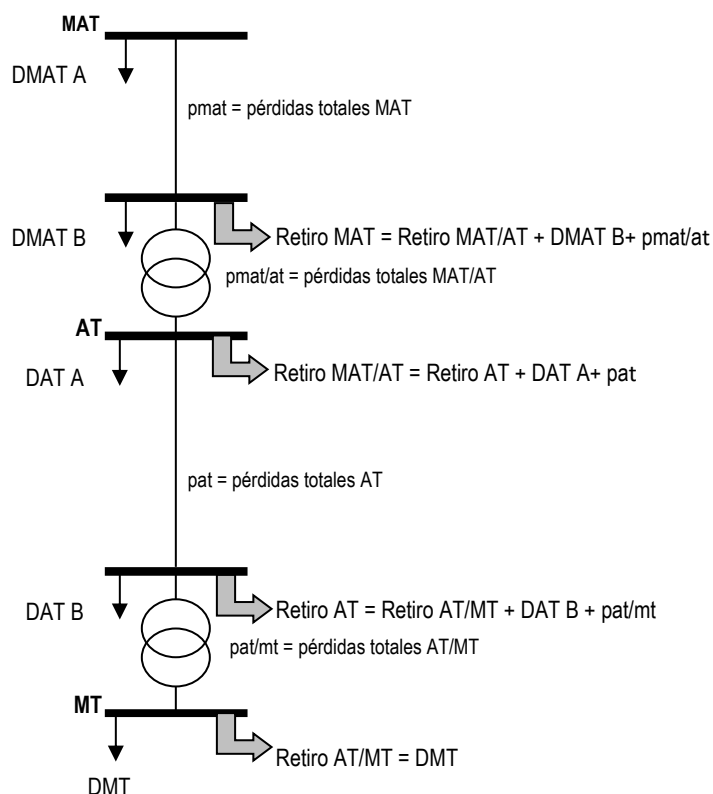
Los cuales se calculan para los sistemas de transmisión asignados a la demanda y se expresan acumulados a MAT, MAT/AT, AT y AT/MT.

- Para el periodo de vigencia de los Peajes, se determinó un único valor de los FPMd, para cada parte del sistema eléctrico equivalente de cada Área de Demanda.
- Las partes del sistema eléctrico equivalente que se tomaron en cuenta para el cálculo de los FPMd son:
 - Redes MAT

- Instalaciones de Transformación MAT/AT
- Redes AT
- Instalaciones de Transformación AT/MT

En el siguiente gráfico se muestra un esquema ilustrativo de las partes de un sistema eléctrico equivalente, el mismo que se toma en cuenta para el cálculo de los FPMd.

Gráfico N° 5-1
Esquema ilustrativo de las partes de un Sistema Eléctrico



Donde:

- Se emplea la siguiente nomenclatura con respecto:
 - A la Demanda:

DMT	=	Demanda acumulada en MT.
$DAT A$	=	Sumatoria de las demandas conectadas en las barras AT de las SET's MAT/AT o MAT/AT/MT y que no pueden alimentarse total o parcialmente a través de las líneas AT en caso de salida de servicio de la transformación de la SET correspondiente.
$DAT B$	=	Sumatoria de las demandas conectadas en AT no incluidas en $DAT A$.
$DMAT A$	=	Sumatoria de las demandas conectadas en las Barras de Referencia de Generación en MAT.

DMAT B = Sumatoria de las demandas conectadas en MAT no incluidas en DMAT A.

o A las Pérdidas:

pat/mt : Pérdidas totales en transformación AT/MT.

pat : Pérdidas totales en redes AT.

pmat/at : Pérdidas totales en transformación MAT/AT.

pmat : Pérdidas totales en redes MAT.

o A los Retiros:

Retiro AT/MT : DMT

Retiro AT : Retiro AT/MT + DAT B + pat/mt

Retiro MAT/AT : Retiro AT+ DAT A + pat

Retiro MAT : Retiro MAT/AT+ DMAT B + pmat/at

Adicionalmente se consideran los siguientes criterios:

- Solo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descuentan de los correspondientes retiros en el sistema eléctrico equivalente para la determinación de los FPMd.
- Debido a que el proceso de presentación de la información en cada Área de Demanda es por sistema eléctrico, los FPMd se ponderan en función a la demanda de los diferentes sistemas eléctricos que la conforman, determinándose así los FPMd promedio aplicables a toda el Área de Demanda.
- Para el cálculo de los FPMd correspondientes a la transformación del sistema eléctrico equivalente, se suman las pérdidas de los transformadores según la siguiente agrupación.
 - o MAT/AT: Incluye transformadores de SET's con relación de transformación MAT/MAT, MAT/AT o MAT/AT/MT.
 - o AT/MT: Incluye transformadores de SET's con relación de transformación AT/MT o MAT/MT.
- En este cálculo no se incluyeron los Elementos de los SST y SCT que se encuentran directamente conectados a dos Barras para las cuales Osinerghmin haya fijado Precios en Barra. Asimismo, se excluyen de este cálculo las instalaciones tipo SSTG y SCTG.

5.3.2. Procedimiento de Cálculo de los FPMdP

Para el cálculo de los FPMdP de cada sistema eléctrico se siguió el proceso que se describe a continuación:

- A partir de los flujos de potencia, para las condiciones de demanda coincidente con la máxima demanda anual del SEIN, se calcularon las pérdidas totales de potencia para cada nivel de tensión y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total retirada.
- Se determinaron los FPMdP para cada año, con base en los resultados de los flujos de potencia del punto anterior y aplicando la siguiente ecuación:

$$FPMdP = [1 + p / P]$$

Donde:

p = Pérdidas medias totales para la carga total P.

P = Potencia total que se retira de cada parte del sistema eléctrico

5.3.3. Procedimiento de Cálculo de los FPMdE

Para el cálculo de los FPMdE de cada sistema eléctrico se siguió el proceso que se describe a continuación:

- A partir de los flujos de potencia, para las condiciones de máxima demanda anual de cada sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas totales de potencia para cada nivel de tensión y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total retirada.
- Se determinaron los FPMdE para cada año, con base en los resultados de los flujos de potencia del punto anterior y empleando la siguiente ecuación.

$$FPMdE = [1 + pe(p.u.)]$$

Donde:

pe(p.u.)	=	p(p.u.) x (fperd/fcarga)
pe(p.u.)	=	Pérdidas de energía en valores por unidad.
p(p.u.)	=	Pérdidas de potencia en valores por unidad.
fperd	=	Factor de pérdidas del sistema eléctrico.
fperd	=	$0,3 \times fcarga + 0,7 \times (fcarga)^2$
fcarga	=	Factor de carga del sistema eléctrico.

El factor de carga anual, para cualquier año "i", se calcula con la siguiente ecuación:

$$FCi = \frac{Ei}{P_{\max i} \times T}$$

Donde:

FCi	=	Factor de Carga del año i
T	=	Número de horas del año.
Pmaxi	=	Potencia máxima del año "i".
Ei	=	Energía del año "i".

Los valores de Pmaxi y Ei se obtienen a partir de las proyecciones anuales de

la demanda eléctrica, validadas en el proceso de Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

5.3.4. Factores de Pérdidas Medias Resultantes

Tomando en cuenta los criterios antes referidos, los mismos que se describen a detalle en la NORMA TARIFAS, se ha procedido a determinar los factores de pérdidas medias de cada parte del sistema eléctrico equivalente, cuyos resultados se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-2
PROPUESTA Osinergmin
Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y
de Energía (FPMdE)
(Individuales)

ÁREA	FPMdP				FPMdE			
	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0006	1,0034	1,0185	1,0033	1,0005	1,0040	1,0133	1,0035
2	1,0020	1,0028	1,0103	1,0042	1,0008	1,0034	1,0099	1,0042
3	1,0030	1,0027	1,0088	1,0037	1,0031	1,0026	1,0074	1,0043
4	1,0153	1,0046	1,0075	1,0037	1,0110	1,0046	1,0065	1,0050
5	1,0005	1,0046	1,0224	1,0051	1,0004	1,0049	1,0239	1,0059
6	1,0019	1,0039	1,0063	1,0052	1,0016	1,0040	1,0053	1,0057
7	1,0004	1,0068	1,0039	1,0055	1,0004	1,0071	1,0043	1,0055
8	1,0001	1,0025	1,0147	1,0040	1,0001	1,0026	1,0141	1,0041
9	1,0030	1,0024	1,0088	1,0026	1,0024	1,0025	1,0057	1,0030
10	1,0053	1,0026	1,0086	1,0036	1,0048	1,0029	1,0068	1,0044
11	1,0001	1,0027	1,0060	1,0041	1,0001	1,0036	1,0051	1,0049
12	1,0023	1,0000	1,0000	1,0037	1,0014	1,0000	1,0000	1,0043
13	1,0000	1,0000	1,0085	1,0061	1,0000	1,0000	1,0112	1,0056
14	1,0001	1,0000	1,0033	1,0039	1,0001	1,0000	1,0030	1,0041

Fuente: Formato "F-510" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

5.4. Peajes y Fórmulas de Actualización

Conforme al análisis de las respuestas dadas por los TITULARES a las observaciones formuladas a sus PROPUESTAS INICIALES, no se han tomado en cuenta algunos criterios establecidos para la actualización del CMA del SSTD, del CMA del SCT y, en la determinación del Peaje y Fórmulas de Actualización.

En consecuencia, Osinergmin procedió a determinar el valor definitivo del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización para las instalaciones de SST y SCT de cada Área de Demanda, con base en los resultados de la valorización definitiva de la Inversión y COyM, realizada en los respectivos procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y aplicando lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

5.4.1. CMA de SSTD

Conforme a lo establecido en la normativa vigente, el CMA es fijado por única vez y deberá ser actualizado en cada fijación tarifaria; en ese sentido, en el presente proceso regulatorio 2025-2029, solo corresponde actualizar el CMA de los SST (fijado en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, la cual fue modificada y complementada con la Resolución N° 279-2009-OS/CD), según la fórmula de actualización establecida en el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS:

$$FA = \left(a \frac{T_c}{T_{c_o}} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{P_c}{P_{c_o}} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Siendo los valores iniciales de los índices de actualización, según se indica en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, son las que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-3
Índices Iniciales de Actualización del CMA SSTD

T_{co} (S//USD)	IPM_o	P_{co}	P_{Al_o}
3,161	191,563	265,984	2240,720

Los valores de los coeficientes a, b, c y d, son los que se consignaron en el Cuadro 2.2 del Anexo 2 de la misma Resolución N° 184-2009-OS/CD, los cuales fueron modificados con la Resolución N° 279-2009-OS/CD.

Para determinar el CMA del SSTD, de los TITULARES, utilizado en el proceso regulatorio 2025-2029, se dedujo el valor del CMA de los Elementos pertenecientes al SSTD dados de Baja desde el 24 de julio 2006, actualizados con la misma fórmula de actualización fijada para el CMA inicial del SST.

Se han considerado todos los Elementos dados de Baja reportados por los TITULARES en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y validados con la información presentada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin, que para este fin utiliza el "Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los SST y SCT", aprobado mediante Resolución N° 198-2013-OS/CD.

Cabe indicar que las subsiguientes actualizaciones de los SST, que por Ley debe realizarse en cada fijación tarifaria, se efectuarán con la misma fórmula de actualización.

Los resultados de la actualización del CMA de los SSTD, debidamente consolidados, por Área de Demanda y por TITULAR, así como las fórmulas de actualización correspondientes, se muestran en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 5-4
PROPUESTA Osinergrmin
Actualización del CMA del SSTD

AREA	TITULARES	CMA (s/.) Actualizado (*)
1	ADINELSA	1 708 517
	ELECTRONOROESTE	11 939 143
	ELECTROPERÚ	207 847
	REP	1 535 858
2	ADINELSA	1 364 535
	REP	244 856
	PEOT	3 144 155
	ELECTRONORTE	3 122 257
	ELECTRO ORIENTE	1 471 840
3	REP	394 280
	CHAVIMOCCHIC	232 065
	ETENORTE	-
	HIDRANDINA	21 150 906
	CONENHHUA	-
	CONELSUR	834 809
	ISA PERÚ	1 597 223
	CTA	881 859
4	ELECTRO ORIENTE	7 848 107
5	ADINELSA	1 973 956
	ELECTROPERÚ	304 733
	REP	430 408
	CONENHUA	-
	CONELSUR	469 996
	UNACEM	382 545
	STATKRAFT	22 079 037
	ELECTROCENTRO	13 382 906
	TRANSMISORA SUR ANDINO	-
	SHAQSHA	2 641 509
6	ADINELSA	126 417
	REP	116 415
	HIDRANDINA	304 440
	STATKRAFT	755 346
	PLUZ ENERGÍA	69 620 453
7	LUZ DEL SUR	93 503 152
8	ADINELSA	50 770
	COELVISAC	565 324
	ELECTRO DUNAS	13 235 252
	SEAL	136 009
	REP_ADICRAG	11 547 099
9	REP	437 045

AREA	TITULARES	CMA (S/.) Actualizado (*)
	CONENHUA	-
	CONELSUR	1 292 485
	SEAL	10 856 444
	EGASA	1 687 987
	ELECTROSUR	113 411
10	REP	871 506
	ELECTRO SUR ESTE	2 504 908
	EGEMSA	1 905 194
11	REP	481 358
	ELECTROPUNO	1 496 740
12	ELECTROSUR	977 262
	ENGIE	10 597 240
13	ELECTROSUR	2 141 096
	EGESUR	27 845
14	ELECTRO UCAYALI	1 784 586

(*) Considera Bajas a partir del 24 de julio de 2006.

5.4.2. CMA de SCTD

Conforme a lo dispuesto en el numeral II) literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, el CMA de los SCT se estableció de forma definitiva en cada proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, con base en los Costos Estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. En el presente proceso regulatorio, solo corresponde la actualización del CMA de cada instalación del SCT que se ha dado de Alta posteriormente al 24 de julio de 2006 en que se emitió la Ley N° 28832.

Asimismo, conforme se indica en el numeral 24.10 de la NORMA TARIFAS, en cada fijación tarifaria, se incluye el CMA debidamente actualizado de las instalaciones que estando aprobadas en el anterior Plan de Inversiones y/o Contratos de Concesión de SCT, se hayan puesto en servicio y no fueron incluidas en el proceso de Liquidación Anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria.

Así, el CMA de las instalaciones de transmisión que forman parte de los SCT existentes desde el 24 de julio de 2006, se ha venido determinando en los correspondientes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, según el procedimiento aprobado mediante la Resolución N° 022-2008-OS/CD, modificado por Resolución N° 269-2010-OS/CD, sustituido por Resolución N° 261-2012-OS/CD y sustituido por Resolución N° 056-2020-OS/CD. Adicional a ello, existen Elementos que han entrado en servicio desde la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, que cuentan con su respectiva Acta de Puesta en Servicio, los mismos que también forman parte del cálculo del CMA del SCTD y cuyo detalle y/o tratamiento se desarrolla en el numeral 5.4.2.1 del presente informe. En ese sentido, si bien el análisis de los Elementos que han entrado en servicio desde la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT se desarrolla en

ocasión de dicho proceso regulatorio, en esta oportunidad y de forma excepcional, dicho análisis se desarrolla como parte del actual proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 - abril 2029, teniendo en cuenta la naturaleza de dicho proceso.

En ese orden, sin variar el valor de los CMA fijados en cada proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT realizados, corresponde estructurar las fórmulas de actualización de los CMA de las instalaciones del SCT existentes, bajo los siguientes criterios:

- Se actualiza al 31 de marzo de 2025¹⁰, el CMA de cada instalación dada de Alta desde el 24 de julio de 2006, considerando en la fórmula de actualización: como índices iniciales (Tc_0, IPM_0, Pc_0, Pal_0) los que corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento y como coeficientes (a, b, c y d) los que reflejen la propia estructura de costos del mismo.
- Las subsiguientes actualizaciones, a realizarse en cada fijación tarifaria, se efectuarán con la misma fórmula de actualización de cada Elemento.

En el Anexo A del presente informe, se indica el archivo donde se presenta la relación de Elementos que forman parte de los SCT, el CMA asociado a cada Elemento y los coeficientes de las fórmulas de actualización de dichos CMA, establecidas bajo los criterios señalados.

Finalmente, para los casos de los Contratos de Concesión SCT, se ha determinado, en el presente procedimiento de fijación tarifaria, la liquidación anual que se incluye en el respectivo CMA, de acuerdo al numeral II) del literal b) del artículo 139° del Reglamento de la LCE. Asimismo, para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

5.4.2.1. Diferencias en el CMA de Altas y Bajas

5.4.2.1.1 Retiro definitivo de operación programado y no programado

De acuerdo a lo dispuesto por el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, aprobado mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD, se considera como diferencia en el CMA para la liquidación el retiro definitivo de operación de las instalaciones existentes, según lo previsto en el Plan de Inversiones, y sus eventuales modificaciones, así como de aquellas instalaciones que formen parte del retiro no programado.

Para la publicación del presente proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 - abril 2029, se

¹⁰ Dado que a la fecha de cierre del presente informe no se cuenta con los índices al 31 de marzo de 2025, se toma provisionalmente para efectos del Proyecto de Resolución, enero 2025.

considera como Baja únicamente a las instalaciones que cuentan con su respectiva Acta de Retiro Definitivo de Operación (ARDO).

Con base en la información remitida por las empresas, así como en la información proporcionada por la División de Supervisión Eléctrica de Osinergmin, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-5
Instalaciones con Acta de Retiro Definitivo de Operación

			Instalación dada de Baja (Fecha consignada en el Acta)			
Área	Titular	Elemento	Año	Mes	Día	Acta
5	TRANSMISORA SUR ANDINO	L-6644 INGENIO - CAUDALOSA	2024	1	27	ARDO N° 001-2024 TSA
5	TRANSMISORA SUR ANDINO	Celda Línea a SE CAUDALOSA (L-6644)	2024	1	27	ARDO N° 001-2024 TSA
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Transformador de Reserva, SET CHAVARRÍA	2024	11	8	AVB N° 001-2025-PLUZ
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celdas Transformador en SET PANDO	2024	6	13	AVB N° 002-2024-PLUZ
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celdas Transformador en SET PANDO	2024	10	10	AVB N° 003-2024-PLUZ
7	LUZ DEL SUR	Línea 60 kV Santa Rosa Antigua - Huachipa (L-657)(*)	2024	2	16	AVB N° 004-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	25	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	7	27	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Medición en SET LURIN	2024	11	28	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	11	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	11	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	17	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	10	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celda de Medición en SET SAN VICENTE(**)	2024	12	10	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	19	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	5	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Medición en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET SAN BARTOLO	2024	12	19	AVB N° 007-2024-LDS
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU

Área	Titular	Elemento	Instalación dada de Baja (Fecha consignada en el Acta)			
			Año	Mes	Día	Acta
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Medición en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Transformador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU

(*) Se ha dado de Baja solo un tramo de la instalación

(**) Agregado a la lista de instalaciones SST, ver numeral 5.5.1 del presente informe

Línea 60 kV Santa Rosa Antigua - Huachipa (L-657)

En la modificatoria del PI 2025-2029 se aprobó la Baja de la L-657, debido a que tenía problemas de seguridad en un tramo (E7-E11) y debido a que no aportaba al sistema eléctrico, sumada su antigüedad.

Sin embargo, en el PI 2025-2029, LDS planteó una reconfiguración de diversas líneas (entre ellas la L-657) para brindar confiabilidad a la SET Santa Anita, lo cual fue validado y aprobado. Por tanto, se dejó sin efecto la Baja de la L-657 con excepción del tramo con problemas de seguridad (E7-E11) el cual se reemplazaba por un tramo subterráneo. Es decir, se mantuvo la Baja del tramo E7-E11 de la L-657.

Según el AVB 004-2024-LDS, el tramo a dar de Baja corresponde desde la estructura 8Qt hasta la 10Qt (0,781 km), tramo que compartía estructuras con la L-658, ya retirada según el AVB N° 003-2024-LDS.

Celda de Línea 60 kV, SET Ingenio

Según el ARDO N° 001-2024-TSA, la Baja de esta instalación eléctrica (celda de línea 60 kV) no ha sido aprobada en el PI 2017-2021 y continúa en operación atendiendo cargas mineras. Sin embargo, al haber quedado en desuso por parte de la demanda regulada, corresponde dar de oficio su Baja remunerativa, conforme se señala en el referido ARDO.

5.4.2.1.2 Criterios de Valorización de Elementos dados de Alta

Informes de sustento de cambios de características

Según lo indicado en el literal a) del numeral 5.2 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT se establece que: *“Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por OSINERGMIN.”*

En caso las empresas concesionarias no presenten los respectivos informes de sustento, las valorizaciones de los Elementos correspondientes se considerarán en una configuración según lo aprobado en el Plan de Inversiones correspondiente.

5.4.2.1.3 Valorización de transformadores de reserva

En este proceso regulatorio, se tiene presente que la valorización de los Transformadores de reserva, debe de corresponder únicamente al costo del equipo principal más los costos promedio de transporte, sin incluir lo relacionado a obras civiles, montaje electromecánico, entre otros, que son inherentes a los Elementos en operación. Cabe señalar que las partidas consideradas para la valorización de transformadores de reserva están indicadas en el numeral 6.2.1 del Informe Técnico N° 262-2022-GRT “Reestructuración de la Base de Datos de Módulos Estándares”.

Para el presente proceso regulatorio solo se ha presentado un caso de transformador de reserva 60/20/10 kV – 40 MVA en la SET Chavarría.

5.4.2.1.4 Diferencias en las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones

De acuerdo a lo dispuesto por el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, se señala que cuando las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las de las instalaciones realmente puestas en servicio impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los TITULARES y aprobadas por Osinergmin.

En el cuadro del Anexo K se describen los Elementos que han presentado diferencias en las características de las instalaciones aprobadas y las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en Servicio.

Según lo indicado en el literal a) del numeral 5.5 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT se establece que: *“Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por OSINERGMIN.”*

En caso las empresas concesionarias no presenten los respectivos informes de sustento, las valorizaciones de los Elementos correspondientes se consideran en una configuración según lo aprobado en el Plan de Inversiones correspondiente.

Instalación de Túnel Liner en LT 60 kV Limatambo – San Isidro (LUZ DEL SUR)

Como parte del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, LUZ DEL SUR ha presentado el Informe Sustentatorio sobre el cambio de características en la construcción de la Línea de Transmisión de 60 kV Limatambo – San Isidro. En dicho informe, LUZ DEL SUR justifica la necesidad de construir un Túnel Liner debido a la negativa de la Municipalidad Metropolitana de Lima para ejecutar el proyecto mediante zanja abierta. Esta situación también ha sido verificada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE) a través del Informe de Supervisión N° SUP2300225-2024-11-23. En consecuencia, corresponde considerar la instalación del Túnel Liner en la evaluación del proyecto.

Al respecto, según lo indicado en el numeral 2.4.2 del Informe Técnico N° 420-2022-GRT, se indica que para el tramo de línea que se está considerando túnel Liner solo se

considerar algunas partidas del módulo subterráneo de línea de transmisión, dado que, se está evitando hacer excavaciones en zanja abierta. Por lo tanto, esta línea de transmisión se valoriza en dos tramos:

- Tramo I: Tramo donde no se incluye túnel Liner, se considera el módulo estándar de línea subterránea.
- Tramo II: Tramo donde se incluye túnel Liner, se considera el módulo estándar de línea subterránea sin obras civiles, pero se adiciona el costo de túnel Liner.

COYM de la LT 60 kV Bella Unión – Chala (SEAL)

Según lo indicado en el APES N° 002-2024-SEAL, para la ejecución del proyecto, la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) transfirió a SEAL un monto de S/ 11 572 885,10. Por otro lado, el costo de inversión determinado mediante módulos estándar asciende a USD 2 571 476, que convertido a soles utilizando el tipo de cambio vigente en diciembre de 2023 (fecha de los indicadores iniciales considerados para la fijación), equivale a S/ 9 574 891,67.

Dado que el costo de inversión calculado con módulos estándar es menor al monto transferido por la DGER, corresponde establecer un costo de inversión de S/ 0,00. En consecuencia, solo deberá considerarse el reconocimiento del costo de operación y mantenimiento.

Celda de Transformador en SET Pampa Pañala (Coelvisac)

Según lo señalado en el APES N° 001-2024-COELVISAC, COELVISAC ha llevado a cabo una instalación parcial de la celda, ya que solo ha implementado el seccionador de línea, el interruptor y algunos equipos complementarios. El resto de los Elementos pertenecen a Electronorte, provenientes de su anterior celda de línea-transformador (actualmente remunerada por la demanda).

Debido a que incluso los equipos complementarios tienen dos titularidades distintas, se ha adoptado como criterio la asignación de inversiones en función del peso relativo de los costos de los equipos principales, siguiendo la propuesta de COELVISAC. Como resultado, a COELVISAC le corresponde un pago del 38,58% por la celda. Para efectos de valorización, se considera el costo del módulo estándar de la celda y se multiplica por dicho factor.

Cabe señalar que, según el acta, a pesar de la particularidad de la instalación, la celda cumple con la función para la que fue prevista.

Reconocimientos de costos adicionales en instalaciones (Electro Dunas)

Como parte del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, Electro Dunas ha enviado la carta GT-211-2025/PR, donde señala que ha incurrido en gastos adicionales en los proyectos de la SET Tacama, SET Luren y LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa; sin embargo, no ha enviado información que sustente estos gastos adicionales (salvo un archivo Excel donde no se detalla los gastos adicionales incurridos).

Cabe señalar que en el numeral 5.5. de la resolución 056-2020-OS/CD, se indica que: *"Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas*

en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por Osinerghmin". Por otro lado, es necesario tomar en cuenta lo señalado en el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS, que indica lo siguiente: "Para el caso de SET's nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes, no aplica este criterio."

5.4.3. Ingreso Tarifario de Instalaciones MAT y MAT/MAT

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 22° de la NORMA TARIFAS, el Ingreso Tarifario (IT) se calculó solamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

Para la determinación de los IT, se aplican los mismos procedimientos establecidos para el Sistema Principal de Transmisión, conforme se indica en la NORMA TARIFAS.

La fórmula para el cálculo de los IT por potencia, es la siguiente:

$$IT_{Potencia} = Precio\ 2 \times Flujo\ 2 - Precio\ 1 \times Flujo\ 1$$

Donde:

Precio 1 y Precio 2 : Precios de potencia de las barras a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2 : Valores de potencia en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y 2), los cuales resultan del cálculo de Flujo de Potencia para condiciones de máxima demanda coincidente con el SEIN.

La fórmula para el cálculo de los IT por energía, es la siguiente:

$$IT_{Energía} = Precio\ 2 \times Flujo\ 2 - Precio\ 1 \times Flujo\ 1$$

Donde:

Precio1 y Precio2 : Precios de energía de las barras a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2 : Valores de la energía, en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y 2), los cuales se determinan mediante el modelo PERSEO 2.0¹¹.

Finalmente se calcula el valor de los Ingresos Tarifarios actualizados por cada Elemento, para cada año considerado en el cálculo de los Peajes y empleando la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.

Los Ingresos Tarifarios calculados por año, correspondientes a los Elementos MAT o MAT/MAT ubicados en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, son los que se resumen en el Anexo D del presente informe.

5.4.4. Cálculo de Peajes

Conforme a lo dispuesto en los numerales I), II) y IV) del literal i) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, para cada Área de Demanda se determina el Peaje por nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de las diferencias entre los valores anuales del CMA y del IT, entre el valor presente de las demandas mensuales para un horizonte de 4 años, conforme a la siguiente expresión:

$$PU = \frac{\sum_{año=1}^4 \frac{CMA_{año} - IT_{año}}{(1 + \alpha)^{año}}}{\sum_{mes=1}^{mes \times año} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}}$$

Donde:

PU : Peaje expresado en ctms S//kWh.

CMA : Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, expresado al 30 de abril de cada año, en miles S/.

El CMA de la expresión corresponde a la suma del CMA de las instalaciones del SSTD y del SCTD

IT : Ingreso Tarifario, expresado en miles S/.

α : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya.

β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$

año : Horizonte para cálculo de peaje, equivalente a 4 años.

Dmes : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh.

año : Índice de variación del año.

¹¹ Las simulaciones con el Modelo Perseo se realizaron considerando un periodo de 6 años contados desde enero del año anterior al del mes de inicio del periodo de 48 meses donde entra en vigencia las tarifas de los SST y SCT.

mes : Índice de variación del mes.

El cálculo anterior se efectúa para cada uno de los siguientes componentes, según el nivel de tensión:

PU_{MAT}	:	Peaje Unitario para Red de Muy Alta Tensión (MAT)
$PU_{MAT/AT}$	:	Transformación Muy Alta Tensión a Alta Tensión (MAT/AT)
PU_{AT}	:	Red de Alta Tensión (AT)
$PU_{AT/MT}$	:	Transformación Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT)

El CMA considerado en este cálculo incluye el CMA de las instalaciones del SSTD y del SCTD existentes, debidamente validado en los procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y actualizado mediante las fórmulas correspondientes.

• Cálculo del Peaje Unitario por Nivel de Tensión

El peaje acumulado por cada nivel de tensión, resulta de agregar los peajes correspondientes según la secuencia de los niveles de tensión en el sentido del flujo de la energía.

Peaje Acumulado MAT	=	PU_{MAT}
Peaje Acumulado AT	=	$PU_{MAT} + PU_{MAT/AT} + PU_{AT}$
Peaje Acumulado MT	=	$PU_{MAT} + PU_{MAT/AT} + PU_{AT} + PU_{AT/MT}$

Los Peajes acumulados por nivel de tensión y por Área de Demanda, son los que se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-6
PROPUESTA Osinergmin
Peajes Acumulados por nivel de tensión
(Ctm. S//kWh)

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	0,0000	0,0351	0,0750
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,3630	1,0669
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0054	0,0090
	PUMATE	0,1000	0,4121	0,4182
	REP	0,0283	0,3897	0,3941
	TOTAL ÁREA	0,1283	1,2053	1,9632
2	ADINELSA	0,0000	0,0292	0,0793
	PEOT	0,0000	0,1320	0,2021
	ELECTRONORTE	0,0705	0,4835	1,0433
	REP	0,0000	0,2603	0,2679
	ELECTRO ORIENTE	0,0512	0,1093	0,1647
	COELVISAC	0,1331	0,2694	0,2853

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	TOTAL ÁREA	0,2548	1,2837	2,0426
3	CHAVIMOCHIC	0,0000	0,0037	0,0069
	HIDRANDINA	0,1286	0,7563	1,3027
	REP	0,0034	0,2378	0,2398
	CTA	0,0160	0,0160	0,0160
	ISA PERÚ	0,0078	0,0325	0,0416
	CONELSUR	0,0063	0,0200	0,0200
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0047
	TOTAL ÁREA	0,1621	1,0663	1,6317
4	ELECTRO ORIENTE	1,1803	1,8052	2,3373
	TOTAL ÁREA	1,1803	1,8052	2,3373
5	ADINELSA	0,0088	0,0455	0,0791
	UNACEM	0,0046	0,0106	0,0106
	TRANSMISORA SUR ANDINO	0,0000	0,0000	0,0000
	CONELSUR	0,0000	0,0086	0,0338
	STATKRAFT	0,0232	0,7138	0,9604
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8689	1,6595
	ELECTRO DUNAS	0,0299	0,1349	0,1499
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	REP	0,0236	0,2278	0,2767
	TRANSMANTARO	0,0851	0,2187	0,2187
	SHAQSHA	0,0000	0,0827	0,1088
	TOTAL ÁREA	0,1830	2,3178	3,5038
6	ADINELSA	0,0000	0,0007	0,0012
	STATKRAFT	0,0039	0,0038	0,0104
	PLUZ ENERGÍA	0,3652	2,0880	2,9039
	HIDRANDINA	0,0000	0,0022	0,0028
	REP	0,0002	0,0595	0,0595
	CONELSUR	0,0135	0,0249	0,0260
	REP_ADICRAG	0,0005	0,0069	0,0069
	TOTAL ÁREA	0,3833	2,1860	3,0107
7	LUZ DEL SUR	1,2194	3,4293	4,0986
	CONELSUR	0,0000	0,0364	0,0364
	REP	0,0162	0,0266	0,0266

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	TRANSMANTARO	0,0865	0,0865	0,0865
	TOTAL ÁREA	1,3221	3,5788	4,2481
8	ADINELSA	0,0000	0,0012	0,0063
	COELVISAC	0,0000	0,0867	0,1992
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,3253	0,7862
	REP_ADICRAG	0,1777	0,2652	0,2652
	SEAL	0,0000	0,0189	0,0480
	TRANSMANTARO	0,1327	0,4168	0,4212
	REP	0,0335	0,4280	0,4280
	TOTAL ÁREA	0,3439	1,5421	2,1541
9	EGASA	0,0139	0,0592	0,0592
	ELECTROSUR	0,0000	0,0050	0,0114
	REP	0,0029	0,0168	0,0168
	SEAL	0,1291	0,8533	1,7272
	CONELSUR	0,0180	0,0290	0,0290
	TOTAL ÁREA	0,1639	0,9633	1,8436
10	EGEMSA	0,0000	0,0686	0,2785
	ELECTRO SUR ESTE	0,2412	1,1813	1,9758
	REP	0,0434	0,3823	0,4297
	TOTAL ÁREA	0,2846	1,6322	2,6840
11	ELECTROPUNO	0,0000	0,8224	1,1329
	REP	0,0469	0,6694	1,0731
	TOTAL ÁREA	0,0469	1,4918	2,2060
12	ELECTROSUR	0,0000	0,5077	1,7223
	ENGIE	0,3606	0,3527	0,3527
	TOTAL ÁREA	0,3606	0,8604	2,0750
13	EGESUR	0,0000	0,0061	0,0061
	ELECTROSUR	0,0000	0,8943	1,6742
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,9004	1,6803
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,5218	1,0120
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,5218	1,0120
15	REP	0,0925	0,0958	0,0958
	ISA	0,0107	0,0305	0,0305
	TESUR 3	0,0114	0,0131	0,0131

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	REDESUR	0,0020	0,0038	0,0038
	TOTAL ÁREA	0,1166	0,1432	0,1432

Fuente: Formato "F-515" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

El peaje total indicado en el cuadro anterior debe aplicarse a la demanda de todos los clientes regulados y libres de los sistemas eléctricos comprendidos en cada Área de Demanda, debiendo el monto resultante transferirse a cada uno de los TITULARES que la conforman, en proporción a los peajes parciales fijados para cada uno de ellos por nivel de tensión.

5.4.5. Fórmulas de Actualización

Con base en los criterios que se han desarrollado en las secciones anteriores y según la normativa vigente, los parámetros a, b, c y d correspondientes a las Fórmulas de Actualización de cada Elemento dado de Alta, son los que se consignan en la hoja del archivo indicado en el Anexo A del presente informe, mientras que los correspondientes a los Peajes, son los que se resumen a continuación:

Cuadro N° 5-7
PROPUESTA Osinergmin
Fórmulas de Actualización de Peajes por Área de Demanda

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2858	0,6462	0,0393	0,0287
2	0,2496	0,6920	0,0327	0,0257
3	0,2286	0,7035	0,0356	0,0323
4	0,2287	0,6993	0,0183	0,0537
5	0,3012	0,6500	0,0217	0,0271
6	0,2647	0,6268	0,0998	0,0087
7	0,1987	0,6487	0,1483	0,0043
8	0,2841	0,6245	0,0285	0,0629
9	0,2505	0,6877	0,0352	0,0266
10	0,2398	0,7040	0,0226	0,0336
11	0,2170	0,7323	0,0335	0,0172
12	0,5081	0,4089	0,0513	0,0317
13	0,2491	0,7017	0,0226	0,0266
14	0,2198	0,7191	0,0376	0,0235
15	0,2873	0,6127	0,0114	0,0886

Fuente: Formato "F-522" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

5.5. Revisión de Alícuotas

5.5.1. Revisión de Alícuotas

De las Actas de Retiro de Operación (ARDO) consideradas en el presente proceso tarifario se ha verificado una relación de Elementos del SST, los cuales no se encontraban registrados en la relación de Elementos SST considerada en la regulación anterior. Por lo que, se procedió con la incorporación de estos Elementos SST, el recálculo de alícuotas y el retiro del CMA (si diera lugar) calculado para dichos Elementos SST; los casos revisados son los siguientes.

- Según el AVB N° 006-2024-LDS, se ha dado de Baja una celda de medición de 10 kV correspondiente a la SET San Vicente. Al no pertenecer a la lista de instalaciones SST corresponde su incorporación.
- Según el ARDO N° 001-2023-SEAL, se ha dado de Baja un transformador de potencia 138/23/10 kV -12/5/10 MVA correspondiente a la SET Camaná. Al no pertenecer a la lista de instalaciones SST corresponde su incorporación.

Cuadro N° 5-8
Elementos Agregados a la lista SST

AREA	TITULAR	ELEMENTO INCORPORADO	ACTA BAJA
7	LUZ DEL SUR	Celda de medición 10 kV, SET San Vicente	AVB 006-2024-LDS
9	SEAL	Transformador de potencia 138/23/10 kV, SET Camaná	ARDO 001-2023-SEAL

Por otro lado, de la lista de instalaciones SST, las empresas REP y PLUZ ENERGÍA han indicado que se debe corregir la lista de instalaciones SST, dado que, hay Elementos que no deberían ser incluidos, los casos revisados son los siguientes.

- REP indica que la línea L-1028 Cerro Verde – Cyprus es propiedad de la empresa Cerro Verde y presenta como sustento documentos obtenidos de la página web del COES, donde se verifica dicha propiedad. En consecuencia, dado que REP no reconoce su propiedad sobre este Elemento, corresponde retirarlo de la lista de instalaciones SST que son remuneradas y proceder con el recálculo de las alícuotas. Los cambios a efectuarse no implican modificación alguna en el monto total del CMA del SST que debe percibir el TITULAR.
- PLUZ ENERGÍA señala que el polo de reserva de 28,33 MVA en la SET Santa Rosa Nueva fue dado de Baja durante el primer semestre de 2006, pero por error fue incluido en la lista de instalaciones SST en la fijación de 2009. En consecuencia, indica que, al confirmarse que este Elemento no debió considerarse desde un inicio como parte de las instalaciones del SST, corresponde retirarlo de la lista y proceder con el recálculo de las alícuotas. Por último, PLUZ ENERGÍA señala que producto de su recálculo de alícuotas le corresponde devolver S/ 537 469,37.

Sobre el particular, el CMA de los SST corresponde ser percibido por la empresa y Área de Demanda respectiva, correspondiendo en el presente proceso regulatorio el recálculo de estas alícuotas por el retiro de esta

instalación que nunca debió estar incluida por haber sido dado de baja en el año 2006.

El monto que corresponde devolver por haber percibido remuneración por un elemento inexistente, que incluye las diferencias que pudieran haber existido en los periodos tarifarios anteriores y, de ser el caso, la regularización de dichas diferencias, serán evaluadas y determinadas en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT que se encuentra en curso. Cabe indicar que cualquier monto a devolver que resulte, no otorga derechos a los concesionarios para requerir reconocimientos tarifarios de instalaciones que podrían no haber sido incluidas en la oportunidad en que correspondía hacerlo.

Finalmente, según el documento GE-0750-2024 enviado por ELECTROSUR a la DSE (presentado como sustento en el presente proceso), y la revisión por parte de Osinerghmin de los distintos planes de inversiones, se verifica que no existe trazabilidad de la existencia de un transformador de reserva en la SET Moquegua como parte del SST; en consecuencia, corresponde su retiro de dicho transformador de la lista de instalaciones del SST.

5.5.2. Correcciones a las Bajas realizadas

En el presente numeral se revisan las liquidaciones realizadas en los últimos cuatro años, encontrándose casos donde corresponde corregir aspectos vinculados a instalaciones reconocidas, conforme se muestra a continuación:

- En la Liquidación correspondiente al año 2023, y según lo indicado en el AVB N° 004-2023-LUZ DEL SUR, correspondía dar de Baja al transformador TR1 de 25 MVA en la SET Barranco. Sin embargo, en la hoja 'SST-2021-2025' del archivo 'IPeaje_Recalculado', en su lugar, se dio de Baja una celda de transformador en 10 kV. Por lo tanto, corresponde corregir esta situación, retirando de la lista el transformador de 25 MVA de la SET Barranco en reemplazo de la celda de transformador en 10 kV.

Durante el periodo 2023 al 2025, LUZ DEL SUR ha percibido remuneración por dicho transformador cuando correspondía ser dado de Baja, por lo que debe evaluarse en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT en curso, si corresponde saldar alguna diferencia en los ingresos percibidos por el titular de transmisión y efectuar la respectiva regularización.

- En la Liquidación correspondiente al año 2022, y según lo indicado en el AVB N° 002-2021-ENEL DP, se dio de Baja un transformador de 25 MVA en la SET Mirones. Sin embargo, de la información enviada por PLUZ ENERGÍA en el presente proceso, señala que dicho transformador inicialmente estaba en la SET Pando y fue rotado a la SET Mirones. En consecuencia, se modifica el Elemento dado de Baja de la SET Mirones a la SET Pando.

Cabe señalar que ambos transformadores tienen el mismo peso en las alícuotas.

- Como parte de los SST, PLUZ ENERGÍA tiene un transformador de reserva en SET Pando. Esta empresa indica que actualmente este transformador está

operativo y el transformador de la SET Hualmay ha pasado como reserva. Se debe señalar, que la lista de instalaciones SST buscaba tener el inventario de instalaciones que estaban vigentes al 2006, y en tal año el transformador de reserva era el que estaba en la SET Pando; por lo tanto, no corresponde modificar el estado de este tipo de transformadores. Sin embargo, para fines de seguimiento de las instalaciones SST, se está considerando una columna adicional en el archivo Excel donde se registren las particularidades de estos casos.

Sin perjuicio de lo señalado, ambos transformadores tienen el mismo peso en las alícuotas, por lo que los cambios a efectuarse no implican ninguna modificación tarifaria.

5.5.3. Retiro de costos comunes

Como parte de la revisión de las instalaciones SST, se verificó que en algunos casos existen subestaciones completas cuyos Elementos del SST han sido dados de Baja, debido a que fueron completamente reemplazadas por instalaciones SCT. Por lo tanto, corresponde retirar el peso del factor común asociado a dichas subestaciones. Las subestaciones en cuestión son: SET Cabeza de Vaca (reemplazado por la SET Loma de Viento), SET Moche (reemplazado por la SET Huaca del Sol) y SET Guadalupe 02 (reemplazado por la SET Chepén).

Además, debido que Compañía Transmisora Sur Andino S.A.C. dejará de ser TITULAR del Área de Demanda 5, por la Baja de todas sus instalaciones; corresponde también el retiro de sus costos comunes.

5.6. Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE

Conforme a lo indicado en el numeral I) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA de las instalaciones de los SST que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Asimismo, conforme se indica en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, para el uso por parte de terceros de instalaciones del SST que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el TITULAR y/o por Usuarios Libres, Osinergmin establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho SST, según el procedimiento aprobado por Osinergmin.

De acuerdo al procedimiento aprobado por Osinerghmin¹², corresponde regular en función a la contribución del tercero (potencia) en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL. La solicitud de los interesados para regular el pago de los terceros se considerará en el siguiente proceso de liquidación teniendo presente la fecha real de conexión.

Así, en la regulación de la fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT correspondiente al periodo 2009-2013, 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, se fijaron el CMA, Peajes y formula de actualización correspondiente a las instalaciones de titularidad de Consorcio Energético de Huancavelica S.A. (CONENHUA) ahora de titularidad de CONELSUR LT S.A.C., Empresa de Transmisión Aymaraes S.A.C. (AYMARAEs antes CALLALI), CONELSUR LT S.A.C., y Compañía Transmisora Andina S.A. (CTA).

En base a ello, dada la falta de presentación de la propuesta tarifaria de los mencionados TITULARES en el presente proceso de fijación de Peajes del SST y SCT, corresponde actualizar el CMA fijado, en base a la fórmula de actualización establecida, cuyos coeficientes, así como los respectivos factores de actualización se muestran a continuación.

Cuadro N° 5-9
Coeficientes de las fórmulas de Actualización para las Instalaciones del tipo SSTL

SST	a	b	c	d	FA	Fuente
CONELSUR AD07	0,5929	0,4071	0,0000	0,0000	1,2886	RES N° 184-2009-OS/CD
AYMARAEs	0,3732	0,5136	0,0000	0,1132	1,3041	RES N° 101-2010-OS/CD
CONELSUR AD03	0,3988	0,4750	0,0103	0,1159	1,2972	RES N° 054-2013-OS/CD
CTA	0,2989	0,6106	0,0000	0,0905	1,3327	RES N° 068-2015-OS/CD

Fuente: Elaborado por Osinerghmin en base a la Información de la Resoluciones indicadas.

Teniendo en cuenta el factor de actualización, el CMA actualizado, se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5-10
PROPUESTA Osinerghmin
Actualización del CMA del SSTL

SST	CMA (S/) inicial	CMA (S/) Actualizado
CONELSUR AD07	382 268	492 591
AYMARAEs	1 037 677	1 353 235
CONELSUR (antes CONENHUA) AD03 ⁽¹⁾	5 654 152	7 334 566
CTA ⁽²⁾	702 854	936 693

¹² Numeral 14.2.2) de la NORMA TARIFAS:
(...)

El 5% al que se refiere dicho numeral VIII), se determinará como la contribución del Tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL.

La solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

- (1) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 6 499 757 asignado a Clientes Libres y S/ 834 809 asignada al Área de Demanda 3).
- (2) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 54 834 asignado a Clientes Libres y S/ 881 859 asignada al Área de Demanda 3).

Con base al CMA actualizado se procede a determinar el Peaje Secundario por transmisión, para cada caso en particular, lo mismos que se describen a continuación.

5.6.1. Sobre el SST de CONELSUR AD03 (ANTES CONENHUA)

Titularidad del SSTL

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 425, 426, 427 y 433-2019-MINEM/DM, el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas, aprobó la cesión de posición contractual de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión eléctrica, que efectuó CONENHUA a favor de CONELSUR, en el marco de lo dispuesto por los artículos 28 y 29 de la LCE. En el artículo 2 de las citadas resoluciones, se estableció que el titular de la concesión definitiva pasaría a ser CONELSUR, quien asumiría todos los derechos y obligaciones que constan en el contrato de concesión, así como en las normas aplicables a su actividad.

Dentro del proceso de Liquidación Anual SST-SCT 2020 (Resolución N° 078-2020-OS/CD e Informes N° 216-2020-GRT y N° 217-2020-GRT), se determinó que la transferencia de concesión aprobada con Resolución Ministerial N° 425-2019-MINEM/DM incluía a las instalaciones del SSTL de CONENHUA, por lo que a partir de dicho proceso se reconocen como SSTL de CONELSUR.

Asignación de responsabilidad de pago

En la regulación de los SST y SCT correspondiente al periodo 2009-2013, se incluyó el SST Trujillo Norte-Cajamarca Norte-Pajuela de propiedad de CONENHUA (ahora de CONELSUR) como un SST remunerado de manera exclusiva por la demanda de la Compañía Minera Yanacocha S.A. (en adelante "Yanacocha"); posterior a ello, en la regulación 2013-2017 se consideró la incorporación a este SST, de cargas tanto del Servicio Público de Electricidad (reguladas) como de otros Clientes Libres además de Yanacocha.

Así, para establecer la asignación de responsabilidad de pago por el SST Trujillo Norte-Cajamarca Norte – Pajuela, se tuvo presente que antes de la emisión de la Ley N° 28832, en el periodo agosto 2005 – julio 2006 este SST venía siendo pagado únicamente por el Cliente Libre Yanacocha, por lo que según lo dispuesto en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, se trata de un SST de demanda tipo SSTL. En ese sentido, al haberse incorporado otras cargas a este sistema, la asignación de responsabilidad de su pago se determinó de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 14.2.2 de la NORMA TARIFAS.

Bajo ese orden legal y según el porcentaje de participación de las cargas que pertenecen al Servicio Público de Electricidad, se determinó que la línea 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte y sus celdas conexas deben ser pagadas por los Clientes Libres y por la demanda del Área de Demanda 3; el transformador 220/60/10 kV y sus tres celdas conexas, deben ser pagados por Yanacocha y también por la demanda

del Área de Demanda 3; y, la línea 60 kV en doble terna Cajamarca Norte – Pajuela debe ser pagada únicamente por Yanacocha.

Posteriormente, en el proceso de fijación de peajes y compensaciones 2017-2021, específicamente en el Informe N° 270-2017-GRT y Resolución N° 125-2017-OS/CD, que resolvió el Recurso de Reconsideración presentado por CONENHUA, se determinó que se debe proceder a recalcular la responsabilidad de pago del mencionado SSTL, en cada fijación tarifaria, según la metodología técnica que se establezca. En ese contexto, se procedió a recalcular los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago del SSTL de CONENHUA (ahora de CONELSUR), sobre la base de la información técnica que se solicitó en aquella oportunidad y que fue atendida por CONENHUA.

Por consiguiente, en el presente proceso de fijación tarifaria, corresponde revisar los porcentajes de responsabilidad de pago para el SSTL de CONELSUR para el periodo 2025-2029.

En consecuencia, de similar manera al proceso de fijación tarifaria anterior, mediante Oficio N° 155-2025-GRT, se solicitó a CONELSUR la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de la potencia correspondiente a cada devanado secundario de los transformadores de potencia y/o cargas directamente conectados a las barras de mayor nivel de tensión de las SET's pertenecientes al SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para los años 2023 y 2024, la misma que fue respondida con Carta CNS.GG.SGC-002-2025, mediante la cual CONELSUR remite la información solicitada, a excepción de la que corresponde a: 1) línea 60 kV Cajamarca Norte – Cajamarca (L-6046); 2) línea 220 kV Cajamarca Norte – Gold Mill (L-2261), indicando que ambas líneas de transmisión no son de su titularidad; y, 3) la salida de 220 kV a Cajamarca de la LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte (L-2260) indicando que no tiene registro de medidores.

Del mismo modo, mediante Oficio N° 157-2025-GRT, se solicitó a HIDRANDINA, la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de los Elementos pertenecientes al SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para los años 2023 y 2024. Al respecto, mediante Oficio N° GR/CF-0181-2025, HIDRANDINA remitió la información solicitada relativa a las instalaciones de su titularidad, entre otras, información de la línea 60 kV Cajamarca Norte – Cajamarca (L-6046).

No obstante, Osinerghmin cuenta con los reportes de registro de datos de mediciones cada 15 minutos presentadas en la plataforma "SICLI", donde se obtuvo la información que no se pudo recabar a través de la empresa CONELSUR, específicamente para la línea de 220 kV Cajamarca Norte – Gold Mill (L-2261), referida al Cliente Libre Yanacocha.

De acuerdo a lo indicado, en los párrafos anteriores, con la mejor información disponible, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad para el periodo 2025-2029.

En esta oportunidad, para el SSTL de la LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte, se obtuvo un porcentaje de responsabilidad de pago de 5,84% para los usuarios regulados del Área de Demanda 3 y de 94,16% para los Usuarios Libres que pagan dicha instalación, calculado en proporción de la demanda de dichos usuarios. En ese sentido, de acuerdo al numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, considerando que la demanda relativa al Área de Demanda 3 supera el 5% de la demanda total de dicho SSTL, corresponde asignar

una responsabilidad de pago para dicha Área de Demanda. Asimismo, considerando que se ha determinado un ingreso tarifario para la indicada instalación, conforme los resultados indicados en el numeral 5.4.3 y en el Anexo D del presente informe, este ingreso tarifario formará parte del cálculo del CPSEE asociado a los Usuarios Libres.

Los resultados de los porcentajes de asignación de responsabilidad para el periodo 2025-2029 se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-11
PROPUESTA Osinergmin
Actualización del Porcentaje de Asignación de Responsabilidad del SSTL CONELSUR
(antes CONENHUA)

SSTL	Responsabilidad de Pago	
	Área de Demanda 3	Clientes Libres
LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	5,84%	94,16%
Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	52,73%	47,27%

Sin perjuicio de lo indicado, en caso se presente información más precisa sobre los Elementos indicados, en las siguientes etapas del presente proceso de fijación tarifaria, se procederá a revisar los porcentajes calculados.

Actualización del CMA, CPSEE y Factores de Pérdidas Medias

Los CMA actualizados del SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela para el periodo 2025-2029, son los que se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-12
PROPUESTA Osinergmin
Actualización del CMA del SSTL por Elementos

Titular	Instalaciones Secundarias del CPSEE	CMA S/
CONELSUR	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte ⁽¹⁾	5 981 460
CONELSUR	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte ⁽²⁾	920 712
CONELSUR	LT 60 kV Cajamarca Norte – Pajuela	432 394

(1) El 5,84% de este CMA es pagado a través del Peaje del área de Demanda 3.

(2) El 52,73% de este CMA es pagado a través del Peaje del área de Demanda 3.

En base a todo lo cual, los CPSEE del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para el periodo 2025-2029, son los que se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-13
PROPUESTA Osinergmin
CPSEE y PEAJE del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA)

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,0063	Área de Demanda 3(*)
		1,2902	Clientes Libres
		0,0137	Área de Demanda 3(*)

Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,1791	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuela	0,1779	Cliente Libre Yanacocha

(*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

Cabe señalar que, los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela, es la misma que la fijada en la regulación de SST y SCT 2009-2013, estando su aplicación sujeta a las mismas condiciones que las establecidas para la actualización de los Peajes. Así, los coeficientes se consignan en el Cuadro N° 5-9 del presente informe y los Índices Iniciales corresponden al 31 de enero de 2025.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela, para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-14
PROPUESTA Osinergmin
Factores de Pérdidas Medias del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA)

Factor	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0000	1,0031	1,0000	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0000	1,0030	1,0000	1,0000

5.6.2. Sobre el SST de CONELSUR AD07

Conforme a lo dispuesto en el numeral 1), literal b), del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, el CMA del SSTL Cajamarquilla se fijó, por única vez en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 279-2009-OS/CD, fijándose en esa oportunidad el valor del CPSEE aplicable a su Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario Exclusivo).

Por tanto, dado que el CMA del sistema Cajamarquilla, fue comprendido en la regulación de SST y SCT del periodo 2009-2013, corresponde su debida actualización según las disposiciones indicadas en la NORMA TARIFAS, el mismo que se muestra en el Cuadro N° 5-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, se procede a determinar el CPSEE correspondiente al SSTL Cajamarquilla de CONELSUR (antes EDEGEL) para el periodo 2025-2029, el mismo que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 5-15
PROPUESTA Osinergmin
CPSEE del SSTL de CONELSUR

Tensión	Cargo CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
MAT	0,0338	Cliente Libre Cajamarquilla

Cabe señalar que los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL, se muestran en el Cuadro N° 5-9.

5.6.3. Sobre el SST de AYMARAEs

En cuanto a las instalaciones del SSTL de AYMARAEs (antes CALLALLI), estas se fijaron y aprobaron mediante Resolución N° 101-2010-OS/CD, en cumplimiento del numeral i), literal b), del artículo 139 del Reglamento de la LCE; así, en el presente proceso, solo corresponde su debida actualización según las disposiciones indicadas en la NORMA TARIFAS, la misma que se muestra en el Cuadro N° 5-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, el CPSEE y los Factores de Pérdidas Medias, para el periodo 2025-2029, se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 5-16
PROPUESTA Osinergmin
CPSEE del SSTL de AYMARAEs

Tensión	Cargo Acumulado CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
Acumulado en AT	2,1489	Clientes Libres
Acumulado en MT	2,1489	

Cabe señalar que los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL, es la misma que la fijada en la regulación de SST y SCT 2009-2013 se muestran en el Cuadro N° 5-9.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL, resultantes para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-17
PROPUESTA Osinergmin
Factores de Pérdidas Medias del SSTL de AYMARAEs

Factor	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0000	1,0000	1,0962	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0000	1,0000	1,0564	1,0000

5.6.4. Sobre el SST de CTA

Asignación de responsabilidad de pago

En cuanto a las instalaciones del SSTL de CTA, mediante escrito de fecha 30 de enero de 2015, CTA declara ser TITULAR de la línea de transmisión 138 kV Huallanca-Pierina (LT-1127), con el propósito específico de suministrar energía eléctrica a la unidad minera Pierina de la empresa Minera Barrick Misquichilca S.A. y solicita a Osinergmin la regulación del pago por su uso, debido a que desde el 28 de agosto de 2014 la empresa concesionaria de distribución HIDRANDINA puso en servicio una nueva subestación denominada Huaraz Oeste que se alimenta eléctricamente de la LT-1127, presentando para el efecto el estudio "Propuesta de Peajes y Compensaciones para el Sistema de Transmisión de Compañía Transmisora Andina S.A.

De acuerdo a lo anterior, se procedió a calcular las Tarifas y Compensaciones correspondientes a la línea de transmisión LT-1127 y determinar la respectiva asignación de responsabilidad de su pago, tomando en cuenta el estudio presentado por CTA.

Así, mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, se fijó, por única vez, el Costo Medio Anual y su fórmula de actualización de las instalaciones de la línea de transmisión 138 kV Huallanca-Pierina de la empresa CTA, en cumplimiento del numeral 1), literal b), del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

De manera similar al caso del SSTL de Cajamarca Norte de CONELSUR (antes de CONENHUA), en el presente proceso de fijación tarifaria, corresponde revisar los porcentajes de responsabilidad de pago para el SSTL de CTA.

Por tal motivo, mediante Oficios N° 156-2025-GRT y N° 158-2025-GRT, se solicitó a CTA e HIDRANDINA, respectivamente, la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de la potencia correspondiente al SSTL de CTA, para los años 2023 y 2024. Esta solicitud fue atendida mediante el Oficio N° 0001-2025-CTA-OSINERGMIN y la carta HDNA-GR/CF-0181-2025, emitidos por CTA e HIDRANDINA, respectivamente.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago para el periodo 2025-2029, que se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-18
PROPUESTA Osinergrmin

Actualización del Porcentaje de Asignación de Responsabilidad del SSTL CTA

SSTL	Responsabilidad de Pago	
	Área de Demanda 3	Clientes Libres
Línea de transmisión 138 kV Huallanca-Pierina	95,33%	4,67%

Actualización del CMA, CPSEE y Factores de Pérdidas Medias

En el presente proceso corresponde la actualización del CMA, según las disposiciones indicadas en la normativa vigente, el mismo que se muestra en el Cuadro N° 5-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, el CPSEE para el periodo 2025-2029, se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 5-19
PROPUESTA Osinergrmin
CPSEE y PEAJES del SSTL de CTA

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0160	Área de Demanda 3(*)

	Resto del SSTL de CTA	0,0977	Mina Pierina (**)

(*) Se debe agregar al Peaje Único a aplicarse a todos los usuarios del Área de Demanda 3.

(**) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización de estos valores se realiza con la misma fórmula de actualización determinada para el CMA, la misma que corresponde a la fijada con Resolución N° 068-2015-OS/CD.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL, resultantes para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-20
PROPUESTA Osinergmin
Factores de Pérdidas Medias del SSTL de CTA

Factor	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0034	1,0000	1,0000	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0074	1,0000	1,0000	1,0000

Cabe indicar de manera general, que los valores mostrados en los cuadros anteriores han sido determinados con un Tipo de Cambio de 3,728 S//USD, que corresponde al 31 de enero de 2025, los que serán actualizados al último día hábil de marzo 2025 en la etapa de publicación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT prevista efectuarse el 15 de abril de 2025.

5.7. Peaje para el SCTLN de Cerro Verde

Conforme a lo dispuesto en el literal c) del artículo 27.2 de la Ley N° 28832, que prevé que en el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos TITULARES, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación y que, para el uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, se regulan por Osinergmin según los criterios establecidos en la normativa aplicable, mediante Resolución N° 144-2018-OS/CD, se fijó de forma definitiva el CMA de las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., donde, la responsabilidad de pago es asumida por la generación (Samay I S.A.) y la misma empresa como Cliente Libre (Cerro Verde).

En ese sentido, la actualización del CMA de las instalaciones del SCTLN de Cerro Verde, es el siguiente:

Cuadro N° 5-21
PROPUESTA Osinergmin
Actualización del CMA de los SCTLN

SCTLN	CMA (S/) inicial	CMA (S/) Actualizado
CERRO VERDE	1 512 794	1 823 521

Los índices iniciales de la Fórmula de Actualización del SCTLN de Cerro Verde fueron establecidos en la Resolución N° 144-2018-OS/CD, corresponden a diciembre del año 2017, fecha en la cual se desarrolló la regulación de la fijación de peajes y compensaciones del referido SCTLN.

Cuadro N° 5-22

PROPUESTA Osinergmin

Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCTLN

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc ₀	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
SCTLN Cerro Verde	3,245	223,0259	270,0833	1 906,1004

Los coeficientes de la Fórmula de Actualización del CMA del SCTLN son los siguientes:

Cuadro N° 5-23

Fórmulas de Actualización para las Instalaciones del tipo SCTLN

SCTLN	a	B	c	d	FA	Fuente
CERRO VERDE	0,4299	0,5608	0,0093	0,0000	1,2054	RES N° 144-2018-OS/CD

Fuente: Elaborado por Osinergmin en base a la información de las resoluciones indicadas.

Nota: Se consideran los indicadores en base a su participación según se indican en los módulos estándares.

El Peaje para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. es el siguiente:

Cuadro N° 5-24

PROPUESTA Osinergmin

Peajes para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (*)

Titular	Elemento	Peaje Ctm. S//kWh	Responsable de Pago
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Dos Celdas de Línea de 500 kV en la SET San José	0,0650	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

(*) Los valores se aplican sólo si SMCV transfiere las instalaciones de la SET San José a otro titular de transmisión y/o no existe contrato por el servicio de transmisión entre el titular de la instalación y la minera Cerro Verde. La actualización de los peajes, en caso corresponda la aplicación de dichos peajes, utilizará la fórmula de actualización establecida anteriormente para su CMA, la cual se aplicará, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización.

5.8. Peaje para el SCTLN de Coelvisac

Conforme al literal g) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinergmin a solicitud de los interesados. Mediante carta de fecha 1 de febrero de 2024, la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. ("COELVISAC") solicitó la fijación de tarifas correspondientes al Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación "Línea de Transmisión 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas". Posteriormente, mediante Resolución N° 172-2024-OS/CD (modificado

con Resolución N° 203-2024-OS/CD) se fijó el CMA y la responsabilidad de pago que corresponde ser pagado por los usuarios del Área de Demanda 2 por el uso de dicha instalación.

En ese sentido, la actualización del CMA de las instalaciones del SCTLN de COELVISAC, es el siguiente:

Cuadro N° 5-25
Costo Medio Anual (CMA)

Instalación	CMA Inicial (Soles)	CMA Actualizado (Soles)
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	4 000 749	5 250 183

Nota: El CMA está expresado al 31 de diciembre del 2013.

Cuadro N° 5-26
Coeficientes de la Fórmula del Factor de Actualización del CMA

Instalación	a	b	c	d	Fuente
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	0,3531	0,5523	0,0549	0,0397	203-2024-OS/CD

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

La aplicación del factor de actualización se realiza conforme a las disposiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Cuadro N° 5-27
Índices Iniciales de la Fórmula del Factor de Actualización del CMA

Tc ₀	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀	Fuente
2,796	211,457	337,488	1 889,699	172-2024-OS/CD

Nota: Los índices iniciales corresponden a diciembre del año 2013

Por tal motivo, se ha evaluado la demanda abastecida a través del SCTLN de COELVISAC, en función de los registros de mediciones de la barra de 220 kV de la SET Tierra Nuevas. La información fuente de dichos registros corresponde a la reportada por las empresas en el Sistema de Información de Registros de Mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica (SIRPIT) para el año 2024.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago para el periodo 2025-2029, que se muestran a continuación:

Cuadro N° 5-28
Asignación de la Responsabilidad de Pago

Instalación	Área de Demanda 2
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	69,77%

Nota: El porcentaje será revisado en cada proceso de fijación tarifaria de los SST y SCT.

En ese sentido, dado que la tarifa fijada en la Resolución N° 172-2024-OS/CD solo tiene vigencia hasta el 30 de abril de 2025, corresponde fijar los nuevos peajes a ser aplicables durante el periodo tarifario comprendido del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Cuadro N° 5-29
Peaje para las instalaciones

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Acumulado ctm S//kWh	Responsabilidad de Pago
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	MAT	0,1331	Área de Demanda 2 (*)
	MAT/AT	0,2003	
	AT	0,2003	
	AT/MT	0,2128	

(*) Se agrega al Peaje único a aplicarse a todos los usuarios del Área de Demanda 2.

5.9. Contratos de Concesión de SCT

De acuerdo a lo indicado en el numeral v) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. Asimismo, se indica que el reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el Osinerghmin, de manera que el TITULAR recupere el CMA.

Se ha identificado sobre la base de los Contratos de Concesión SCT de los proyectos "Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia" y "Subestación Piura Este de 220/60/22.9 kV", adjudicados a las empresas Puerto Maldonado Transmisora de Energía S.A.C. y Alupar Perú S.A.C., respectivamente, que la entrada en operación comercial se prevé durante el periodo de vigencia de los peajes y compensaciones durante el periodo 2025-2029, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-30
Instalaciones que forman parte del Contrato de Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Fecha prevista para la POC
1	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	PUMATE	09/05/2025 (1)
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	29/07/2026

(1) Según Resolución Ministerial N° 375-2023-MINEM/DM

Fuente: Elaborado por Osinerghmin con información pública de la Web de PROINVERSIÓN.

Para determinar el CMA de dichas instalaciones, se tomó en cuenta lo indicado en el numeral II) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que la anualidad de la inversión se determinará aplicando la tasa de actualización y el periodo de recuperación establecido en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento, serán los valores que resulten de la licitación. De acuerdo a ello, se procedió a revisar dichos Contratos de Concesión de SCT, donde en resumen se indica lo siguiente.

- Para los Proyectos indicados en el Cuadro 5-30; el costo de inversión, operación y mantenimiento, se encuentra expresado a la fecha de presentación de ofertas; asimismo, el plazo de recuperación es de 30 años considerando la tasa de actualización de 12%, contados a partir de la POC.

Teniendo en cuenta lo descrito en los párrafos anteriores, se procede a determinar el CMA para cada proyecto, los mismos que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 5-31
PROPUESTA Osinergmin
Cálculo del CMA de las instalaciones con Contrato Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Inversión (USD)	COYM (USD)	CMA (USD)
1	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	PUMATE	18 076 622	259 002	2 503 100
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	9 897 372	276 755	1 505 451

Fuente: Elaborado por Osinergmin con información consignada en los respectivos Contratos de Concesión de SCT.

Cabe señalar que, el valor del IPP inicial corresponde al valor definitivo de la serie WPSFD4131 del mes de la presentación de ofertas, que para los proyectos indicados ocurrieron en abril 2021 y agosto 2023, respectivamente. Asimismo, el IPPn para realizar la actualización corresponde al último valor definitivo de la serie indicada disponible, que en esta oportunidad es el del mes de setiembre 2024. No obstante, en la oportunidad de la Liquidación anual, se actualizará el CMA según lo indicado en el respectivo Contrato de Concesión.

Para el cálculo del Peaje, se ha tenido en cuenta lo indicado en el numeral IV) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que el pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe Osinergmin. De acuerdo a ello, se tiene que los proyectos de los Ítems 1 y 2 se asignan a las Áreas de Demanda 10 y 1, respectivamente, dado que estos proyectos cubren la necesidad de infraestructura para la atención de la demanda, en condiciones de calidad y seguridad en dichas Áreas de demanda.

De acuerdo a lo anterior, los Peajes Unitarios que se agregarían a los Peajes de las Áreas de Demanda 1 y 10, en los pliegos tarifarios en el mes que corresponda en función de la POC, acreditada y comunicada a la Gerencia de Regulación de Tarifas, se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-32
PROPUESTA Osinerghmin
Cálculo del Peaje Unitario Acumulado para las instalaciones con Contrato
Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Peaje Acumulado Ctm. S//kWh			Área de Demanda
			MAT	AT	MT	
1	LT 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	PUMATE	0,1447	0,3592	0,4012	10
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	0,0295	0,2119	0,2313	1

Nota: Estos Peajes se agregarían a los Peajes de las Áreas de Demanda 10 y 1, en el mes que corresponda de acuerdo a la Puesta en Operación Comercial.

Cabe señalar que las fórmulas de actualización aplicables a estos cargos serán las mismas que se aplican al cargo unitario del Área de Demanda correspondiente y que los peajes serán aplicados una vez que se produzca la entrada en operación comercial de los referidos proyectos;

Sobre la propuesta de actualización anual del CMA de los Contratos SCT de TRANSMANTARO

Al respecto, el artículo 139 del RLCE establece en su literal f) que, el CMA de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión SCT se actualiza anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. Este aspecto es recogido en el Procedimiento Liquidación aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD, específicamente en su numeral 4.18 Periodo de Revisión, donde se hace referencia al mencionado artículo del RLCE.

Sin embargo, el Procedimiento de Liquidación también establece, en los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3, que, si algún Contrato de Concesión SCT estableciera aplicación distinta sobre la actualización del Costo de Inversión y COyM, en lo que se refiere al Periodo de Revisión y/o los Índices de Actualización, prevalecerá lo establecido en dicho contrato.

En ese sentido, es importante indicar que los Contratos de Concesión SCT: i) "Línea de Transmisión Independencia - Ica"; ii) "Línea de Transmisión 220 kV La Planicie - Industriales y Subestaciones Asociadas"; iii) "Línea de Transmisión 220 kV Friaspata - Mollepata"; y, iv) "Subestación Orcotuna 220/60 kV", indican que para el índice de actualización "n" (IPPn) - utilizado para la actualización de los Costos de Inversión y COyM -, "se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".

En ese sentido, corresponde actualizar el Costos de Inversión y COyM de los referidos contratos en el presente proceso de regulación de las tarifas de transmisión que corresponde a la fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT. Esta actualización debe realizarse en el proceso de regulación y no anualmente como lo propone TRANSMANTARO.

5.10. Sobre la Ampliación N° 3 de ISA Perú S.A.

En cuanto a la fijación del Cargo Unitario de la Ampliación N° 3 de ISA, corresponde mantener el criterio adoptado en la Resolución N° 213-2016-OS/CD, donde luego de efectuada la evaluación a que se refiere el Decreto Supremo N° 028-2016-EM que modificó el Reglamento de la LCE, se concluyó asignar dicho cargo unitario al Área de Demanda 15 para que sea asumido por toda la demanda del SEIN.

En ese sentido, corresponde mantener lo manifestado en la Resolución N° 213-2016-OS/CD y en el Informe Técnico N° 588-2016-GRT. Cabe indicar que el CMA de la Ampliación N° 3 de ISA Perú S.A., incluye el resultado de la liquidación anual de ingresos, la misma que se encuentra detallada en el Informe N° 099-2025-GRT. Asimismo, para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

5.11. Sobre la Adenda N° 8 del Contrato BOOT de Redesur S.A.

En cuanto a la fijación del Cargo Unitario de la Adenda N° 8 de la empresa Redesur S.A., corresponde mantener los criterios adoptados en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, modificada con Resolución N° 145-2021-OS/CD, donde luego de efectuada la evaluación a que se refiere el Decreto Supremo N° 028-2016-EM que modificó el Reglamento de la LCE, se concluyó asignar dicho cargo unitario al Área de Demanda 15 para que sea asumido por toda la demanda del SEIN.

En ese sentido, corresponde mantener lo manifestado en las referidas resoluciones y los informes de sustento. Cabe indicar que el CMA de la Adenda N° 8 de Redesur S.A., incluye el resultado de la liquidación anual de ingresos, la misma que se encuentra detallada en el Informe N° 099-2025-GRT. Asimismo, para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

5.12. Sobre el COyM del Proyecto LT 60 kV Poechos – Las Lomas – Quiroz (ENOSA)

Como parte de su propuesta tarifaria de SST y SCT, la empresa ENOSA solicita el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) del Proyecto “Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos – SET Las Lomas – SET Quiroz y Subestaciones Asociadas”, señalando que, para el reconocimiento de los costos de inversión de un proyecto de transmisión a ser asumido por la demanda eléctrica en un Área de Demanda, como regla general, se debe cumplir las siguientes condiciones: i) El proyecto debe estar aprobado en un Plan de Inversiones y, ii) El proyecto debe tener un Acta de Verificación de Alta (AVA). Asimismo, indica que el Proyecto “Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos – SET Las Lomas – SET Quiroz y Subestaciones Asociadas” fue financiado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), por lo que no forma parte de un Plan de

Inversiones, razón por la cual en el presente proceso regulatorio debe ser evaluado el reconocimiento tarifario correspondiente. Asimismo, indica que, mediante Carta ENOSA-R-0434-2024, inició la gestión de la Acta de Verificación de Alta (AVA), en concordancia con la Norma Altas y Bajas, aprobada con Resolución N° 057-2020-OS/CD.

Al respecto, a efectos de emitir el pronunciamiento para el presente caso, es importante señalar los siguientes antecedentes:

- Mediante Carta ENOSA-DCGF-1372-2024, recibida el 18/03/2024, ENOSA hizo de conocimiento la puesta en servicio del Proyecto "Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos - SET Las Lomas - SET Quiroz y Subestaciones Asociadas", aprobado en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2016- 2025 y solicitó el reconocimiento de los costos en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.
- En respuesta a lo anterior, mediante Oficio N° 0550-2024-GRT del 09/04/2024, Osinerghmin señaló que, para el reconocimiento de los costos de inversión de un proyecto de transmisión a ser asumido por la demanda eléctrica en un Área de Demanda, como regla general, se deben cumplir las siguientes condiciones: i) El proyecto debe estar aprobado en un Plan de Inversiones de Transmisión, y ii) El proyecto debe tener un Acta de Verificación de Alta (AVA).

Ahora bien, en el Informe N° UMT-025-2024/Enosa, que ENOSA adjuntó a su carta, hizo referencia a un caso especial de reconocimiento del COyM de un proyecto financiado por la DGER del MINEM que no formó parte de un Plan de Inversiones. Al respecto, esta evaluación podía ser realizada en el procedimiento de fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT 2025-2029 y que, para tales efectos, se requería previamente, junto a su propuesta: i) Acreditar la titularidad de las instalaciones y el título habilitante para el ejercicio de la actividad y ii) Remitir el informe detallado de la obra que evidencie que el uso es para el suministro de la demanda eléctrica. Luego, de corresponder, ENOSA debería gestionar el AVA con la DSE, en concordancia con la Norma Altas y Bajas y presentarla en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, todo lo cual, implicaría siendo el caso, el reconocimiento tarifario solicitado, lo que a la fecha de presentación de la Carta ENOSA-DCGF-1372-2024 no fue sustentado, por lo que su solicitud no formaba parte de ningún proceso regulatorio.

- Posteriormente, mediante Carta ENOSA-R-0434-2024, recibida el 06 de setiembre de 2024, ENOSA señaló que, se encontraba preparando la documentación requerida para el proceso de fijación de Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el período comprendido entre mayo 2025 y abril 2029. Además, señaló que, con el fin de dar cumplimiento a los requisitos regulatorios, adjuntaba un informe detallado de la obra, que evidencia que el uso de las instalaciones es para el suministro de la demanda eléctrica, conforme a los lineamientos establecidos, que incluye en sus anexos la acreditación de la titularidad de las instalaciones y el correspondiente título habilitante, mediante Convenio N° 009-2015-MEM y la concesión otorgada mediante Resolución Ministerial N° 065-2022-MINEM/DM.

- En respuesta a lo anterior, mediante Oficio N° 1610-2024-GRT del 10/10/2024, Osinerghmin señaló que, con la finalidad de evaluar la solicitud de reconocimiento del COyM en el actual proceso de fijación tarifaria, resultaba necesario que ENOSA gestione ante la DSE la suscripción de la respectiva AVA, en concordancia con la Norma Altas y Bajas, aprobada con Resolución N° 057-2020-OS/CD y que, procedía a trasladar la documentación remitida por ENOSA a la DSE.

En consecuencia, en base a los antecedentes descritos líneas arriba, donde se indicó claramente los documentos necesarios para proceder con la evaluación y/o pronunciamiento de Osinerghmin respecto a la presente solicitud, se debe hacer notar que, tanto en la propuesta tarifaria presentada por ENOSA para dar inicio al presente proceso regulatorio, así como en las siguientes etapas del proceso, la empresa no ha remitido la referida AVA, razón por la cual, no resulta posible evaluar la solicitud de reconocimiento del COyM, tanto en el aspecto de procedencia de dicho reconocimiento así como en la determinación, de ser el caso, del COyM a reconocer, siendo indispensable la presentación del AVA para efectos de evaluar detalladamente los aspectos descritos en las comunicaciones anteriores, además de la información adicional y las particularidades que dicha acta pudiera contener. En ese sentido, se reitera que, para efectos del pronunciamiento de este Organismo, resulta necesaria la presentación del AVA, así como de la documentación pertinente que justifique el reconocimiento solicitado, la misma que ENOSA debe presentar como parte del presente proceso regulatorio.

6. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por los TITULARES, así como a los análisis de oficio correspondiente a las instalaciones de las empresas que no han presentado propuesta y que pertenecen a diversas Áreas de Demanda, se concluye lo siguiente:

- La demanda utilizada para el cálculo de Peajes es la validada por Osinergmin en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, afectada por los correspondientes factores de pérdidas de distribución, por Área de Demanda, las mismas que se muestran en el Cuadro N° 5-1 del presente informe.
- La actualización del CMA de los SST se realiza según las fórmulas de actualización establecidas en las Resoluciones N° 184-2009-OS/CD (modificada y complementada con la N° 279-2009-OS/CD), N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013-OS/CD, N° 061-2017-OS/CD y N° 070-2021-OS/CD, descontando las Bajas dadas desde el 24 de julio 2006, validadas con las Actas de Retiro Definitivo de Operación.
- La actualización del CMA de los SCT se realiza según la estructura de costos de cada Elemento de transmisión puesto en servicio desde el 24 de julio 2006 y se establecen las fórmulas de actualización aplicables.
- Se establece de manera definitiva el CMA de los Elementos del SCT que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT; dichos Elementos fueron validados a través de las Actas de Puesta en Servicio.
- El CMA de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones 2025-2029, se fija preliminarmente, en cumplimiento del numeral 1) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la LCE.
- Los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía se determinan mediante un cálculo de flujos de carga empleando la demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN y del Sistema Eléctrico, respectivamente, y según los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- El Ingreso Tarifario de las instalaciones MAT y/o MAT/MAT, ubicadas en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectadas entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, se determina de acuerdo a los criterios

establecidos en la NORMA TARIFAS; dichos resultados se muestran en el Anexo D del presente informe.

- Los Peajes Unitarios para los SST y SCT, a ser pagados por todos los usuarios del Área de Demanda correspondiente, son los que se muestran en Cuadro N° 5-6 del presente informe.
- Los Peajes Secundarios por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE), correspondientes a las instalaciones de los SSTL, son los que se muestran en los Cuadros N° 5-13, 5-15, 5-16 y 5-19 del presente Informe.
- El Peaje correspondiente a las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión cuyos cargos corresponde asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes (SCTLN), es el que se muestran en los Cuadros N° 5-24 y 5-29 del presente Informe.
- Los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, que deben ser aplicados para reflejar los precios de potencia y energía fijados en las Barras de Referencia de Generación del SEIN a las demás barras de los SST y SCT comprendidos en las Áreas de Demanda que correspondan, son los que se muestran en el Cuadro N° 5-2 del presente informe.

Se recomienda la emisión de una resolución fijando las Tarifas conformadas por los valores contenidos en los cuadros referidos en los literales anteriores, los cuales se mantendrán vigentes desde el 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.



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

/jcc-mfc-ksg-mdk-kcha-lcl-lss-jfp-rho-jacc-ncha-pmo

7. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

Anexo A	CMA de los SCT y Fórmulas de Actualización.
Anexo B	Elementos dados de Baja de los SSTD.
Anexo C	CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029.
Anexo D	Ingreso Tarifario de Determinados Elementos en MAT y/o MAT/MAT.
Anexo E	Peajes y sus Fórmulas de Actualización.
Anexo F	Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y sus Fórmulas de Actualización.
Anexo G	Peaje del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
Anexo H	Peaje del SCTLN de Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.
Anexo I	Factores de Pérdidas Medias.
Anexo J	Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a las PROPUESTAS INICIALES.
Anexo K	Diferencias en el CMA de las instalaciones aprobadas y las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en Servicio.

Anexo A

CMA de los SCT y Fórmulas de Actualización

El CMA actualizado de cada uno de los Elementos puestos en servicio desde el 24 de julio de 2006, así como, el CMA definitivo de cada uno de los Elementos del SCT que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, se muestran en la hoja "CMA de los SCT" del Archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

A continuación, se muestra a manera de resumen, el CMA actualizado al 31 de enero de 2025, por cada TITULAR y Área de Demanda correspondiente.

Cuadro A.1: CMA de los SCT actualizado al 31 de enero de 2025
(Soles)

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	2 498 442	9 547 714	12 046 155
	PUMATE	2 725 919	6 197 559	1 139 188	130 062	10 192 727
	REP	-	7 945 099	-	94 608	8 039 707
	TOTAL ÁREA	2 725 919	14 142 657	3 637 630	9 772 383	30 278 589
2	COELVISAC	3 282 386	1 657 712	1 189 403	368 331	6 497 831
	ELECTRO ORIENTE	880 666	215 091	-	268 211	1 363 968
	ELECTRONORTE	1 217 695	213 155	6 259 177	7 147 321	14 837 348
	PEOT	-	-	333 882	-	333 882
	REP	-	3 536 111	699 511	130 201	4 365 823
	TOTAL ÁREA	5 380 747	5 622 069	8 481 972	7 914 064	27 398 852
3	ELECTRONORTE	-	-	-	150 835	150 835
	HIDRANDINA	3 395 468	5 912 279	5 521 462	10 892 502	25 721 710
	REP	-	8 087 756	49 683	31 051	8 168 490
	TOTAL ÁREA	3 395 468	14 000 035	5 571 145	11 074 388	34 041 035
4	ELECTRO ORIENTE	1 710 443	936 303	1 137 442	1 033 531	4 817 720
	TOTAL ÁREA	1 710 443	936 303	1 137 442	1 033 531	4 817 720
5	CONELSUR	-	-	-	189 160	189 160
	ELECTRO DUNAS	1 440 029	2 171 716	614 132	257 875	4 483 752
	ELECTROCENTRO	-	723 122	15 019 141	7 506 794	23 249 058
	REP	871 342	5 363 395	-	729 251	6 963 988
	STATKRAFT	-	818 602	616 237	165 745	1 600 583
	TRANSMANTARO	16 185 848	8 098 307	2 418 431	-	26 702 586
	TOTAL ÁREA	18 497 219	17 175 141	18 667 941	8 848 825	63 189 127
6	CONELSUR	1 514 677	1 047 127	242 831	111 913	2 916 548
	PLUZ ENERGIA	36 452 776	44 474 406	111 211 875	55 260 941	247 399 999
	REP	-	5 412 199	1 164 715	-	6 576 915
	REP_AdicRAG	151 495	1 998 019	-	-	2 149 514
	STATKRAFT	935 638	-	-	-	935 638
	TOTAL ÁREA	39 054 586	52 931 752	112 619 422	55 372 854	259 978 614
7	CONELSUR	-	-	4 385 695	-	4 385 695
	LUZ DEL SUR	160 574 655	58 445 860	152 688 291	43 591 653	415 300 460
	REP	2 203 084	-	1 249 846	-	3 452 930
	TRANSMANTARO	25 946 614	-	-	-	25 946 614
	TOTAL ÁREA	188 724 354	58 445 860	158 323 832	43 591 653	449 085 699
8	ADINELSA	-	-	-	143 887	143 887

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	COELVISAC	-	-	2 701 162	2 997 513	5 698 675
	ELECTRO DUNAS	-	-	2 866 882	8 597 927	11 464 809
	REP	1 643 862	12 111 644	595 191	-	14 350 697
	SEAL	-	-	507 903	863 628	1 371 531
	TRANSMANTARO	10 217 037	7 560 433	2 796 900	151 330	20 725 699
	TOTAL ÁREA	11 860 899	19 672 076	9 468 038	12 754 284	53 755 297
9	ELECTROSUR	-	-	-	89 930	89 930
	SEAL	6 371 475	5 985 276	3 288 895	9 890 960	25 536 605
	TOTAL ÁREA	6 371 475	5 985 276	3 288 895	9 980 890	25 626 535
10	EGEMSA	-	-	-	883 940	883 940
	ELECTRO SUR ESTE	10 898 468	1 509 981	7 250 201	6 902 416	26 561 067
	REP	1 549 345	2 996 978	614 539	171 955	5 332 816
	TOTAL ÁREA	12 447 813	4 506 960	7 864 740	7 958 311	32 777 823
11	ELECTROPUNO	-	-	4 214 780	1 088 741	5 303 521
	REP	373 496	3 447 381	-	2 241 286	6 062 163
	TOTAL ÁREA	373 496	3 447 381	4 214 780	3 330 027	11 365 684
12	ELECTROSUR	-	738 846	102 059	1 034 339	1 875 244
	TOTAL ÁREA	-	738 846	102 059	1 034 339	1 875 244
13	ELECTROSUR	-	-	2 936 972	2 408 354	5 345 326
	TOTAL ÁREA	-	-	2 936 972	2 408 354	5 345 326
14	ELECTRO UCAYALI	-	-	2 182 348	1 043 759	3 226 107
	TOTAL ÁREA	-	-	2 182 348	1 043 759	3 226 107
15	ISA PERÚ	9 005 333	4 199 445	7 714 927	-	20 919 705
	REDESUR	4 228 448	2 786 222	-	-	7 014 669
	REP	95 299 870	2 255 768	-	-	97 555 638
	TESUR 3	13 984 987	1 364 239	-	-	15 349 226
	TOTAL ÁREA	122 518 638	10 605 674	7 714 927	-	140 839 239

Nota 1: A la fecha de emisión de la presente resolución no se cuenta con los índices al 31 marzo de 2025, por lo que se toman provisionalmente los índices de enero 2025.

Nota 2: El cuadro incluye valores de Contratos de Concesión SCT.

Los índices iniciales para la actualización de los CMA, son los siguientes:

Cuadro A.2: Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCT

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc ₀	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
De julio 2006 a abril 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
De mayo 2009 a diciembre 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
En el transcurso del año 2010	2,8910	188,5078	207,7008	1 599,2420
En el transcurso del año 2011	2,8090	197,1176	327,4167	2 119,8072
En el transcurso del año 2012	2,6970	209,4606	409,7158	2 449,4288
En el transcurso del año 2013	2,5510	208,2217	358,5917	2 025,2736
En el transcurso del año 2014	2,7960	211,4574	337,4879	1 889,6989
En el transcurso del año 2015	2,9890	214,5729	315,4791	1 827,7293
En el transcurso del año 2016	3,4130	220,1306	263,3754	1 744,1111
En el transcurso del año 2017	3,3600	224,3467	214,3095	1 561,0764

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc ₀	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
En el transcurso del año 2018	3,2450	223,0259	270,0833	1 906,1004
En el transcurso del año 2019	3,3790	230,2147	301,0000	2 137,5722
En el transcurso del año 2020	3,3170	229,9486	273,8333	1 820,2730
En el transcurso del año 2021	3,6240	233,5352	269,1667	1666,6756
En el transcurso del año 2022	3,9980	265,2390	405,3333	2341,5075
En el transcurso del año 2023	3,8200	283,8778	411,1667	2759,5021
En el transcurso del año 2024	3,7130	280,9126	383,9167	2278,3529

Nota: Los índices iniciales desde julio 2006 hasta diciembre de 2009, corresponden a marzo del año 2009, fecha en la cual se desarrolló la primera regulación de la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, periodo 2009-2013, que comprendía las instalaciones ejecutadas a partir de la vigencia de la Ley N° 28832 (año 2006). Para los siguientes años, los índices iniciales corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento.

Anexo B

Elementos dados de Baja de los SSTD

Los Elementos dados de Baja de los SSTD desde el 24 de julio de 2006, los mismos que cuentan con su respectiva Acta de Retiro Definitivo de Operación o Acta de Verificación de Baja, según corresponda, y que fueron considerados en las diferentes Procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y aquellas Bajas que no fueron consideradas en la última liquidación, se muestran en la hoja "Bajas" del Archivo "Anexos", ubicado en la carpeta de cálculos.

Anexo C
CMA Preliminar de los Elementos que conforman el
Plan de Inversiones 2025-2029

El CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029, se muestran en la hoja "CMA Preliminar" del Archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

A continuación, se muestra a manera de resumen, el CMA preliminar por nivel de tensión, por cada TITULAR y Área de Demanda correspondiente.

**Cuadro C.1: CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029
(Soles)**

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	332 096	2 300 970	2 633 066
	TOTAL ÁREA	-	-	332 096	2 300 970	2 633 066
2	COELVISAC	2 606 091	1 790 976	-	280 927	4 677 995
	ELECTRONORTE	-	658 465	-	1 938 467	2 596 932
	ELECTRO ORIENTE	-	-	4 271 716	2 884 801	7 156 517
	PEOT	-	-	-	1 247 854	1 247 854
	TOTAL ÁREA	2 606 091	2 449 442	4 271 716	6 352 048	15 679 297
3	HIDRANDINA	-	-	-	2 606 879	2 606 879
	TOTAL ÁREA	-	-	-	2 606 879	2 606 879
4	ELECTRO ORIENTE	-	1 733 105	-	1 818 919	3 552 024
	TOTAL ÁREA	-	-	-	-	3 552 024
5	ELECTROCENTRO	-	-	-	1 905 344	1 905 344
	STATKRAFT	-	276 597	-	160 572	437 169
	TOTAL ÁREA	-	276 597	-	2 065 917	2 342 513
6	PLUZ ENERGÍA	7 510 496	11 992 285	15 827 614	23 226 471	58 556 866
	ADINELSA	-	-	-	287 011	287 011
	TOTAL ÁREA	7 510 496	11 992 285	15 827 614	23 513 482	58 843 877
7	LUZ DEL SUR	-	-	17 131 628	21 448 392	38 580 020
	TOTAL ÁREA	-	-	17 131 628	21 448 392	38 580 022
8	COELVISAC	-	-	2 437 744	1 507 631	3 945 375
	ELECTRO DUNAS	728 655	1 940 588	1 102 728	3 275 504	7 047 475
	SEAL	3 323 355	1 931 120	-	207 962	5 462 437
	ADINELSA	-	-	-	140 388	140 388
	TOTAL ÁREA	4 052 011	3 871 708	3 540 472	5 131 484	16 595 675
9	SEAL	3 302 099	3 441 827	54 405	1 635 734	8 434 065
	TOTAL ÁREA	3 302 099	3 441 827	54 405	1 635 734	8 434 065
10	ELECTROSURESTE	-	3 027 434	92 891	1 207 683	4 328 008

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	EGEMSA	-	644 562	-	-	644 562
	TOTAL ÁREA	-	3 671 997	92 891	1 207 683	4 972 570
11	ELECTROPUNO	-	-	2 125	1 908 907	1 911 032
	TOTAL ÁREA	-	-	2 125	1 908 907	1 911 032
13	COELVISAC	-	-	1 642 361	2 717 028	4 359 390
	ELECTROSUR	-	-	-	275 682	275 682
	TOTAL ÁREA	-	-	1 642 361	2 992 710	4 635 071
14	ELECTRO UCAYALI	-	-	-	645 724	645 724
	TOTAL ÁREA	-	-	-	645 724	645 724

Nota 1: De conformidad con lo establecido en el numeral ii) del literal d) del artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial de cada Elemento.

Nota 2: El tipo de cambio utilizado para la actualización de los CMA fue al 31 de enero de 2025.

Anexo D
Ingresos Tarifarios de Determinados Elementos en MAT
y/o MAT/MAT

Los Ingresos Tarifarios por año de determinadas instalaciones MAT y/o MAT/MAT, ubicados en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro D.1: Ingresos Tarifarios de Instalaciones MAT y/o MAT/MAT
(Soles)**

Área	TITULARES	Elemento	Año1	Año 2	Año 3	Año4
1	REP	Talara 220 kV - Zorritos 220 kV	-	-	-	-
1	REP	Talara 220 kV - Pariñas 220kV	-	-	-	-
1	REP	Pariñas 220kV - Zorritos 220 kV	24 707	22 381	20 144	16 799
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 138 kV - Cutervo 138 kV	253	-	4 186	13 944
2	ELECTRONORTE	Cutervo 138 kV - Jaen 138 kV	260	-	4 639	17 201
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 220 kV - Carhuaquero 138 kV	9	11	21	60
3	CONELSUR	Trujillo 220 kV - Cajamarca 220kV	-	-	263	803
5	REP	Tingo María 138 kV - Aucayacu 138 kV	-	-	-	-
5	REP	Aucayacu 138 kV - Tocache 138 kV	-	-	-	-
5	STATKRAFT	Caripa 138 kV - Oroya Nueva 138 kV	11 071	11 681	10 090	22 025
5	REP	Tingo María 220 kV - Tingo María 138 kV	-	-	818	5 140
6	REP_AdicRAG	Paramonga Nueva 220 kV - Paramonga Nueva 138 kV	1 520	1 111	1 465	2 121
6	STATKRAFT	Paramonga Nueva 138 kV - Paramonga Existente 138 kV	4 276	3 125	4 118	5 963
8	REP_AdicRAG	Independencia 220 kV 1ra T - Ica 220 kV 1ra T	6 863	1 823	162	-
8	REP_AdicRAG	Ica 220 kV - Nazca Nueva 220kV	-	-	-	-
8	REP_AdicRAG	Nazca Nueva 220kV - Marcona 220 kV	-	-	-	-
8	TRANSMANTARO	Independencia 220 kV 2da T - Ica 220 kV 2da T	6 863	1 823	162	-
8	TRANSMANTARO	Desierto 220 kV - Chinchua Nueva 220 kV	-	-	-	-
8	TRANSMANTARO	Chinchua Nueva 220 kV - Independencia 220 kV	7 927	2 847	477	-
10	ELECTRO SUR ESTE	San Gabán 138 kV - Mazuko 138 kV	12 506	7 133	3 165	1 616
10	ELECTRO SUR ESTE	Mazuko 138 kV - Puerto Maldonado 138 kV	18 200	12 366	5 595	2 276
12	ENGIE	Moquegua 220 kV - Moquegua 138 kV	21 796	16 755	2 126	8 194
12	ENGIE	Moquegua 138 kV E - Toquepala 138 kV E	-	-	-	-
12	REP	Moquegua 138 kV R - Toquepala 138 kV R	59 154	40 084	4 297	6 656
12	REP	Toquepala 138 kV R - Toquepala 138 kV E	-	-	-	-
12	ENGIE	Moquegua 138 kV - Botiflaca 138 kV	98 804	84 430	56 730	41 090
15	REP	Callalli 138 kV - Tintaya 138 kV	-	-	-	-
15	REP	Santuario 138 kV - Callalli 138 kV	41 091	49 954	51 036	4 966
15	REP	Socabaya 138 kV GD - Santuario 138 kV GD	-	-	-	-
15	REP	Socabaya 138 kV - Cerro Verde 138 kV	-	-	-	-
15	REP	Piura 220 kV 1ra T - Felam 220kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - Piura 220 kV 1ra T	270 172	270 460	270 040	265 644
15	REP	Piura Nueva 220kV - Felam 220kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV	-	-	-	-
15	REP	La Niña 220 kV - Felam 220kV	520	345	421	169
15	REP	Felam 220kV - Chiclayo 220 kV 1ra T	211	142	294	158
15	REP	Piura 220 kV 2da T - La Niña 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - Piura 220 kV 2da T	270 172	270 460	270 040	265 644
15	REP	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV	-	-	-	-
15	REP	La Niña 220 kV - Chiclayo 220 kV 2da T	638	464	759	376
15	REP	Chiclayo 220 kV - Reque 220 kV	2 277	-	-	-
15	REP	Reque 220 kV - Guadalupe 220 kV	-	-	-	356
15	REP	Trujillo 220 kV - Guadalupe 220 kV	-	801	1 046	3 058
15	REP	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	3 550	2 400	-	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	3 550	2 400	-	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	847	2 098	2 351	1 639
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	847	2 098	2 351	1 639
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	796	1 980	2 212	1 542
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	796	1 980	2 212	1 542
15	REP	Zapallal 220 kV - Lomera 220 kV	1 704	413	-	1 145
15	REP	Lomera 220 kV - Huacho 220 kV	-	-	-	-

Área	TITULARES	Elemento	Año1	Año 2	Año 3	Año4
15	REP	Paramonga Nueva 220 kV - Medio Mundo 220 kV	2 815	2 928	1 959	4 240
15	REP	Medio Mundo 220 kV - Huacho 220 kV	6 551	6 863	6 315	10 673
15	REP	Paramonga Nueva 220 kV - Chimbote 220 kV	30 516	26 508	80 840	189 662
15	REP	Pachachaca 220 kV - Pomacocha 220 kV	3 336	2 438	-	579
15	REP	Chilca REP 220kV - Independencia 220 kV 3ra T	-	-	-	-
15	REP	Pachachaca 220 kV - Pomacocha 220 kV	3 056	2 199	-	1 355

Nota: La asignación de responsabilidad de pago de estos Ingresos Tarifarios se efectúa según lo establecido en el numeral 22.3 de la NORMA TARIFAS.

Los años indicados corresponden al periodo 01 de mayo de cada año al 30 de abril del siguiente año.

Anexo E

Peajes y sus Fórmulas de Actualización

Los Peajes Acumulados por nivel de tensión y su fórmula de actualización por cada TITULAR y Área de Demanda, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro E.1: Peajes Acumulados por nivel de tensión
(Ctm. S//kWh)**

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	0,0000	0,0351	0,0750
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,3630	1,0669
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0054	0,0090
	PUMATE	0,1000	0,4121	0,4182
	REP	0,0283	0,3897	0,3941
	TOTAL ÁREA	0,1283	1,2053	1,9632
2	ADINELSA	0,0000	0,0292	0,0793
	PEOT	0,0000	0,1320	0,2021
	ELECTRONORTE	0,0705	0,4835	1,0433
	REP	0,0000	0,2603	0,2679
	ELECTRO ORIENTE	0,0512	0,1093	0,1647
	COELVISAC	0,1331	0,2694	0,2853
	TOTAL ÁREA	0,2548	1,2837	2,0426
3	CHAVIMOCHIC	0,0000	0,0037	0,0069
	HIDRANDINA	0,1286	0,7563	1,3027
	REP	0,0034	0,2378	0,2398
	CTA	0,0160	0,0160	0,0160
	ISA PERÚ	0,0078	0,0325	0,0416
	CONELSUR	0,0063	0,0200	0,0200
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0047
	TOTAL ÁREA	0,1621	1,0663	1,6317
4	ELECTRO ORIENTE	1,1803	1,8052	2,3373
	TOTAL ÁREA	1,1803	1,8052	2,3373
5	ADINELSA	0,0088	0,0455	0,0791
	UNACEM	0,0046	0,0106	0,0106
	TRANSMISORA SUR ANDINO	0,0000	0,0000	0,0000
	CONELSUR	0,0000	0,0086	0,0338
	STATKRAFT	0,0232	0,7138	0,9604
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8689	1,6595
	ELECTRO DUNAS	0,0299	0,1349	0,1499

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	REP	0,0236	0,2278	0,2767
	TRANSMANTARO	0,0851	0,2187	0,2187
	SHAQSHA	0,0000	0,0827	0,1088
	TOTAL ÁREA	0,1830	2,3178	3,5038
6	ADINELSA	0,0000	0,0007	0,0012
	STATKRAFT	0,0039	0,0038	0,0104
	PLUZ ENERGÍA	0,3652	2,0880	2,9039
	HIDRANDINA	0,0000	0,0022	0,0028
	REP	0,0002	0,0595	0,0595
	CONELSUR	0,0135	0,0249	0,0260
	REP_ADICRAG	0,0005	0,0069	0,0069
	TOTAL ÁREA	0,3833	2,1860	3,0107
7	LUZ DEL SUR	1,2194	3,4293	4,0986
	CONELSUR	0,0000	0,0364	0,0364
	REP	0,0162	0,0266	0,0266
	TRANSMANTARO	0,0865	0,0865	0,0865
	TOTAL ÁREA	1,3221	3,5788	4,2481
8	ADINELSA	0,0000	0,0012	0,0063
	COELVISAC	0,0000	0,0867	0,1992
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,3253	0,7862
	REP_ADICRAG	0,1777	0,2652	0,2652
	SEAL	0,0000	0,0189	0,0480
	TRANSMANTARO	0,1327	0,4168	0,4212
	REP	0,0335	0,4280	0,4280
	TOTAL ÁREA	0,3439	1,5421	2,1541
9	EGASA	0,0139	0,0592	0,0592
	ELECTROSUR	0,0000	0,0050	0,0114
	REP	0,0029	0,0168	0,0168
	SEAL	0,1291	0,8533	1,7272
	CONELSUR	0,0180	0,0290	0,0290
	TOTAL ÁREA	0,1639	0,9633	1,8436
10	EGEMSA	0,0000	0,0686	0,2785
	ELECTRO SUR ESTE	0,2412	1,1813	1,9758

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	REP	0,0434	0,3823	0,4297
	TOTAL ÁREA	0,2846	1,6322	2,6840
11	ELECTROPUNO	0,0000	0,8224	1,1329
	REP	0,0469	0,6694	1,0731
	TOTAL ÁREA	0,0469	1,4918	2,2060
12	ELECTROSUR	0,0000	0,5077	1,7223
	ENGIE	0,3606	0,3527	0,3527
	TOTAL ÁREA	0,3606	0,8604	2,0750
13	EGESUR	0,0000	0,0061	0,0061
	ELECTROSUR	0,0000	0,8943	1,6742
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,9004	1,6803
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,5218	1,0120
	TOTAL ÁREA	0,0000	0,5218	1,0120
15	REP	0,0925	0,0958	0,0958
	ISA	0,0107	0,0305	0,0305
	TESUR 3	0,0114	0,0131	0,0131
	REDESUR	0,0020	0,0038	0,0038
	TOTAL ÁREA	0,1166	0,1432	0,1432

Fuente: Formato "F-515" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

Cuadro E.2: Coeficientes de Fórmula de Actualización de Peajes por Área de Demanda

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2858	0,6462	0,0393	0,0287
2	0,2496	0,6920	0,0327	0,0257
3	0,2286	0,7035	0,0356	0,0323
4	0,2287	0,6993	0,0183	0,0537
5	0,3012	0,6500	0,0217	0,0271
6	0,2647	0,6268	0,0998	0,0087
7	0,1987	0,6487	0,1483	0,0043
8	0,2841	0,6245	0,0285	0,0629
9	0,2505	0,6877	0,0352	0,0266
10	0,2398	0,7040	0,0226	0,0336
11	0,2170	0,7323	0,0335	0,0172
12	0,5081	0,4089	0,0513	0,0317
13	0,2491	0,7017	0,0226	0,0266
14	0,2198	0,7191	0,0376	0,0235

ÁREA	a	b	c	d
15	0,2873	0,6127	0,0114	0,0886

Fuente: Formato "F-522" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

Los coeficientes a, b, c y d, corresponden a la fórmula del factor de actualización (FA), siguiente:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Donde los valores iniciales, de los índices de actualización, son los siguientes:

Cuadro E.3: Índices Iniciales

Índices Iniciales para Actualización			
Tc _o	IPM _o	Cu _o	Al _o
3,728	277,3146	412,8333	2383,6906

Nota: Los índices iniciales corresponden al 31 de enero del año 2025

- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a

aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

El Factor de Actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento.

Anexo F

**Cargo de Peaje Secundario por Transmisión
Equivalente en Energía (CPSEE) y sus Fórmulas de
Actualización**

PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE**Cuadro F.1.- CPSEE y PEAJE del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA)**

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,0063	Área de Demanda 3(*)
		1,2902	Clientes Libres
Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,0137	Área de Demanda 3(*)
		0,1791	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte – Pajuela	0,1779	Cliente Libre Yanacocha

(*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

Cuadro F.2.- CPSEE del SSTL de CONELSUR

Tensión	Cargo CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
MAT	0,0338	Cliente Libre Cajamarquilla

Cuadro F.3.- CPSEE del SSTL de AYMARAES

Tensión	Cargo Acumulado CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
Acumulado en AT	2,1489	Clientes Libres
Acumulado en MT	2,1489	

Cuadro F.4.- CPSEE y PEAJES del SSTL de CTA

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0160	Área de Demanda 3(*)
	Resto del SSTL de CTA	0,0977	Mina Pierina (**)

(*) Se debe agregar al Peaje único a aplicarse a todos los usuarios del Área de Demanda 3.

(**) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización del CPSEE de las empresas CONELSUR, AYMARAES y CTA, se realizará con la misma fórmula establecida para su CMA, consignada en el Cuadro 5-9 del presente informe.

Estos Factores de Actualización se aplicarán, para el sistema correspondiente, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización, sin que ello implique la aplicación de los Factores de Actualización establecidos para la cadena de producción de la electricidad que se rigen por sus propios Factores de Actualización y condiciones de aplicación.

Anexo G
Peaje del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

Cuadro G.1: Peajes para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (*)

Titular	Elemento	Peaje Ctm. S//kWh	Responsable de Pago
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Dos Celdas de Línea de 500 kV en la SET San José	0,0650	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

(*) Los valores se aplican sólo si SMCV transfiere las instalaciones de la SET San José a otro titular de transmisión y/o no existe contrato por el servicio de transmisión entre el titular de la instalación y la minera Cerro Verde. La actualización de los peajes, en caso corresponda la aplicación de dichos peajes, utilizará la fórmula de actualización establecida anteriormente para su CMA, la cual se aplicará, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización.

Cuadro G.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización

	A	b	c	d
Celdas de línea 500 kV en la SET San José	0,4299	0,5608	0,0093	0,0000

Nota: Se consideran los indicadores en base a su participación según se indican en los módulos estándares.

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Los coeficientes a, b, c y d corresponden a la fórmula del factor de actualización, definida en el numeral 28.3 de la norma "Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT", aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Dicho factor de actualización, se aplicará en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, según corresponda.

Cuadro G.3: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización

Índices Iniciales para Actualización			
T _{c0}	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
3,728	277,3146	412,8333	2383,6906

Donde:

- T_{c0} : Índice Inicial correspondiente al Tipo de Cambio al 31 de enero de 2025.
- IPM₀ : Índice Inicial correspondiente al Índice General al Por Mayor al 31 de enero de 2025.
- Cu₀ : Índice Inicial correspondiente al Precio del Cobre al 31 de enero de 2025.
- Al₀ : Índice Inicial correspondiente al Precio del Aluminio al 31 de enero de 2025.

Anexo H
Peaje del SCTLN de Consorcio Eléctrico de Villacurí
S.A.C.

Cuadro H.1: Peajes para las instalaciones del SCTLN de COELVISAC

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S//kWh	Responsabilidad de Pago
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	MAT	0,1331	Área de Demanda 2 (*)
	MAT/AT	0,2003	
	AT	0,2003	
	AT/MT	0,2128	

(*) Se agrega al Peaje único a aplicarse a todos los usuarios del Área de Demanda 2.

Cuadro H.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización

	a	b	c	d
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	0,3531	0,5523	0,0549	0,0397

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Los coeficientes a, b, c y d corresponden a la fórmula del factor de actualización, definida en el numeral 28.3 de la norma "Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT", aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Dicho factor de actualización, se aplicará en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, según corresponda.

Cuadro H.3: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización

Índices Iniciales para Actualización			
T _{c0}	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
3,728	277,3146	412,8333	2383,6906

Nota: Los índices iniciales corresponden a diciembre del año 2013

Donde:

- T_{c0}** : Índice Inicial correspondiente al Tipo de Cambio al 31 de enero de 2025.
- IPM₀** : Índice Inicial correspondiente al Índice General al Por Mayor al 31 de enero de 2025.
- Cu₀** : Índice Inicial correspondiente al Precio del Cobre al 31 de enero de 2025.
- Al₀** : Índice Inicial correspondiente al Precio del Aluminio al 31 de enero de 2025.

Anexo I

Factores de Pérdidas Medias

Los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía de cada parte del sistema eléctrico equivalente, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro I.1: Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP)
(Individuales)**

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0006	1,0034	1,0185	1,0033
2	1,0020	1,0028	1,0103	1,0042
3	1,0030	1,0027	1,0088	1,0037
4	1,0153	1,0046	1,0075	1,0037
5	1,0005	1,0046	1,0224	1,0051
6	1,0019	1,0039	1,0063	1,0052
7	1,0004	1,0068	1,0039	1,0055
8	1,0001	1,0025	1,0147	1,0040
9	1,0030	1,0024	1,0088	1,0026
10	1,0053	1,0026	1,0086	1,0036
11	1,0001	1,0027	1,0060	1,0041
12	1,0023	1,0000	1,0000	1,0037
13	1,0000	1,0000	1,0085	1,0061
14	1,0001	1,0000	1,0033	1,0039

**Cuadro I.2: Factores de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)
(Individuales)**

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0005	1,0040	1,0133	1,0035
2	1,0008	1,0034	1,0099	1,0042
3	1,0031	1,0026	1,0074	1,0043
4	1,0110	1,0046	1,0065	1,0050
5	1,0004	1,0049	1,0239	1,0059
6	1,0016	1,0040	1,0053	1,0057
7	1,0004	1,0071	1,0043	1,0055
8	1,0001	1,0026	1,0141	1,0041
9	1,0024	1,0025	1,0057	1,0030
10	1,0048	1,0029	1,0068	1,0044
11	1,0001	1,0036	1,0051	1,0049
12	1,0014	1,0000	1,0000	1,0043
13	1,0000	1,0000	1,0112	1,0056
14	1,0001	1,0000	1,0030	1,0041

Cabe indicar que estos factores se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST o SCT. Para los casos en que exista más de una barra de referencia, la referida expansión de precios se realiza a partir de la cual resulten los menores precios reflejados.

Anexo J
Análisis de las Respuestas a las Observaciones
formuladas a las PROPUESTAS INICIALES

Análisis de las Respuestas a las Observaciones Formuladas a la PROPUESTAS INICIALES

Cabe indicar que en los casos en que se considere que la observación ha sido subsanada, no significa necesariamente que se acepta los resultados y conclusiones contenidas en la propuesta de la empresa, ya que, como resultado de los análisis efectuados por Osinerghmin se puede concluir que la metodología, procedimientos y valores contienen errores de aplicación o de cálculo.

Por otra parte, se debe mencionar que la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su Propuesta Inicial ni presentó su Propuesta Final.

A continuación, se presenta el análisis de dichas respuestas, conservando la numeración original de las observaciones. Asimismo, aquellas respuestas realizadas a las observaciones referidas a las instalaciones tipo SSTG y SSTGD, son analizadas en el Informe N° 098-2025-GRT.

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTROSUR

Observaciones Generales

1. Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELECTROSUR debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha cumplido con lo indicado en la NORMA TARIFAS respecto al formato F-501 Registros mensuales de energía del año representativo, donde se indica lo siguiente: "En este Formato se consignan los valores de energía total (Regulados y Libres) de cada uno de los doce meses del Año Representativo, desagregados por sistema eléctrico, nivel de tensión y por Área de Demanda. Se expresa en MWh con dos decimales. Los valores de energía en MT deben incluir las pérdidas estándares de distribución, con respecto a las ventas de energía en MT y BT." Efectivamente se aprecia diferencias menores entre los valores de la propuesta inicial de Peajes de ELECTROSUR y la demanda del año representativo (2022) del Plan de inversiones, sin embargo en la ruta siguiente se encuentra los archivos que sustentan la demanda del formato F-501 de nuestra propuesta, que incluyen la base utilizada extraída del SICOM 2022 publicada en la página web de Osinerghmin; Anexo_1/Sustento_Demanda_F_501, por tanto consideramos que nuestra información es coincidente con la base del SICOM 2022.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que para el desglose de la demanda a registros mensuales no ha considerado la base de datos del SICLI del año 2022 para

finés de la demanda de usuarios libres. Además, se observa que la demanda del año representativo 2022 por sistema eléctrico y a nivel de Área de Demanda no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2. Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias de las Áreas de Demanda 12 y 13, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELECTROSUR revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se realizó la revisión de los archivos de cálculo y de Flujo de Carga correspondientes a las Áreas de Demanda 12 y 13, identificando y corrigiendo las inconsistencias señaladas. Las correcciones se efectuaron conforme a lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 20 y 21 para el Área de Demanda 12, y las observaciones específicas 33 y 34 para el Área de Demanda 13. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien ELECTROSUR ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún mantiene ciertas inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para las Áreas de Demanda 12 y 13.

Conclusión

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

3. Observación

ELECTROSUR no ha presentado propuesta de determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 9. Al respecto, la empresa debe presentar su propuesta, presentando el archivo de Flujo de Carga y el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

No se presenta la propuesta de determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 9, dado que la participación de ELECTROSUR en las instalaciones de transmisión de dicha área es inferior al 1%, por lo que las pérdidas de los Elementos que posee la empresa no serían relevantes para la determinación de los factores de pérdidas del área de demanda.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe indicar que ELECTROSUR es Titular de Transmisión de las Áreas de Demanda 9, 12 y 13 (conforme a la Resolución N° 081-2021-OS/CD) y en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, así como de la NORMA TARIFAS (aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD) y la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" (aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD); ELECTROSUR se encuentra en la obligación de presentar su estudio tarifario completo para cada Área de Demanda de su titularidad.

Conclusión

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

4. Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

Se procedió a actualizar los indicadores económicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA con fecha noviembre 2024, aunque se entiende que son valores preliminares, puesto que según la NORMA TARIFAS los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029" correspondientes a las distintas áreas de demanda presentadas por ELECTROSUR, se verifica que solo ha completado la información de algunos meses, lo que resulta en indicadores macroeconómicos incompletos. Además, para noviembre 2024 ELECTROSUR ha considerado índices macroeconómicos distintos a los publicados para los meses diciembre 2021, diciembre 2022 y noviembre 2024.

Conclusión

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

Observaciones Específicas**Respecto al Área de Demanda 9****Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica****5. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022**

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del Área de Demanda 9 del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTROSUR debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha cumplido con lo indicado en la NORMA TARIFAS respecto al formato F 501 Registros mensuales de energía del año representativo, donde se indica lo siguiente: "En este Formato se consignan los valores de energía total (Regulados y Libres) de cada uno de los doce meses del Año Representativo, desagregados por sistema eléctrico, nivel de tensión y por Área de Demanda. Se expresa en MWh con dos decimales. Los valores de energía en MT deben incluir las pérdidas estándares de distribución, con respecto a las ventas de energía en MT y BT." Efectivamente se aprecia diferencias menores entre los valores de la propuesta inicial de Peajes de ELECTROSUR y la demanda del año representativo (2022) del Plan de inversiones, sin embargo en la ruta siguiente se encuentra los archivos que sustentan la demanda del formato F 501 de nuestra propuesta, que incluyen la base utilizada extraída del SICOM 2022 publicada en la página web de Osinergmin; Anexo_1/Sustento_Demanda_F_501, por tanto consideramos que nuestra información es coincidente con la base del SICOM 2022.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que para el desglose de la demanda a registros mensuales en el archivo "Demanda_Area_9.xlsx", no ha considerado la base de datos del SICLI del año 2022 para fines de la demanda de usuarios libres. Además, se observa que la demanda del año representativo 2022 por sistema eléctrico no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

6. Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la Propuesta de ELECTROSUR se observa que para los "Factores Estacionales de Energía" presentados en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" se está considerando el sistema eléctrico "Atico, Ocoña y Caraveli". Al respecto, es necesario que ELECTROSUR presente los factores mencionados por sistema eléctrico y nivel de tensión analizados en el PI 2025-2029, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha cumplido con lo indicado en la NORMA TARIFAS respecto al formato F 502 Factores estacionales de energía, para el sistema donde se indica lo siguiente: "En

este formato se consignan los Feei, calculados de acuerdo con lo señalado en el numeral 23.2, expresados en p.u. con dos dígitos. Se consignarán valores por sistema eléctrico y nivel de tensión.” En resumen, los factores estacionales resultan de fórmulas en función a los registros mensuales del formato F-501, se ha consignado la demanda el sistema eléctrico “Atico, Ocoña y Caraveli”, en base a lo utilizado en la regulación anterior de Peajes de los SST y SCT.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, persiste la observación sobre la inclusión del sistema eléctrico “Atico, Ocoña y Caraveli” en el formato F-502.

Al respecto, ELECTROSUR indica que dicho sistema fue incluido en la regulación anterior de Peajes; sin embargo, esta afirmación no es correcta, ya que, si bien figuraba en la relación de sistemas eléctricos, sus valores estaban en cero. Ello se debe a que es un sistema eléctrico aislado y no forma parte del cálculo de la fijación de Peajes de los SST y SCT.

Conclusión

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

7. Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ELECTROSUR en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 9					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico “Arequipa”					
Demanda PI 2025-2029	4 992 407	5 035 302	5 081 630	5 122 166	5 149 114
Demanda ELECTROSUR	4 968 436	5 012 124	5 058 074	5 098 221	5 124 770
Variación (%)	- 0,5%	- 0,5%	- 0,5%	- 0,5%	- 0,5%
Sistema eléctrico “Camaná”					
Demanda PI 2025-2029	206 581	238 497	270 251	307 938	340 164
Demanda ELECTROSUR	119 193	124 479	129 509	132 942	136 433
Variación (%)	- 42%	- 48%	- 52%	- 57%	- 60%
Sistema eléctrico “Orcopampa”					
Demanda PI 2025-2029	202 330	202 673	203 022	203 376	203 737
Demanda ELECTROSUR	300 833	202 673	203 022	203 376	203 737
Variación (%)	+ 49%	-	-	-	-

En ese sentido, es necesario que ELECTROSUR sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha realizado las correcciones del Formato F-503 Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029), para los sistemas eléctricos de Arequipa, Camaná y Orcopampa de acuerdo con lo solicitado en la observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica la corrección de las demandas anuales de los sistemas eléctricos "Camaná" y "Orcopampa" en el Formato F-503. Sin embargo, para el sistema eléctrico "Arequipa" persiste la observación correspondiente a los años del 2026 a 2029, porque los valores no coinciden con los del PI 2025-2029.

Conclusión

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

8. Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm", se observa que las demandas de los sistemas eléctricos "Arequipa", "Camaná" y Orcopampa" no corresponden con la demanda del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 9. Asimismo, se presentan valores referidos a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 que no corresponde considerar. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

Se ha realizado las correcciones de la hoja de cálculo "Aux-F119", para que las demandas de los sistemas eléctricos de Arequipa, Camaná y Orcopampa coincidan con la demanda del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 9. Asimismo, se eliminan valores referidos a los años 2021, 2022, 2023 y 2024, como indica la observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que ha corregido los valores de demanda del sistema eléctrico "Orcopampa". Sin embargo, en los sistemas eléctricos "Arequipa" y "Camaná" persiste la observación ya que los valores por nivel de tensión no coinciden con los del PI 2025-2029.

Conclusión

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

9. Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de los archivos de cálculo presentados de la Propuesta de ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- No se presenta el sustento de la calificación de la demanda según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

- Se observa que la barra CERRO VERDE-220 habría sido calificada en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B, según lo establece el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Se observa que la barra MOLLEND-33 habría sido calificada como DAT B. Se sugiere verificar con el archivo de modelamiento que dicha barra está asociada a la SET Base Islay 138/33 kV. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada según lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

De acuerdo con la observación se adjunta los archivos de sustento de los sistemas eléctricos observados para la calificación de la demanda DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT, en la ruta siguiente: Anexo_1/ Sustento_Aux_119. Asimismo, se corrige la calificación de la demanda de Cerro Verde - 220 a DMABT de acuerdo con la observación y se revisó la calificación de barra MOLLEND-33.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, específicamente en la carpeta "Sustento_Aux_119", se presenta el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.

Respecto a la barra CERRO VERDE-220, no es posible identificar la calificación asignada, ya que los archivos de sustento presentados no están correctamente vinculados.

En cuanto a la barra MOLLEND-33, esta ha sido calificada como DAT B; sin embargo, se verifica que esa barra no podría ser alimentada total o parcialmente a través de las líneas de alta tensión en caso de una salida de servicio de la transformación correspondiente. Por lo tanto, de acuerdo con el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, le corresponde la calificación de DAT A.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

10. Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica

que ELECTROSUR ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROSUR debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Por otro lado, se observa que no se consigna de manera correcta los valores de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22. Asimismo, no se presenta la información total de los indicadores desde el periodo Mar-21 hasta Ago-24. Al respecto, ELECTROSUR deberá revisar, actualizar y/o corregir en donde corresponda.

Respuesta

Se procedió a actualizar los indicadores económicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA con fecha noviembre 2024, aunque se entiende que son valores preliminares, puesto que según la NORMA TARIFAS los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025. Asimismo, se corrige los valores de de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en el archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_9” se verifica que solo ha completado la información de algunos meses, lo que resulta en indicadores macroeconómicos incompletos. Además, para noviembre de 2024 ELECTROSUR ha considerado índices macroeconómicos distintos a los publicados para los meses diciembre 2021, diciembre 2022 y noviembre 2024.

Conclusión

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

11. Altas y Bajas de Instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, para los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) contar con sus respectivas Actas de Alta y Baja en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer qué Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas:

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
8	Celda de Alimentador 22,9 kV, SET AT/MT PUQUINA	SET AT/MT PUQUINA	CE-023SICIESBAL	Celda de Alimentador	2025

Al respecto, se solicita que ELECTROSUR indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para qué fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar que, es responsabilidad de las empresas Titulares de los SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

Respecto al Alta de la Celda de Puquina, esta no ha sido puesto en servicio en el año 2024, a la fecha se encuentra otorgada la Buena Pro y se encuentra consentida la Buena Pro el 27.12.2024 y está en proceso de firma de Contrato por lo que para el año 2024 no se ha puesto en servicio el Elemento Celda de alimentador en 22.9 kV y por otro lado en vista que el plazo de implementación de la Celda de 22.9 kV es de 200 d/c (aprox. 07 meses) su puesta en servicio será en el III Trimestre del año 2025, teniéndose en cuenta que la firma de Contrato se realice en Enero del 2025.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTROSUR, se verifica la remisión del estado de ejecución de Altas y Bajas de los Elementos del PI 2021-2025, como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTROSUR ha cumplido con informar sobre el estado de avance en la suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Es importante considerar que, para el cálculo del CMA solo se incluirán aquellos Elementos cuyas Actas estén suscritas en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

12. Sobre el Formato F-500 (Peajes)

En los Formatos F-514 y F-515 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" no se está considerando la totalidad de inversiones correspondientes a los SCT. Por ejemplo, no se ha considerado las inversiones de ELECTROSUR del SCT, entre otros Elementos de SEAL. Por lo tanto, ELECTROSUR debe revisar la vinculación entre hojas de cálculo para asegurar que el peaje refleje la totalidad de costos asociados de los SCT.

Respuesta

Se consideró la totalidad de inversiones del SCT para ELECTROSUR, se corrigió un código parte del sistema para Transformador de Potencia 33/23kV – 2MVA, SET AT/MT "Puquina", que fue considerado por Osinergmin en los archivos de liquidación anual, se verifica que las fórmulas y vinculación en los formatos F 514 y F-515 son correctas.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que en los formatos F-514 y F-515 ya se refleja las instalaciones del SCT de ELECTROSUR. Sin perjuicio de lo señalado, se debe considerar que el código parte del sistema "MT" utilizado en el archivo de liquidaciones anuales SST y SCT, es equivalente al código "AT/MT", que se utiliza en los cálculos de peajes.

Conclusión

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

Respecto al Área de Demanda 12

Sobre la Presentación del Informe

13. Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELECTROSUR se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELECTROSUR debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se realizó una revisión integral de los archivos electrónicos presentados, asegurando que todos los datos en los archivos MS Excel estuvieran debidamente vinculados, conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Sin embargo, no se considera necesario vincular los datos de la hoja "F-502" "FACTORES ESTACIONALES DE ENERGÍA (p.u.)", ya que estos valores son obtenidos directamente del cálculo de la demanda, el cual ha sido presentado en los documentos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls" contiene datos no vinculados. Además, se observa que los valores en dicho archivo no son los mismos que los presentados en el Formato F-502 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm".

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

14. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del

PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTROSUR el total de energía del año 2022 asciende a 2 754 230 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 2 743 832 MWh.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTROSUR debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha cumplido con lo indicado en la NORMA TARIFAS respecto al formato F 501 Registros mensuales de energía del año representativo, donde se indica lo siguiente: "En este Formato se consignan los valores de energía total (Regulados y Libres) de cada uno de los doce meses del Año Representativo, desagregados por sistema eléctrico, nivel de tensión y por Área de Demanda. Se expresa en MWh con dos decimales. Los valores de energía en MT deben incluir las pérdidas estándares de distribución, con respecto a las ventas de energía en MT y BT." Efectivamente se aprecia diferencias menores entre los valores de la propuesta inicial de Peajes de ELECTROSUR y la demanda del año representativo (2022) del Plan de inversiones, sin embargo en la ruta siguiente se encuentra los archivos que sustentan la demanda del formato F 501 de nuestra propuesta, que incluyen la base utilizada extraída del SICOM 2022 publicada en la página web de Osinergmin; Anexo_1/Sustento_Demanda_F_501, por tanto consideramos que nuestra información es coincidente con la base del SICOM 2022.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que, para el desglose de la demanda a registros mensuales en el archivo "Demanda_Area_12.xlsx", no ha considerado la base de datos del SICLI 2022, en el caso de la demanda de usuarios libres. Además, se observa que la demanda del año representativo 2022 por sistema eléctrico y nivel de Área de Demanda no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

15. Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls", se observa que ELECTROSUR ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que ELECTROSUR presente tales factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS:

Respuesta

Se realizó una revisión integral de los archivos electrónicos presentados, asegurando que todos los datos en los archivos MS Excel estuvieran debidamente vinculados, conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Sin embargo, no se considera necesario vincular los datos de la hoja "F-502" "FACTORES ESTACIONALES DE ENERGÍA (p.u.)", ya que estos valores son obtenidos directamente del cálculo de la demanda, el cual ha sido presentado en los documentos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que no ha realizado la corrección señalada en la respuesta a esta observación. Además, los valores del formato F-502 son diferentes en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" y en el "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls".

Conclusión

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

16. Sobre el Formato F-503

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ELECTROSUR en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 12					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Ilo"					
Demanda PI 2025-2029	86 564	88 405	90 255	92 114	93 982
Demanda ELECTROSUR	293 618	295 459	297 309	299 168	301 036
Variación (%)	+ 239%	+ 234%	+ 229%	+ 225%	+ 220%
Sistema eléctrico "Moquegua"					
Demanda PI 2025-2029	2 670 338	2 672 101	2 673 872	2 675 652	2 677 440
Demanda ELECTROSUR	2 465 514	2 467 277	2 469 048	2 470 828	2 472 616
Variación (%)	- 8%	- 8%	- 8%	- 8%	- 8%

En ese sentido, es necesario que ELECTROSUR sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

De acuerdo con la observación se realizó ajustes a la demanda en MT para el sistema eléctrico Ilo, sin embargo, se ha detectado que la demanda de SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2 en el formato F-115 del plan de Inversiones ha sido asignado al sistema eléctrico ILO, esta pauta ha sido utilizada en nuestra propuesta, en las

comparativas realizadas en el informe de Observaciones a los Peajes de ELECTROSUR por parte de Osinerghmin dicha demanda la están considerando en el sistema eléctrico Moquegua.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR persiste la observación de que las demandas de los sistemas eléctricos "Ilo" y "Moquegua y Moquegua Rural" consignados en el Formato F-503 no coinciden con las del PI 2025-2029.

De otro lado, la demanda del cliente libre "SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2", debe ser considerada en el sistema eléctrico "Moquegua y Moquegua Rural".

Conclusión

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

17. Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" de la Propuesta de ELECTROSUR, se observa que las demandas de todos los sistemas eléctricos del Área de Demanda 12 no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Asimismo, se presentan valores referidos a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 que no corresponde considerar. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

Se ha realizado las correcciones de la hoja de cálculo "Aux-F119, en lo que respecta a las demandas en MT del sistema eléctrico ILO, coincidiendo con la demanda del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 9. La demanda de SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2, ha sido explicada en la respuesta a la observación 16. Asimismo, se eliminan valores referidos a los años 2021, 2022, 2023 y 2024, como indica la observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR persiste la observación de que las demandas consignadas en la hoja "Aux-F119" no coinciden con las del PI 2025-2029.

Además, se debe considerar el análisis brindado a la observación 16 en cuanto a la demanda del cliente libre "SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2".

Conclusión

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

18. Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de los archivos de cálculo presentados de la Propuesta de ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- No se presenta el sustento de la calificación de la demanda según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Se observa que la demanda de la barra CT ILO2 10 no está siendo incluida para el cálculo de los peajes y factores de pérdidas medias. Al respecto, se debe presentar el sustento del criterio considerado para este caso y/o realizar las correcciones en caso corresponda.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

De acuerdo con la observación se adjunta los archivos de sustento de los sistemas eléctricos para la calificación de la demanda DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT, en la ruta siguiente: Anexo_1/ Sustento_Aux_119. Por otra parte, se ha verificado que la demanda de la barra CT ILO2 10 ha sido incluida para el cálculo de peajes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, carpeta "Sustento_Aux_119", se presenta el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.

No obstante, con respecto a la demanda de la barra CT ILO2-10, se verifica que no está siendo incluida en los cálculos, contrario a lo señalado en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

19. Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls", se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN" se observa que no se está considerando la demanda asociada a la barra CT ILO2 10 correspondiente al cliente libre "QUELLAVECO MUELLE ILO".
- En la hoja "Proy_Dem" se observa que los valores de demanda presentados no corresponden a la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, se debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Al respecto, es necesario que ELECTROSUR presente el sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados, para luego trasladar las correcciones efectuadas al archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se confirma que los valores de demanda utilizados para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias han sido revisados y corresponden a la información presentada en el archivo de cálculo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls". En cuanto a las observaciones planteadas:

Respecto a la demanda asociada a la barra CT ILO2 10 del cliente libre "QUELLAVECO MUELLE ILO", se verifica que dicha demanda está considerada conforme a los criterios establecidos.

En relación con los valores de demanda en la hoja "Proy_Dem", estos corresponden a los datos proyectados del PI 2025-2029, considerando los criterios aplicados en el sustento técnico.

Se reafirma que la información ha sido elaborada conforme a la NORMA TARIFAS, garantizando la trazabilidad de los datos.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR persiste la observación de que la demanda de la barra CT ILO2-10 no está siendo incluida en los cálculos. Además, los valores de demanda de la hoja "Proy_Dem" no coinciden con los del PI 2025-2029.

Conclusión

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

20. Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12.pfd" presentado por ELECTROSUR en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinergmin en el PI 2025-2029. Por ejemplo, entre otros, las cargas "ILO010" (año 2028), "ILO023" (año 2028) y "MOQUE010" (años 2027 y 2029), no coinciden con la demanda del Formato F-122 del PI 2025-2029. Al respecto, es necesario que ELECTROSUR corrija donde corresponda.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se confirma que el archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12.pfd” presentado en la propuesta ha sido revisado. Respecto a las observaciones planteadas, se verificó que los criterios y valores de Demanda, “Distribución de Carga”, “Factor de Escala” y “Factor de Potencia” han sido considerados de acuerdo con los parámetros establecidos por ELECTROSUR.

En relación con las diferencias señaladas en las cargas “ILO010”, “ILO023”, y “MOQUE010”, se confirma que los valores utilizados corresponden a los análisis propios realizados por la empresa, sustentados técnicamente en la demanda proyectada.

Se ratifica que la información presentada cumple con los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS y que los ajustes realizados aseguran consistencia con los objetivos del estudio.

Análisis de Osinergmin

De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de flujo “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12” de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, se verifica que los valores de demanda correspondientes al escenario de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” (F-122) son iguales a los presentados en su PROPUESTA INICIAL. Esto indica que la demanda no contiene los mismos criterios y valores de Demanda (Distribución de Carga) que fueron considerados y aprobados en el PI 2025-2029.

Cabe precisar que, según la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, para este proceso regulatorio, se debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) junto con los criterios de demanda “Distribución de carga” que sustentan la aprobación del PI 2025-2029, sin efectuar actualizaciones a dicho modelamiento, conforme a lo establecido en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

21. Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls” presentado por ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas “BD_Sein_trafo” y “BD_Sist_trafo” para los transformadores de la SET Ilo: Elementos “tr3 Ilo(1)” y “tr3 Ilo(3)”, se verifica que los valores de pérdidas considerados son iguales a los valores del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias del proceso de “Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, para el periodo 2021-2025”. En ese sentido, ELECTROSUR debe considerar las pérdidas resultantes del archivo de Flujo de Carga del PI 2025-2029.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el archivo “F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls” con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

ELECTROSUR no dio respuesta a la observación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión a la información remitida se advierte que, ELECTROSUR no ha efectuado análisis alguno sobre esta observación. Asimismo, de la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_2025-2029-AD12.xls" presentado en su PROPUESTA FINAL, se ha verificado que ELECTROSUR se ha limitado a corregir los valores de pérdidas de la columna "Pérdidas Núcleo". No obstante, respecto a los valores de pérdidas de la columna "Pérdidas I²R" persisten las inconsistencias.

Conclusión

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

22. Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

En la hoja "Aux-IT" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm.xlsm" se consignan valores de ingresos tarifarios de energía del Área de Demanda 12, sin embargo, no se presenta la fuente y/o archivos de sustento de dichos valores.

Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados se debe presentar los Formatos F-511, F-512 y F-513 correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

No aplica a ELECTROSUR el cálculo de ingresos tarifarios, ya que esta actividad no forma parte de las responsabilidades asignadas a la empresa en el marco del presente procedimiento regulatorio. Por lo tanto, no corresponde presentar los cálculos relacionados ni los formatos F-511, F-512 y F-513, ni los archivos fuente mencionados.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida por ELECTROSUR, no se observa los Formatos F-511, F-512 y F-513, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS; por lo que no se puede verificar la trazabilidad de los cálculos de los Ingresos Tarifarios. En consecuencia, ELECTROSUR no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización**23. Sobre el CMA de los SST**

De la revisión de la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12.xlsm" presentado por ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- Se considera para ELECTROSUR 16 Elementos, lo cual difiere de la cantidad de Elementos del SST de la última liquidación del año 2024 en la que se registraban 17 Elementos (según archivos de cálculo que sustentan la Resolución N° 109-2024-OS/CD). De la revisión efectuada, se verifica que no se está considerando el Elemento "Tr2 10MVA, Moquegua, 'RESERVA'". Por lo tanto, ELECTROSUR debe indicar las razones por las que no está considerando dicho Elemento como parte de la lista de instalaciones del SST.
- Como parte de las instalaciones del SST, se tienen los Elementos "ILT1" y "ILT2" que corresponden a transformadores 138/10 kV de la SET Ilo. Al respecto, ELECTROSUR debe sustentar la condición de estos transformadores y sobre ello, verificar si su parque de transformadores en la SET Ilo concuerda con el listado de Elementos del SST.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el sustento correspondiente para los casos observados, a fin de realizar la actualización correspondiente de los Elementos del SST.

Respuesta

Los motivos que sustentan no considerar al Elemento "Tr2 10MVA, Moquegua, 'RESERVA'" se encuentra en el numeral 4.2 Instalaciones que ya no forman parte del SST vigente, que no deben ser remuneradas y que cuentan con documentación de sustento, de nuestro Informe de Peajes y los documentos correspondientes de no inclusión se aprecian en el Anexo 2 de nuestra propuesta definitiva.

Respecto a los 02 transformadores de 138/10 kV (de 6 MVA) ("ILT1" y "ILT2") en la SET Ilo, cuya condición de estos transformadores se indica a continuación:

01 transformador de 138/10,5 kV de 6 MVA se encuentra dado de Baja y se ha dado su venta como equipo en mal estado y su serie de Fabricación es el No 306541 y prueba de fabrica No 6900039, por lo que no debería ser considerado este transformador en el cálculo para su remuneración.



Firmado Digitalmente por: CAHUANA CONDORI Edilver
FAU: 20115205949 hard
Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO
Ubicación: ELECTROSUR S.A.
Fecha: 03/08/2023 07:54:44

"AÑO DE LA UNIDAD, LA PAZ Y EL DESARROLLO"

Tacna, 03 de agosto de 2023

GTO-0364-2023

Expediente: 20230300006539

Para : MARCO ANTONIO ALVITES BULLON
GERENTE TECNICO

De : EDILVER CAHUANA CONDORI
JEFE DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

Asunto : SOLICITO BAJA DE BIENES- DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN
(GTO)

Referencia : C-011-2022-0006-2023,

Mediante el presente informo a usted que, se realizó la entrega de los bienes que se describen en la relación adjunta, al Dpto. de Activo Fijo para su custodia y tramite de baja, según evaluación siguiente:

1. Bienes eléctricos no se encuentran en un estado operativo para su utilización.

2. Bienes No eléctricos no se encuentran en un estado operativo para su utilización.

En este sentido, solicito su opinión favorable a fin de continuar con el trámite de baja respectivo ante el Comité de Activos de nuestra empresa.

Sin otro en particular, quedo de usted.

Atentamente,

EDILVER CAHUANA CONDORI
JEFE DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

ECC
Cc. Archivo

RELACIÓN DE TRANSFORMADORES PROPUESTOS PARA BAJA									
ITEM	N° INVENT.	DENOMINACIÓN	MARCA	MODELO	SERIE	FECHA CAPT.	ESTADO	UBICACIÓN	RESPONSABLE
35	215365	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ABB	SN	SN	01.08.2023	USALO	ALMACÉN VIVANI	DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN
36	204594	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 500VA	TOSHIBA	SN	600020	01.08.1972	USALO	ALMACÉN VIVANI	DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN
37	215366	TRANSFORMADOR DE TENSION	SN	SN	SN	01.08.2023	USALO	ALMACÉN VIVANI	DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

Firmado Digitalmente por: CAHUANA CONDORI Edilver
FAU: 20115205949 hard
Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO
Ubicación: ELECTROSUR S.A.
Fecha: 31/10/2023 08:07:14

Firmado Digitalmente por: CAHUANA CONDORI Edilver
FAU: 20115205949 hard
Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO
Ubicación: ELECTROSUR S.A.
Fecha: 13/08/2024 15:23:01

RELACIÓN DE BIENES ELÉCTRICOS PROPUESTOS PARA BAJA									
ITEM	N° INVENT.	DENOMINACIÓN	MARCA	MODELO	SERIE	FECHA CAPT.	UBICACIÓN	ESTADO	DEPARTA
1	204881	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 8 MVA	TOSHIBA	HCTR	6P00040	03.08.2003	SUBESTACIÓN ILO	USALO	DEPARTA

Este transformador ya ha sido vendido conjuntamente con otros materiales y/o equipos en desuso a través de un proceso de subasta.

El otro transformador de 138/10,5 kV de 6 MVA se encuentran en la SET Ilo y a la fecha se está tramitando su Baja ante el Área de Patrimonio de ELECTROSUR a fin de que se

efectivice su Baja siendo su serie de Fabricación No 306541 y prueba de fabrica No 6900040. Su trámite de Baja ha sido iniciado en diciembre del 2024 por el área operativa.

Firmado Digitalmente por: ALVITES BULLON Marco
Antonio FAU 20119205949 hard
Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO
Ubicación: ELECTROSUR S.A.
Fecha: 21/07/2023 10:36:31

RELACION DE BIENES PROPUESTOS PARA BAJA									
ITEM	N° INVENT.	DENOMINACIÓN	MARCA	MODELO	SERIE	FECHA CAPT.	ESTADO	UBICACIÓN	
1	215401	ASLADORES SOPORTE DE PORCELANA 15 KV	SM	SN	SN	01.06.2007	MALO	ALMACÉN VIVANI	Firmado Digitalmente por: CAHUANA CONDORI Edilver FAU 20119205949 hard Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO Ubicación: ELECTROSUR S.A. Fecha: 09/09/2023 07:52:07
2	169024	ALPERIMETRO (ELECTROMAGNETICO)	SM	SN	SN	01.06.1989	MALO	ALMACÉN VIVANI	DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN



Firmado Digitalmente por: CAHUANA CONDORI Edilver
FAU 20119205949 hard
Razón: SOY AUTOR DEL DOCUMENTO
Ubicación: ELECTROSUR S.A.
Fecha: 11/12/2024 14:01:08

"DECENIO DE IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"

AÑO DEL BICENTENARIO, DE LA CONSOLIDACIÓN DE NUESTRA INDEPENDENCIA, Y DE LA CONMEMORACIÓN DE LAS HEROICAS BATALLAS DE JUNÍN Y AYACUCHO"

Tacna, 11 de diciembre de 2024

GTO-0767-2024

Expediente: 20240300012696

Para

:

VICTOR IDME MACHACA
GERENTE TECNICO

De

:

EDILVER CAHUANA CONDORI
JEFE DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

Asunto

:

SOLICITO BAJA DE BIENES DEL DPTO DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

Referencia

:

C-011-2022-0019-2024,

Mediante el presente informo a usted que, se realizó la entrega de los bienes que se describen en la relación adjunta, al Dpto. de Activo Fijo para su custodia y tramite de baja, según evaluación siguiente:

1. Bienes Eléctricos (ver anexo adjunto)

Evaluación técnica: Según inventario remitido el bien se encuentra en **estado "malo"**, por lo que corresponde dar de baja ante el Comité de Activos.

En este sentido, solicito su opinión favorable a fin de continuar con el trámite de baja respectivo ante el Comité de Activos de nuestra empresa.

Sin otro en particular, quedo de usted.

Atentamente,

EDILVER CAHUANA CONDORI
JEFE DE OPERACIONES Y TRANSMISIÓN

ECC
Cc: Archivo

Dichos tramites de Baja de los 02 transformadores se comunicarán a la División de Supervisión de Electricidad (DSE) para su firma del acta respectiva de Baja.

Análisis de Osinergmin

Respecto al transformador de la SET Moquegua, en el Anexo 2 de su levantamiento de observaciones se encuentra la carta GE-0750-2024, enviada por ELECTROSUR a DSE, en la cual se indica que no se tiene la ubicación de los transformadores actualmente remunerados en la SET Parque Industrial (AD13) y la SET Moquegua (AD12). Por lo cual se infiere que estas instalaciones no son parte de los activos de ELECTROSUR.

Fijación de Peajes para los SST y SCT (periodo mayo 2025 - abril 2029)

Página 132 de 529

Sin embargo, de la revisión realizada por Osinergmin, se verifica que para el desarrollo del Plan de Inversiones 2013-2017, en el archivo “00-Informacion General_A13.xls” adjunto a la carta GP-997-2011 donde ELECTROSUR envía su propuesta al Plan de Inversiones, ELECTROSUR reportó dos (02) transformadores en la SET Parque Industrial (AD13):

Código	Nombre de la subestación	Puesta en servicio	Propietario	Regulación de Tensión	MD	fu.	Tensión nominal (kV)			Potencia nominal (MVA)			TCC	Año de
		Año					P	S	T	P	S	T		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
SET02	PARQUE INDUSTRIAL	2003	ELS	A	11.97	92.08	66	10.5		10	13		8.00	2003
SET02	PARQUE INDUSTRIAL		ELS	M			66	10.5		6			7.52	1965

- El primero de 15 MVA que actualmente, según lo indicado el Plan de Inversiones, debería encontrarse operando en la SET Yarada.
- El segundo transformador corresponde a un transformador de 6 MVA del año 1966 (consignado por error como 15 MVA), el cual correspondería evaluar su Baja en el siguiente Plan de Inversiones. A continuación, se muestra los datos de placa de este segundo transformador obtenidos en la visita de campo realizado por Osinergmin.



Por otro lado, respecto al transformador de la SET Moquegua, no se encuentra una trazabilidad que permita evidenciar que haya existido este transformador. Por lo cual se infiere que este transformador no es parte de los activos de ELECTROSUR.

En consecuencia, corresponde retirar el transformador de reserva de la SET Moquegua (AD12) de la lista de instalaciones SST y proceder con el recálculo de las

alícuotas. Sin embargo, el transformador de la SET Parque Industrial (AD13) se mantiene como parte del SST.

Por otro lado, en relación a los transformadores que deberían estar ubicados en la SET Ilo y que, según ELECTROSUR, se encuentran en mal estado, es responsabilidad de ELECTROSUR solicitar su reemplazo o Baja operativa, permitiendo así a Osinergmin evaluar dichas solicitudes.

En este sentido, corresponde a ELECTROSUR llevar a cabo los trámites necesarios para dar de Baja estas instalaciones, a fin de que sean descontadas de la lista de instalaciones SST. Cabe señalar que actualmente la demanda continúa remunerando estos transformadores, los cuales deberían estar en condiciones operativas en la SET Ilo.

Por último, si bien ELECTROSUR ha respondido a las observaciones realizadas respecto a sus transformadores, el retiro de operación y su exclusión de la lista de Elementos del SST deben efectuarse conforme a la normativa vigente.

Conclusión

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

24. Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTROSUR ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROSUR debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Por otro lado, se observa que no se consigna de manera correcta los valores de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22. Asimismo, no se presenta la información total de los indicadores desde el periodo Mar-21 hasta Ago-24. Al respecto, ELECTROSUR deberá revisar, actualizar y/o corregir en donde corresponda

Respuesta

Se procedió a actualizar los indicadores económicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA con fecha noviembre 2024, aunque se entiende que son valores preliminares, puesto que según la NORMA TARIFAS los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025. Asimismo, se corrige los valores de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12" se verifica que solo se ha completado la información de algunos meses, lo que resulta en indicadores macroeconómicos incompletos. Además, de para noviembre 2024 ELECTROSUR ha considerado índices macroeconómicos distintos a los publicados para los meses diciembre 2021, diciembre 2022 y noviembre 2024.

Conclusión

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

25. Altas y Bajas de Instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, para los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) contar con sus respectivas Actas de Alta y Baja en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer qué Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas:

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
1	Celda 138 kV – TR, SET AT/MT "Ilo"	SET AT/MT "Ilo"	CE-138COCIESBTR	Celda de Transformador	2023

Al respecto, se solicita que ELECTROSUR indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para qué fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar que, es responsabilidad de las empresas Titulares de los SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

Con respecto a la Celda de transformador en 138 kV en SET Ilo para el año 2024 no se ha puesto en servicio el Elemento indicado toda vez que ha quedado desierto el proceso para otra convocatoria y por otro lado se publicó el proceso AS-073-2024-ES primera convocatoria (desierta de la LP_004-2024) cuya buena Pro está para los primera quincena de Enero del 2025 y por tener un plazo de implementación de 300 d/c (casi 10 meses) su implementación en puesta en servicio se dará a fines del año 2025 teniendo en cuenta la firma del Contrato.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTROSUR, se verifica la remisión del estado de ejecución de Altas y Bajas de los Elementos del PI 2021-2025, como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTROSUR ha cumplido con informar sobre el estado de avance en la suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Es importante considerar que, para el cálculo del CMA solo se incluirán aquellos

Elementos cuyas Actas estén suscritas en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Respecto al Área de Demanda 13

Sobre la Presentación del Informe

26. Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELECTROSUR se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELECTROSUR debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se confirma que los archivos electrónicos presentados cumplen con los formatos compatibles establecidos en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Respecto al archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls" y los datos del Formato F-502, no se considera necesario vincular los datos de esta hoja, ya que los valores registrados son obtenidos directamente del cálculo de la demanda, el cual ha sido previamente presentado y sustentado. Por lo tanto, se garantiza que la información cumple con los criterios de trazabilidad requeridos.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR persiste la observación de que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls" contiene datos no vinculados. Además, se observa que los valores en dicho archivo no son los mismos que los presentados en el formato F-502 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm".

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

27. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTROSUR el total de energía del año 2022 asciende a 329 514 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 332 180 MWh.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTROSUR debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha cumplido con lo indicado en la NORMA TARIFAS respecto al formato F-501 Registros mensuales de energía del año representativo, donde se indica lo siguiente: "En este Formato se consignan los valores de energía total (Regulados y Libres) de cada uno de los doce meses del Año Representativo, desagregados por sistema eléctrico, nivel de tensión y por Área de Demanda. Se expresa en MWh con dos decimales. Los valores de energía en MT deben incluir las pérdidas estándares de distribución, con respecto a las ventas de energía en MT y BT." Efectivamente se aprecia diferencias menores entre los valores de la propuesta inicial de Peajes de ELECTROSUR y la demanda del año representativo (2022) del Plan de inversiones, sin embargo en la ruta siguiente se encuentra los archivos que sustentan la demanda del formato F-501 de nuestra propuesta, que incluyen la base utilizada extraída del SICOM 2022 publicada en la página web de Osinergmin; Anexo_1/Sustento_Demanda_F_501, por tanto consideramos que nuestra información es coincidente con la base del SICOM 2022.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, se verifica que, para el desglose de la demanda a registros mensuales en el archivo "Demanda_Area_13.xlsx", no ha considerado la base de datos del SICLI del año 2022 para fines de la demanda de usuarios libres. Además, se observa que la demanda del año representativo 2022 por sistema eléctrico y a nivel de Área de Demanda no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

28. Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls", se observa que ELECTROSUR ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que ELECTROSUR presente tales factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Los valores consignados en el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_2025 2029-AD13.xls" corresponden a los resultados obtenidos a partir del cálculo de la demanda, previamente presentado y sustentado, por lo que no se considera necesario vincular dichos datos.

En cuanto a las diferencias observadas entre los valores mensuales de los factores estacionales de energía en el Formato F-502 y el archivo "05-Tarifas Rev_2025_2029_13.xlsm", se confirma que dichas discrepancias han sido revisadas, y los valores ajustados serán presentados conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, detallando los factores por sistema eléctrico y nivel de tensión.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se verifica que no ha realizado la corrección señalada en la respuesta a esta observación. Además, los valores del formato F-502 son diferentes entre los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" y "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls".

Conclusión

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

29. Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" de la Propuesta de ELECTROSUR, se observa que en la columna "E" se presentan referencias a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 que no corresponde considerar. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

De acuerdo con la observación, se eliminan valores referidos a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas Rev_2025_2029_13.xlsm" de la Propuesta de ELECTROSUR.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, persiste la observación que se presentan referencias a los años 2021, 2022, 2023 y 2024 que no corresponde considerar.

Conclusión

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

30. Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de los archivos de cálculo presentados de la Propuesta de ELECTROSUR, se observa que no se presenta el sustento de la calificación de la demanda según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, es necesario que ELECTROSUR presente el sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados, para luego trasladar las correcciones efectuadas al archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" y al archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Los valores consignados en hoja de cálculo "Aux-F119", van vinculados al formato F-503 Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029), Osinerghmin no ha observado nuestro formato F-503, por ende, se entiende que la calificación de la demanda según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT de la hoja de cálculo "Aux F119" están correctas.

Análisis de Osinerghmin

ELECTROSUR no ha presentado su Propuesta debidamente sustentada y con el detalle de la calificación de la demanda para cada barra del Área de Demanda 13.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias

31. Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls", se tiene las siguientes observaciones:

- En la hoja "Proy_Dem" se observa que los valores de demanda presentados no corresponden a la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, se debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Al respecto, es necesario que ELECTROSUR presente el sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados, para luego trasladar las correcciones efectuadas al archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se confirma que los valores de demanda utilizados en la hoja "Proy_Dem" del archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls" han sido revisados y corresponden a los criterios técnicos aplicados por ELECTROSUR. Estos valores se derivan del análisis propio de la demanda proyectada, sustentados en información confiable y pertinente al procedimiento.

Por lo tanto, no se consideran necesarias correcciones adicionales, ya que los valores utilizados cumplen con los lineamientos establecidos en la NORMA TARIFAS y reflejan adecuadamente las condiciones del PI 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR persiste la observación de que los valores de demanda presentados en la hoja "Proy_Dem" no coinciden con los del PI 2025-2029.

De otro lado, ELECTROSUR señala haber considerado "criterios técnicos" derivados del análisis de la demanda proyectada; sin embargo, dichos criterios no han sido desarrollados ni detallados.

Conclusión

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

32. Sobre el Formato F-505

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls", en el Formato F-505 celda "P19" se observa se ha obtenido como resultado para el sistema eléctrico "Tarata" un factor de carga de 1,23 lo cual es incorrecto. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se corregido el valor consignado en la celda "P19" del Formato F-505 del archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls", correspondiente al factor de carga "=1" para el sistema eléctrico "Tarata". Este resultado ha sido obtenido a partir de los cálculos realizados conforme a los criterios técnicos y metodológicos establecidos en la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, no es necesario realizar correcciones adicionales.

Análisis de Osinerghmin

ELECTROSUR, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado un valor de "1" ingresado de forma manual como factor de carga en la celda "P19" del Formato F-505, en incumplimiento de la metodología establecida en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

33. Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD13.pfd" presentado por ELECTROSUR en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se observa que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029. Por ejemplo, las cargas "lod tacna011a", "lod tacna011b", "lod tara10", "lod viñan011", "lod yarad11a", "lod yarad23", entre otros, no

coinciden con las demandas de los Formatos F-121 y F-122. Al respecto, es necesario que ELECTROSUR corrija donde corresponda.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se confirma que el archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD13.pfd" presentado por ELECTROSUR en su propuesta ha sido revisado, y los criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia" corresponden a los cálculos realizados por ELECTROSUR, basados en los análisis propios del procedimiento regulatorio.

Las diferencias señaladas en las cargas mencionadas ("lod tacna011a", "lod tacna011b", "lod tara10", "lod viñan011", "lod yarad11a", "lod yarad23") responden a particularidades específicas del sistema eléctrico de ELECTROSUR y a la metodología aplicada en el estudio. Por lo tanto, no se consideran necesarias correcciones, dado que los datos son consistentes con la información sustentada y presentada por la empresa.

Análisis de Osinergmin

De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de flujo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD13" de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, se verifica que los valores de demanda correspondientes a los escenarios de "Máxima Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) y "Máxima Demanda Coincidente Nivel SEIN" (F-122) son iguales a los presentados en su PROPUESTA INICIAL. Esto indica que la demanda no contiene los mismos criterios y valores de Demanda (Distribución de Carga) que fueron considerados y aprobados en el PI 2025-2029.

Cabe precisar que, según la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, para este proceso regulatorio, se debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) junto con los criterios de demanda "Distribución de carga" que sustentan la aprobación del PI 2025-2029, sin efectuar actualizaciones a dicho modelamiento, conforme a lo establecido en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

34. Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls" presentado por ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas" no se ha considerado las pérdidas de Elementos aprobados del PI 2025-2029, tales como, los Elementos "3-Winding Transformer(5)" (SET Hospicio 66/22,9/10 kV) y "Line(5)" (LT 66 kV Viñani - Hospicio). Al respecto,

ELECTROSUR debe considerar las pérdidas de la totalidad de los Elementos aprobados del PI 2025-2029.

- En las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo" se consigna por duplicado las pérdidas del Elemento "tr3 Viñani" para los años 2025, 2026, 2027 y 2028. En ese sentido, se solicita revisar lo indicado y eliminar los registros repetidos.
- En las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo" el Elemento "tr2 Challahuaya" se ha considerado en el nivel de tensión "AT/AT" para los años 2026, 2027, 2028 y 2029. Al respecto, dado que es un transformador de 33/10 kV le corresponde el nivel de tensión "AT/MT".
- En las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas" se ha considerado las pérdidas del Elemento "L-6620" (LT 66 kV Aricota 2 - Tomasiri). Al respecto, ELECTROSUR debe corregir donde corresponda, de manera que únicamente considere las pérdidas de los Elementos de transmisión del tipo SST y SCT.
- En las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas" se consigna por duplicado las pérdidas del Elemento "L-6667" para los años del 2025 al 2029. En ese sentido, se solicita revisar lo indicado y eliminar los registros repetidos.
- En relación con las inyecciones de generación de la hoja "Pot_Coinc_SEIN", no se presenta el sustento de los valores considerados. En ese sentido, ELECTROSUR debe verificar y sustentar los valores de inyecciones, según el actual sistema eléctrico, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS. La información de sustento debe considerar la trazabilidad de los cálculos diferenciados por central.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el archivo "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13.xls" con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se confirma que el archivo "F_500_FactPerd_2025-2029-AD13.xls" ha sido revisado y actualizado de acuerdo con las observaciones indicadas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se tienen los siguientes análisis:

- a) De la revisión al archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd__2025-2029-AD13" remitido por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se identifica que no ha realizado ninguna actualización y/o corrección respecto a las observaciones realizadas. En ese sentido, el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias no ha sido desarrollado considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.
- b) Con relación a la observación sobre el sustento de las inyecciones de generación de la hoja "Pot_Coinc_SEIN", ELECTROSUR no adjunta sustento alguno respecto a las inyecciones propuestas para las centrales C.H. Aricota I y C.H. Aricota II, ya que sólo se ha limitado a replicar los valores considerados para la fijación anterior correspondiente al periodo 2021-2025; por lo tanto, la observación realizada al respecto, no se encuentra absuelta.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

35. Sobre el CMA de los SST

En la de la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13.xlsm" presentado por ELECTROSUR, se tiene las siguientes observaciones:

- Se considera para ELECTROSUR 69 Elementos, lo cual difiere de la cantidad de Elementos del SST de la última liquidación del año 2024 en la que se registraban 71 Elementos (según archivos de cálculo que sustentan la Resolución N° 109-2024-OS/CD). De la revisión efectuada, se verifica que no se está considerando los Elementos "L-6677 TACNA - PARQUE INDUSTRIAL" y "TATI" (de la SET Tacna Ciudad). Por lo tanto, ELECTROSUR debe indicar las razones por las que no está considerando dichos Elementos como parte de la lista de instalaciones del SST.

Por tanto, ELECTROSUR debe presentar el sustento correspondiente para los casos observados, a fin de realizar la actualización correspondiente de los Elementos del SST.

Respuesta

Los motivos que sustentan no considerar a los Elementos "L-6677 TACNA - PARQUE INDUSTRIAL" y "TATI" (de la SET Tacna Ciudad) se encuentra en el numeral 4.2 Instalaciones que ya no forman parte del SST vigente, que no deben ser remuneradas y que cuentan con documentación de sustento, de nuestro informe de peajes y los documentos correspondientes de no inclusión se aprecian en el Anexo 2 de nuestra propuesta definitiva.

Análisis de Osinergmin

En el Anexo 2 de sus archivos de sustento, se verifica que ELECTROSUR ha enviado las Actas N° ARDO 041-2023-ELECTROSUR y N° AVB-001-2021-ELECTROSUR, correspondientes a la Baja de los Elementos "L-6677 TACNA - PARQUE INDUSTRIAL" y "TATI" (de la SET Tacna Ciudad), los cuales fueron retirados de la lista de instalaciones SST.

Sin embargo, la eliminación de estas instalaciones de dicha lista no es procedente, ya que en el mismo archivo de cálculo se está descontando el CMA del peso de estas instalaciones. Por lo tanto, estas instalaciones se deben estar considerando en la lista de instalaciones SST, eliminándole los pesos correspondientes a su retiro.

Por otro lado, según la respuesta a la observación 23, ELECTROSUR indica que no ha podido ubicar el transformador de la SET Parque Industrial. Sin embargo, del análisis desarrollado por Osinergmin (Ver análisis de Osinergmin a la observación 23), se verifica que dicho transformador fue reportado por el mismo ELECTROSUR para la elaboración del Plan 2013-2017, en consecuencia, no corresponde su retiro de la instalación del SST.

Conclusión

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

36. Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMASSTD y CMASCTD deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTROSUR ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROSUR debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Por otro lado, se observa que no se consigna de manera correcta los valores de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22. Asimismo, no se presenta la información total de los indicadores desde el periodo Mar-21 hasta Ago-24. Al respecto, ELECTROSUR deberá revisar, actualizar y/o corregir en donde corresponda.

Respuesta

Se procedió a actualizar los indicadores económicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA con fecha noviembre 2024, aunque se entiende que son valores preliminares, puesto que según la NORMA Tarifas los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025. Asimismo, se corrige los valores de los indicadores Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) para el mes de Dic-22.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_13" se verifica que solo se ha completado la información de algunos meses, lo que resulta en indicadores macroeconómicos incompletos. Además, de para noviembre 2024 ELECTROSUR ha considerado índices macroeconómicos distintos a los publicados para los meses diciembre 2021, diciembre 2022 y noviembre 2024.

Conclusión

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

37. Altas y Bajas de Instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, para los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) contar con sus respectivas Actas de Alta y Baja en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer qué Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas:

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
7	TP 66/23/10,5kV - 25MVA, SET AT/MT "Yarada"	SET AT/MT "Yarada"	TP-060MTMT-025COE	Transformador de Potencia	2023
7	Celda de TP en 22,9kV, SET AT/MT "Yarada"	SET AT/MT "Yarada"	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2023
7	Celda de MD en 22,9kV, SET AT/MT "Yarada"	SET AT/MT "Yarada"	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2023
7	Celda de AL en 22,9kV, SET AT/MT "Yarada"	SET AT/MT "Yarada"	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023

Elementos con Bajas aprobadas:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
1 Celda 33 kV en SET Caserio Aricota	SET Caserio Aricota	13	2022
Transformador 33/10 kV - 0,64 MVA en SET Caserio Aricota	SET Caserio Aricota	13	2022
Transformador 33/10 kV - 0,8 MVA en SET Tarata	SET Tarata	13	2022
LT 66 kV Deriv. Zofra - Yarada	Línea	13	2023
LT 33 kV Caserio Aricota - Challaguaya	Línea	13	2023
LT 33 kV Challaguaya - Tarata	Línea	13	2023

Al respecto, se solicita que ELECTROSUR indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para qué fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar que, es responsabilidad de las empresas Titulares de los SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas - suscritas - en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En cuanto a los 4 Elementos del proyecto ampliación SET Yarada se indica que al 2024 no se cumplirá con implementar dichos Elementos por estar a la fecha en estudio de pre inversión y por otro lado en vista que falta en tener el estudio definitivo y efectuar el proceso de implementación de los Elementos (aprox. 12 meses), dichos Elementos deben estar implementados para el II semestre del año 2026.

Según el Informe N° 568-2022-GRT de la Resolución N° 185-2022- OS/CD, se aprecia en la página 50 que los Elementos: 1 Celda 33 kV en SET Caserio Aricota, Transformador 33/10 kV - 0,64 MVA en SET Caserio Aricota y Transformador 33/10 kV - 0,8 MVA en SET Tarata, se retiran del cuadro de programación de Bajas del PI 2021-2025 en el Área de Demanda 13.

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por ELECTROSUR, se verifica la remisión del estado de ejecución de Altas y Bajas de los Elementos del PI 2021-2025, como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTROSUR ha cumplido con informar sobre el estado de avance en la suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Es importante considerar que, para el cálculo del CMA solo se incluirán aquellos Elementos cuyas Actas estén suscritas en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**38. Reformulación de la Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 9, 12 y 13.

Se requiere, por lo tanto, que ELECTROSUR presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Se presenta la versión final de la propuesta con las correcciones y aclaraciones correspondientes con los sustentos técnicos requeridos según la Normatividad vigente.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTROPERÚ

Observaciones Generales

1. Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELECTROPERÚ debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Para la desagregación de la demanda anual proyectada a demandas mensuales, se utilizó como referencia los registros de demanda mensuales registrados del año 2023, los cuales figuran en los formatos F-501; dicha información fue utilizada debido a que es la mejor información al momento de elaborar la Propuesta. Ahora bien, en la observación se señala debe utilizarse como referencia a los registros de demanda mensuales registrados en el año 2022, por lo cual se ha procedido a actualizar la Propuesta en dicha manera considerando para ello la información disponible en la web de OSINERGMIN en lo referente a las propuestas presentadas por las Distribuidoras.

Análisis de Osinerghmin

En los archivos "F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx" y "F-ELP-AD05-2025_r1.xlsx" remitidos por ELECTROPERÚ en respuesta a la absolución de sus observaciones, se observa que los valores de demanda consignados en la hoja de "Registros Mensuales de Energía del año representativo (2022)" del formato F-501, siguen sin coincidir con los del PI 2025-2029.

De otro lado, ELECTROPERÚ indica que en su PROPUESTA FINAL ha empleado las propuestas iniciales de las empresas ENOSA y ELECTROCENTRO para las Áreas de Demanda 1 y 5, respectivamente, que están publicadas en el portal web de Osinerghmin, como fuente de información. Sin embargo, la información de demanda de esas dos empresas fue observada por Osinerghmin; así que, los valores de demanda presentados por ELECTROPERÚ en esta etapa no corresponden con los del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2. Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELECTROPERÚ revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En las Observaciones Específicas se mencionan los siguientes temas al respecto:

- a) Se señala que para el cálculo de pérdidas de potencia y energía se debe desgregar la demanda proyectada DMAT en niveles DMAT A, DMAT B, así como DAT en niveles DAT A y DAT B.

Al respecto debemos mencionar que se ha utilizado la información disponible en la web de OSINERGMIN, a través de los Formatos F115, F121 y F122 del Plan de Inversiones 2025-2029 (archivos F-100_AD01_PI 25-29.xlsx y F-100_AD05_PI 25 29.xlsx) y en los cuales no se muestra la demanda desgregada en dichos niveles, es recién con las publicaciones en la web de OSINERGMIN respecto a las Tarifas y Compensaciones 2025-2029 propuestas por las Distribuidoras que es posible identificarlas; dicho esto, sugerimos que los Planes de Inversión que se publiquen dispongan de dicho detalle a fin de evitar inconvenientes.

- b) Se señala que las pérdidas de transformación deben desgregarse en pérdidas fijas y variables.

Al respecto, debemos mencionar que para determinar las pérdidas por niveles de tensión se utilizan las pérdidas totales de transformación, por lo que el considerar de esta manera no afectan a los resultados.

- c) Se señala que no se presenta las hojas "Pot_max_Sist", "Pot_Coinc_SEIN", "Proy_Dem", "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_linea", "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas" y "AreaSistElect", en las cuales se debe consignar las potencias y energías por sistema eléctrico y pérdidas del flujo de potencia, según la calificación establecida en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, debemos mencionar que las hojas aludidas no figuran en los Formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, por lo que no es obligación su presentación; sin embargo, debemos mencionar que la información a la que aluden se puede encontrar en las hojas Aux_F-121, Aux_F-122, Aux_F115 y Perdidas, las mismas que contienen información disponible en el Plan de Inversiones 2025-2029.

- d) Factores de carga por sectores.

Se señala que para determinar las pérdidas de energía no se han utilizado los factores de carga sectorizados por sistema eléctrico y niveles de tensión.

Al respecto debemos mencionar que los factores de carga no se encuentra disponibles con dicho detalle en el Plan de Inversiones 2025-2029 (archivos F-100_AD01_PI 25 29.xlsx y F-100_AD05_PI 25-29.xlsx), por lo que se utilizó la mejor información; es recién con las publicaciones en la web de OSINERGMIN respecto a las Tarifas y Compensaciones 2025-2029 propuestas por las Distribuidoras que es posible identificarlas; dicho esto, sugerimos que los Planes de Inversión que se publiquen dispongan de dicho detalle a fin de evitar inconvenientes.

- e) Incluir inyecciones de potencia y energía por parte de la generación local

Se señala que para determinar las pérdidas de potencia y energía no se ha considerado las inyecciones por parte de la generación local.

Al respecto debemos mencionar que dicha información no se encuentra disponible en el Plan de Inversiones 2025-2029 (archivo F-100_AD01_PI 25-29.xlsx y archivo F 100_AD05_PI 25-29.xlsx), es recién con las publicaciones en la web de OSINERGMIN respecto a las Tarifas y Compensaciones 2025-2029 propuestas por las Distribuidoras que es posible identificarlas; dicho esto, sugerimos que los

Planes de Inversión que se publiquen dispongan de dicho detalle a fin de evitar inconvenientes.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, se realizaron los ajustes indicados en la Propuesta actualizada.

A modo de recomendación, sugerimos que OSINERGMIN modifique la normativa necesaria para realizar las mejoras en el uso de recursos y procesos, considerando que sea una entidad idónea, tal como OSINERGMIN, COES o las Distribuidoras del Área de Demanda los que realicen el cálculo de los Factores de Pérdidas de manera centralizada, debido a que cuentan con el mayor acceso y conocimiento de las características de la demanda, generación local, redes de transmisión y operación particular.

Análisis de Osinergmin

Las respuestas recibidas por ELECTROPERU como parte de su PROPUESTA FINAL son analizadas a continuación:

- a) Señala que en los formatos F-100 del PI 2025-2029 no se muestra la demanda desagregada en niveles como DMAT A, DMAT B, DAT A y DAT B. Al respecto, los criterios a tomarse en cuenta para ello se encuentran establecidos en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- b) En relación a la distinción de las pérdidas totales de los Transformadores de Potencia en pérdidas fijas y pérdidas variables, se ha verificado, mediante la revisión de los archivos de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F-ELP-AD01-2025-FPMed_r1" y "F-ELP-AD05-2025-FPMed_r1" para las Áreas de Demanda 1 y 5 respectivamente, que dicha diferenciación está siendo considerada.
- c) Las hojas de cálculo "Pot_max_Sist", "Pot_Coinc_SEIN", "Proy_Dem" son requeridas con el fin de obtener el factor de carga anual del periodo tarifario, que posteriormente es utilizado para el cálculo de las pérdidas de energía de cada sistema eléctrico. Por tanto, de la revisión del cálculo presentado por ELECTROPERÚ se observa que no cumple con lo establecido en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS.

En relación a las hojas "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas" y "AreaSistElect" que contienen los valores de pérdidas de los Elementos de transmisión para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122), así como el detalle de los Sistemas Eléctricos y las Áreas de Demanda correspondientes, se ha verificado que dicha información se ha incluido en las hojas "PerdidasSistema", "PerdidasSEIN" y "Sistema" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias presentado por ELECTROPERÚ.

- d) Sobre los factores de carga por sistema eléctrico, señala que no se encuentran disponibles en los Formatos F-100 del PI 2025-2029. Al respecto, los criterios a tomarse en cuenta para su determinación se encuentran establecidos en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS.
- e) Con relación a la observación sobre las inyecciones de las centrales de generación, ver respuesta correspondiente a la observación 8 para el Área de Demanda 1 y ver respuesta correspondiente a la observación 17 para el Área de

Demanda 5. Adicionalmente, de la revisión se verifica que, en la hoja "F-506" se está incluyendo valores de inyecciones, sin embargo, estos no presentan ningún sustento.

En relación al comentario de ELECTROPERÚ respecto a modificar la normativa de manera que sea una entidad como OSINERGMIN, COES o las Distribuidoras del Área de Demanda los que realicen el cálculo de los Factores de Pérdidas de manera centralizada, se debe señalar que, el presente proceso regulatorio corresponde a la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, aspecto que debe ser realizado sobre la base de los criterios y metodologías establecidas en la NORMA TARIFAS. Al respecto, cabe indicar que ELECTROPERÚ es Titular de Transmisión de las Áreas de Demanda 1 y 5 (Resolución N° 081-2021-OS/CD) y en el marco de lo previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, en la NORMA TARIFAS, aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD y en la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD; se encuentra en la obligación de presentar su estudio tarifario completo para cada Área de Demanda de su titularidad. Un mayor aspecto se desarrolla en el informe legal que acompaña al presente informe.

Conclusión

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

3. Observación

Sobre los indicadores macroeconómicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes y compensaciones son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

Considerando que los indicadores finales deben corresponder al 31 de marzo de 2025, fecha de la regulación, se debe entender que toda Propuesta es preliminar en tanto que no se tienen los valores de dicha fecha futura. En el presente caso, efectivamente ELECTROPERU realizó una propuesta de Tarifas y Compensaciones considerando la mejor información disponible al momento de realizarla.

Ahora bien, se volverá a presentar la Propuesta actualizada considerando la información disponible de indicadores publicados más recientes, manteniendo el carácter de preliminar; sin embargo, resaltamos que, conforme al cronograma establecido para la fijación de tarifas y compensaciones, deberá ser OSINERGMIN quien deba finalmente actualizar los valores de indicadores para la fecha de la regulación.

Adicionalmente, en las Observaciones Específicas se señala que no se ha incluido indicadores completos del año 2020. Al respecto, debemos mencionar que dicha información histórica se muestra sólo de manera referencial debido a que no es utilizada para los cálculos, por lo que no es obligación incluirlas. Asimismo, dicha información histórica mostrada fue obtenida a partir de la información que figura en

la web de OSINERGMIN¹, debiéndose resaltar que no hay información de los meses abril a junio del 2020.

Análisis de Osinergmin

En las hojas “Indicadores” de los archivos “F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx.xlsx” y “F-ELP-AD05-2025_r1.xlsx” se verifica que ELECTROPERU ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Sin perjuicio de lo señalado, y conforme indica ELECTROPERÚ, esta información deberá ser actualizada por Osinergmin en marzo de 2025 para la etapa de publicación.

Conclusión

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

4. Observación

Es necesario que ELECTROPERU presente el archivo de Flujo de Potencia completo que sustente su Propuesta incluyendo los casos de estudios o escenarios para el análisis eléctrico de la “Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” y conteniendo las instalaciones modeladas por Osinergmin en el mencionado Plan de Inversiones, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El Estudio presentó cálculos de Factores de Pérdidas Medias considerando la mejor información disponible. Dicha información correspondió a los flujos de carga que OSINERGMIN publicó respecto al Plan de Inversiones 2025-2029.

Al respecto debemos mencionar que en dichas publicaciones sólo se encuentran disponibles los flujos de carga para la máxima demanda de cada área de demanda (Formato F-121), no estando disponibles los flujos de carga para la máxima demanda coincidente del SEIN (con demanda del formato F-122). En virtud de lo mencionado, se actualizará el formato F-504 de nuestra Propuesta, utilizando la mejor información disponible que se encuentre publicada en la página web de OSINERGMIN respecto a Tarifas y Compensaciones 2025-2029.

Asimismo, consideramos que al requerirse un flujo de potencia para la máxima demanda coincidente del SEIN, es decir con un despacho económico de generación centralizado que considere la coordinación de mantenimientos del parque generador y redes de transmisión, equipos de regulación de tensión, además de toda la información detallada de redes y cargas a nivel de distribución; lo más idóneo es que dicho flujo de potencia debe realizarlo de manera centralizada una entidad idónea tal como OSINERGMIN o COES, más no cada Agente que realiza un Estudio de Tarifas y Compensaciones, como por ejemplo ELECTROPERU S.A. que cuenta en el área de demanda 05 con sólo con una celda a nivel de 220 kV. En virtud de lo expuesto, recomendamos a OSINERGMIN modificar la normativa que corresponda, para mejorar y optimizar el uso de recursos y procesos involucrados.

Análisis de Osinergmin

Es importante señalar que, en el archivo de Flujo de Potencia correspondiente al PI 2025-2029, para todas las Áreas de Demanda, únicamente se incluyen los casos de estudio correspondientes al escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) en el análisis eléctrico. Sin embargo, dentro de los cálculos publicados, se proporcionan los Formatos de Demanda "F-100", los cuales contienen información suficiente para obtener los casos de estudio del escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122). Esto permite calcular las pérdidas totales de potencia de cada Sistema Eléctrico para cada año del período tarifario, en cumplimiento de lo establecido en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, cada empresa es responsable de emplear toda la información disponible para presentar una propuesta completa y adecuada.

Adicionalmente, de la revisión a los archivos de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01-Perdidas-vf" y "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD05_PERD" correspondientes a las Áreas de Demanda 1 y 5, respectivamente, presentados por ELECTROPERÚ en su Propuesta Final, se ha verificado que los casos de estudio para el escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" han sido completados. No obstante, se han identificado inconsistencias en algunas cargas respecto a la Demanda aprobada en el Formato "F-122".

Por otro lado, respecto al comentario referido a modificar la normativa de modo que el flujo de potencia sea realizado de manera centralizada por una entidad como OSINERGMIN o COES y no cada Agente que realiza un Estudio de Tarifas y Compensaciones, como por ejemplo ELECTROPERÚ que cuenta en el Área de Demanda 5 con sólo con una celda a nivel de 220 kV, se debe señalar que, ELECTROPERÚ es Titular de Transmisión de las Áreas de Demanda 1 y 5 (Resolución N° 081-2021-OS/CD) y en el marco de lo previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, en la NORMA TARIFAS, aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD y en la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD; se encuentra en la obligación de presentar su estudio tarifario completo para cada Área de Demanda de su titularidad.

Conclusión

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

5. Observación

La Propuesta de ELECTROPERU no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustenta la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que no permite realizar la trazabilidad de estos. Al respecto, ELECTROPERU debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

Los archivos presentados en formato Excel si se encuentran vinculados. Ahora bien, se han presentado algunas hojas que al ser información extraída del PI 2025-2029 ha tenido que ser presentada en valores.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROPERÚ se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, la hoja "Aux_F-502" del archivo "F-ELP-AD01-

2025-FPMed_r1.xlsx" contiene datos no vinculados. Además, se observa que dichos valores no son los mismos que los valores presentados en el Formato "F-502" del archivo "F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx".

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Respecto al Área de Demanda 1

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

6. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "F-ELP-AD01-2025.xlsx" se verifica que los registros de Energía presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTROPERU el total de energía asciende a 2 400 933 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 2 324 604 MWh.

Al respecto, se observa que el sustento de los valores propuestos proviene del SICOM 2023, sin embargo, es preciso indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTROPERU debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuesta a la observación 1.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis realizado a la respuesta de la Observación 1.

Conclusión

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

7. Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "F-ELP-AD01-2025.xlsx", se observa que la demanda solo se está consignando en DMAT A, DAT A y DMT, incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELECTROPERU debe calificar las demandas correctamente en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT según corresponda.

Respuesta

Ver respuesta a) a la Observación 2. Cabe mencionar que para el cálculo del Peaje Unitario se utiliza la energía total del Área de Demanda, por lo que su disagregación no afecta en los cálculos.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTROPERÚ presenta la hoja "Aux-F119" con la calificación de la demanda en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT. Sin embargo, existen algunas inconsistencias en la calificación asignada, por ejemplo, ELECTROPERÚ ha calificado la demanda de la barra PARIÑAS-220 en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B. Asimismo, se observa que en las hojas "Aux_F-121" y "Aux_F-122" la barra MALACAS-33 ha sido calificada en DMT. Por otro lado, en la hoja "Aux_F-115" la misma barra ha sido calificada en DAT B.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

8. Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F-ELP-AD01-2025-FPMed.xlsx" presentado por ELECTROPERU, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROPERU se limita a presentar las demandas calificadas en función de los niveles de tensión MAT, AT y MT. No se presenta la demanda calificada según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B, DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- No se presenta las hojas "Pot_max_Sist", "Pot_Coinc_SEIN", "Proy_Dem", en las cuales se debe consignar las potencias y energías por sistema eléctrico según la calificación establecida en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- En el formato F-505 en la columna "BP", ELECTROPERU ha considerado un factor de carga de 0,515 obtenido en función del año 2022 y utilizado en el formato F-101 del PI 2025-2029, lo cual es incorrecto. Asimismo, ese factor, en el formato F-505 se repite para todos los sistemas eléctricos, cuando cada factor de carga debe calcularse en función de las energías y potencia de los años que conforman el periodo 2025-2029, y debe ser calculado por sistema eléctrico.
- En el formato F-506, para el cálculo de las Potencias Retiradas por sistema eléctrico, ELECTROPERU ha considerado la calificación de las demandas acumuladas según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B, DMT, incumpliendo lo establecido en el artículo 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELECTROPERU debe presentar el sustento de los criterios utilizados en los casos observados o, en su defecto, realizar las correcciones que correspondan a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuestas a), c) y d) a la Observación 2.

Análisis de Osinerghmin

- a) Ver análisis realizado a las respuestas de los literales a), c) y d) de la Observación 2.
- b) Con relación a la no presentación de la hoja "Pot_Coinc_SEIN", ELECTROPERÚ se ha limitado a indicar que no es obligación presentar dicha información; sin embargo, para los casos en donde existan inyecciones provenientes de plantas de generación aguas abajo, estas inyecciones se deben descontar para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, por lo tanto, al no presentar la información de las potencias inyectadas de manera detallada en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" para las centrales correspondientes, la verificación de su propuesta no resulta trazable. En ese sentido, la observación realizada al respecto no se encuentra absuelta.

Conclusión

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

9. Sobre el archivo de Flujo de Carga

ELECTROPERÚ en el archivo "CARTANA491-2024-CaOSINERGHMIN-RelaciAndedocumentosquesustentanelestudio_25092024185713", menciona que ha utilizado los archivos publicados en la página WEB de OSINERGHMIN que corresponden al PI 2025-2029; sin embargo, para obtener las pérdidas de los Elementos considerando la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" es necesario completar el mencionado Archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01 RR.pfd", agregando los casos de estudio o escenarios para el análisis eléctrico de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN", utilizando la demanda del Formato F-122 teniendo en cuenta que la red base cuente con todos los Elementos incluyendo las instalaciones modeladas del PI 2025-2029. En ese sentido, se verifica que el archivo de Flujo de Potencia que hace referencia ELECTROPERÚ como sustento a su Propuesta, está incompleto.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 4.

Análisis de Osinerghmin

Ver respuestas a la Observación 4.

Conclusión

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

10. Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

- En el archivo "CARTANA491-2024-CaOSINERGHMIN-F-ELP-AD01-2025-FPMed_25092024185840", hoja "F-505" se verifica que los valores de factor de

carga anual "f.c." toman el mismo valor de "0,515" para todos los sistemas eléctricos. Por lo que se requiere que ELECTROPERU revise y calcule el factor de carga anual conforme a lo indicado en el numeral 21.3. de la NORMA TARIFAS para cada Sistema Eléctrico del Área de Demanda I.

- Asimismo, el archivo "CARTANA491-2024-CaOSINERGMIN-F-ELP-AD01-2025-FPMed_25092024185840", hoja "Perdidas", los valores de pérdidas de los Elementos de transmisión no cuentan con sustento en el Archivo de Flujo de Potencia, para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN".
- Respecto a las pérdidas de los Transformadores de Potencia, se verifica que se está considerando directamente las pérdidas totales, sin diferenciar las "Pérdidas I^2R " y "Pérdidas Nucleo".
- De igual forma, se identifica que algunos Elementos de transmisión han sido asignados a Sistemas Eléctricos que no pertenecen. Por ejemplo, entre otros, la LT 60 kV Piura Oeste - Catacaos (LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO), en la hoja "Perdidas" ha sido asignada al Sistema Eléctrico Piura, SER Piura, Catacaos, cuando este Elemento pertenece al Sistema Bajo Piura.
- Asimismo, se verifica en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias, que no se está considerando las inyecciones de potencia y energía, conforme a lo indicado en el numeral 19.5 de los Criterios para el Cálculo de los FPMd de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuestas d) y e) a la Observación 2 y a la Observación 4.

Respecto a la asignación de pérdidas de la LT 60 kV Piura Oeste - Catacaos (LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO) ésta ha sido corregida en la Propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

Las respuestas recibidas por ELECTROPERÚ como parte de su PROPUESTA FINAL son analizadas a continuación:

- a) Ver respuesta d) a la Observación 2.
- b) En relación a los valores de pérdidas de los Elementos, para el escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122) - hoja "PerdidasSEIN", ELECTROPERÚ no especifica cuál de los escenarios, "2.SER-ConTallanca-SEIN" o "2.SER-SinTallanca-SEIN", está considerando para la obtención de las pérdidas en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias. Sin embargo, al comparar los resultados de ambos escenarios con los valores de pérdidas presentes en el archivo "F-ELP-AD01-2025-FPMed_r1", se ha identificado que los valores de pérdidas de algunos Elementos no son coherentes con ninguno de los escenarios descritos.
- c) Ver respuesta b) a la Observación 2.
- d) En relación a la asignación de los Elementos de transmisión a Sistemas Eléctricos que no pertenecen, se ha verificado que se ha corregido el Sistema Eléctrico asignado para el Elemento "LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO". Sin embargo, aún se identifican algunos Elementos de transmisión asignados a Sistemas Eléctricos que no pertenecen.
- e) Ver respuesta e) a la Observación 2 y b) a la Observación 8.

Conclusión

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

11. Sobre el Ingreso Tarifario

ELECTROPERU no ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía.

Al respecto, es necesario que ELECTROPERU presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Al respecto indicamos que, ELECTROPERU S.A. no cuenta con instalaciones SST o SCT que conecten directamente dos barras para las cuales se fijen Precios en Barra; por lo tanto, acorde a la definición del Ingreso Tarifario señalado en el numeral 22.1 de la NORMA TARIFAS, no corresponde Ingreso Tarifario alguno para alguna instalación del SST perteneciente a ELECTROPERU S.A. En virtud de ello, es que en el Estudio presentado no se incluyeron los cálculos de Ingresos Tarifarios conforme se señala en el numeral 5.11.4 de la NORMA TARIFAS, el cual señala que el Estudio debe determinar el Ingreso Tarifario cuando corresponda.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, el Ingreso Tarifario se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda que se encuentren conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra. En este sentido, las instalaciones de ELECTROPERU no se enmarcan en el criterio señalado.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización**12. Actualización del CMA SST**

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SSTD} deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTROPERU ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024.

Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROPERU debe efectuar la actualización de los CMA_{SSTD}, para tal efecto deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Por otro lado, se observa que para algunos meses del 2020 no se presenta información de los indicadores IPM, Cu y AI. Al respecto, ELECTROPERU debe revisar lo indicado y completar la información donde corresponda.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 3.

Análisis de Osinergmin

El análisis de esta observación se encuentra detallado en el Análisis de Osinergmin a la observación 3.

En las hojas "Indicadores" de los archivos "F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx" y "F-ELP-AD05-2025_r1.xlsx" se verifica que ELECTROPERU ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Sin perjuicio de lo señalado, y conforme indica ELECTROPERÚ, esta información deberá ser actualizada por Osinergmin en marzo de 2025 para la etapa de publicación. Sin embargo, en relación con la información de los indicadores IPM, Cu y AI no presentada en algunos meses de 2020, ELECTROPERÚ no ha completado los datos pendientes.

Conclusión

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

13. Sobre CMA de los SST

En la hoja "SST" del archivo "CARTANA491-2024-CaOSINERGMIN-F-ELP-AD01-2025_25092024185823", se muestra que el Elemento "Transformador en SE Mancora, correspondiente a la SET Máncora tiene como fecha de Baja en marzo del 2024. Sin embargo, este transformador fue dado de Baja en mayo del 2023 con Acta AVB N° 001-2024-ELECTROPERU.

Por lo tanto, ELECTROPERU debe corregir esta inconsistencia; o caso contrario, fundamentar porque corresponde considerar marzo del 2024.

Respuesta

Es correcto, el transformador SET Máncora fue dada de Baja el 27/05/2023. Debemos resaltar que dicho ajuste de información es sólo referencial, debido a que no afecta al periodo mayo 2025 al abril 2029 de la Propuesta.

Análisis de Osinergmin

Del archivo "F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx", se verifica que ELECTROPERÚ ha corregido la fecha de la Baja de la instalación a mayo del 2023.

Conclusión

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

Respecto al Área de Demanda 5

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

14. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "F-ELP-AD05-2025.xlsx" se verifica que los registros de Energía presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTROPERU el total de energía asciende a 4 174 224 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 370 722 MWh.

Al respecto, se observa que el sustento de los valores propuestos proviene del SICOM 2023, sin embargo, es preciso indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTROPERU debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 1.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis realizado a la respuesta de la Observación 1.

Conclusión

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

15. Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ELECTROPERU en el Formato F-503 coincide a nivel de Área de Demanda 5 con las proyecciones del PI 2025-2029. Sin embargo, a nivel de sistema eléctrico no hay correspondencia, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 5					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Ayacucho"					
Demanda PI 2025-2029	207 525	214 870	222 302	229 844	237 514
Demanda ELECTROPERU	607 786	615 131	622 563	630 105	637 775
Variación (%)	+ 193%	+ 186%	+ 180%	+ 174%	+ 169%
Sistema eléctrico "Huancavelica"					
Demanda PI 2025-2029	129 261	130 876	132 510	134 169	135 856
Demanda ELECTROPERU	54 674	56 289	57 923	59 582	61 269
Variación (%)	- 58%	- 57%	- 56%	- 56%	- 55%
Sistema eléctrico "Huancayo"					
Demanda PI 2025-2029	372 217	389 632	405 900	423 657	436 947
Demanda ELECTROPERU	370 704	388 119	404 387	422 144	435 434

Variación (%)	- 0,4%	- 0,4%	- 0,4%	- 0,4%	- 0,4%
Sistema eléctrico "Pasco"					
Demanda PI 2025-2029	3 105 474	3 110 179	3 114 940	3 119 773	3 124 686
Demanda ELECTROPERU	2 781 313	2 786 018	2 790 779	2 795 611	2 800 525
Variación (%)	- 10%	- 10%	- 10%	- 10%	- 10%

En ese sentido, es necesario que ELECTROPERU sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha revisado la información y redistribuido las demandas entre los sistemas eléctricos mencionados, la cual se muestra en la Propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Formato F-503 del archivo "F-ELP-AD05-2025_r1.xlsx" remitido por ELECTROPERÚ en respuesta al levantamiento de sus observaciones, se verifica que la demanda de cada sistema eléctrico coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

16. Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "F-ELP-AD05-2025.xlsx", se observa que la demanda solo se está consignando en DMAT A, DAT A y DMT, incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELECTROPERU debe calificar las demandas correctamente en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT según corresponda.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 7.

Análisis de Osinergmin

ELECTROPERÚ, en la hoja de cálculo "Aux-F119" presenta la calificación de la demanda en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT. Sin embargo, existen algunas inconsistencias en la calificación asignada, por ejemplo, ha calificado la demanda de la barra "ANTAGASHA-50" en DMAT B, cuando debido al nivel de tensión, le corresponde estar en AT.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

17. Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F-ELP-AD05-2025-FPMed.xlsx"; presentado por ELECTROPERU, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROPERU se limita a presentar las demandas calificadas en función de los niveles de tensión MAT, AT y MT. No se presenta la demanda calificada según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B, DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- No se presenta las hojas "Pot_max_Sist", "Pot_Coinc_SEIN", "Proy_Dem", en las cuales se debe consignar las potencias y energías por sistema eléctrico según la calificación establecida en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- En el formato F-505 en la columna "BP", ELECTROPERU ha considerado unos factores de carga obtenidos del formato F-101 del PI 2025-2029, el cual considera como información base el año 2022, lo cual es incorrecto. El factor de carga debe calcularse en función de las energías y potencia de los años que conforman el periodo 2025-2029, y debe ser calculado por sistema eléctrico.
- En el formato F-506, para el cálculo de las Potencias Retiradas por sistema eléctrico, ELECTROPERU ha considerado la calificación de las demandas acumuladas según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B, DMT, incumpliendo lo establecido en el artículo 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELECTROPERU debe presentar el sustento de los criterios utilizados en los casos observados o, en su defecto, realizar las correcciones que correspondan a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuestas a), c) y d) a la Observación 2.

Análisis de Osinerghmin

- a) Ver análisis realizadas a las respuestas de los literales a), c) y d) de la Observación 2.
- b) Con relación a la no presentación de la hoja "Pot_Coinc_SEIN", ELECTROPERU se ha limitado a indicar que no es obligación presentar dicha información; sin embargo, para los casos en donde existan inyecciones provenientes de plantas de generación aguas abajo, estas inyecciones se deben descontar para la determinación de los factores de pérdidas medias, por lo tanto, al no presentar la información de las potencias inyectadas de manera detallada en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" para las centrales correspondientes, la verificación de su propuesta no resulta trazable. En ese sentido, la observación realizada al respecto no se encuentra absuelta.

Conclusión

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

18. Sobre el archivo de Flujo de Carga

ELECTROPERU en el archivo "CARTANA491-2024-CaOSINERGHMIN-RelaciAndedocumentosquesustentanelestudio_25092024185713", menciona que ha

utilizado los archivos publicados en la página WEB de OSINERGMIN que corresponden al PI 2025-2029; sin embargo, para obtener las pérdidas de los Elementos considerando la “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” es necesario completar el mencionado Archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01 RR.pfd”, agregando los casos de estudio o escenarios para el análisis eléctrico de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”, utilizando la demanda del Formato F-122 teniendo en cuenta que la red base cuente con todos los Elementos incluyendo las instalaciones modeladas del PI 2025-2029. En ese sentido, se verifica que el archivo de Flujo de Potencia que hace referencia ELECTROPERU como sustento a su Propuesta, está incompleto.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 4.

**Análisis de Osiner
 gmin**

Ver respuesta a la Observación 4.

Conclusión

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

19. Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMd

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “CARTANA491-2024-CaOSINERGMIN-F-ELP-AD05-2025-FPMed.xlsx”, presentado por ELECTROPERU, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROPERU debe presentar la información según los formatos establecido en la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra las hojas que compone el formato F-500 de la Propuesta de ELECTROPERU y la comparamos con los formatos que solicita la NORMA TARIFAS.

Propuesta de ELECTROPERU

F-504	F-505	F-506	F-507	F-508	F-509	F-510	Aux_F-502	Aux_F-109	Aux_F-115	Aux_F-121	Aux_F-122	Perdidas	Sistema

Formato Oficial Osinergmin

BD_Sein_trafo	BD_Sein_lineas	BD_Sist_trafo	BD_Sist_lineas	---	AreaSistElec	----	Pot_max_Sist	Pot_Coinc_SEIN	
Proy_Dem	-----	F-502	F-504	F-505	F-506	F-507	F-508	F-509	F-510

- Respecto a las pérdidas de los Transformadores de Potencia, se verifica que ELECTROPERU en su formato F-500 (hoja “Perdidas”), considera directamente las pérdidas totales, sin diferenciar las “Pérdidas I²R” y “Pérdidas Núcleo”; por lo que se requiere que ELECTROPERU revise y corrija donde corresponda.
- Por otro lado, se identifica que algunos Elementos de transmisión han sido asignados a Sistemas Eléctricos que no pertenecen. Por ejemplo, entre otros, la LT 33 kV Ingenio - Comas (L-3416), en la hoja “Perdidas” ha sido asignada al Sistema Eléctrico Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER, cuando este Elemento pertenece al Sistema Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER.
- Asimismo, se verifica en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias, que no se está considerando las inyecciones de potencia y energía conforme a lo indicado en el numeral 19.5 de los Criterios para el Cálculo de los FPMd

de la NORMA TARIFAS. Se requiere que ELECTROPERU revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

Ver respuestas b), c) y e) a la Observación 2.

Respecto a la asignación de pérdidas de la LT 33 kV Ingenio - Comas (L-3416) ésta ha sido corregida en la Propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

Las respuestas recibidas por ELECTROPERÚ como parte de su PROPUESTA FINAL son analizadas a continuación:

- a) Ver respuestas c) a la Observación 2.
- b) Ver respuestas b) a la Observación 2.
- c) Respecto a la asignación correcta de los Elementos de transmisión a los Sistemas Eléctricos que pertenecen, se ha verificado la corrección del Sistema Eléctrico asignado para el Elemento "LT 33 kV Ingenio - Comas" (L-3416), verificándose que todos los Elementos de transmisión considerados en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias se encuentran debidamente asignados a sus respectivos Sistemas Eléctricos. Sin embargo, se ha identificado que se están incluyendo Elementos de transmisión que no cumplen con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.
- d) Ver respuesta e) a la Observación 2 y b) a la Observación 17.

Conclusión

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

20. Sobre el Ingreso Tarifario

ELECTROPERU no ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía.

Al respecto, es necesario que ELECTROPERU presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Ver respuesta a Observación 11.

Análisis de Osinergmin

Ver el análisis de la observación 11.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes, Compensaciones y Fórmulas de Actualización

21. Actualización del CMA SST

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SST} deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTROPERU ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024.

Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROPERU debe efectuar la actualización de los CMASST, para tal efecto deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Por otro lado, se observa que para algunos meses del 2020 no se presenta información de los indicadores IPM, Cu y AI. Al respecto, ELECTROPERU debe revisar lo indicado y completar la información donde corresponda.

Respuesta

Ver respuesta a la Observación 3.

Análisis de Osinergmin

En las hojas "Indicadores" de los archivos "F-ELP-AD01-2025_r1.xlsx" y "F-ELP-AD05-2025_r1.xlsx" se verifica que ELECTROPERU ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Sin perjuicio de lo señalado, y conforme indica ELECTROPERÚ, esta información deberá ser actualizada por Osinergmin en marzo de 2025 para la etapa de publicación. Sin embargo, en relación con la información de los indicadores IPM, Cu y AI no presentada en algunos meses de 2020, ELECTROPERÚ no ha completado los datos pendientes.

Conclusión

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

22. Sobre las Compensaciones

Se ha verificado que los valores del CMA, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en el documento "CARTANA491-2024-CaOSINERGMIN-PropuestaELPSST-SCT2025-2029.docx", concretamente en las Tablas 4 y 1.8.1, los valores del CMA no muestran dos decimales. En ese contexto, ELECTROPERU debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Los cuadros 4 y 1.8.1 son parte del Informe resumen presentado por ELECTROPERU, por lo cual no forman parte de los Formatos, como tampoco al ser cuadros resumen podrían cumplir todas las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS. Dicho esto, la información que debe ser considerada por OSINERGHMIN es la que se presenta en los formatos F-516 (en dólares) y F-517 presentados en las hojas de cálculo que acompañan a la Propuesta, las cuales cumplen con los requerimientos de la NORMA TARIFAS, tal como presentar los valores con dos decimales. Sin perjuicio de lo antes mencionado, se presenta los cuadros resumen aludidos con dos decimales.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión respecto a la presente observación se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta

23. Reformulación de la Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 1 y 5.

Se requiere, por lo tanto, que ELECTROPERU presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Conforme a las respuestas a observaciones anteriores, se realizan los ajustes en la Propuesta actualizada.

Reiteramos nuestra recomendación a OSINERGHMIN para que la información que sea publicada con los Planes de Inversión, contenga la información que pueda ser utilizada en para otros fines, tal como es las propuestas de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT; entre dicha información se puede mencionar a la demanda disgregada en niveles DMATA, DMAT B, DAT A, DAT B, los Factores de Carga sectorizados por sistema eléctrico y niveles de tensión, inyecciones por generación local, entre otros.

Finalmente, sugerimos que OSINERGHMIN evalúe también nuestra recomendación para modificar la normativa necesaria a fin de realizar las mejoras en el uso de recursos y procesos, considerando que sea una entidad idónea la que realice el cálculo de los Factores de Pérdidas de manera centralizada, debido a que se requiere de acceso y conocimiento de las características de la demanda local y su distribución en los distintos niveles de tensión, generación local, redes de transmisión, equipos de regulación de tensión, mantenimientos de equipos, particularidades de la operación, entre otros; esto abarca a la simulación del flujo de potencia para la máxima demanda coincidente del SEIN. Dicha entidad podría ser OSINERGHMIN o COES, en coordinación con las Distribuidoras de las Áreas de Demandas, más no cada Agente que realiza un Estudio de Tarifas y Compensaciones, como por ejemplo

ELECTROPERU S.A. que cuenta en el área de demanda 05 con sólo con una celda a nivel de 220 kV.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELECTROPERU, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa SAN GABÁN

Observaciones Generales

1. Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

Se actualizó preliminarmente la información de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) al 30 de noviembre de 2024.

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Observaciones Específicas

Sobre el Ingreso Tarifario

2. SAN GABÁN no ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía para el área de demanda II, considerando las instalaciones L.T. San Gabán II – San Rafael (L-1013) y L.T. San Rafael – Azángaro (L-1009).

Al respecto, es necesario que SAN GABÁN presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

No corresponde efectuar al cálculo de Ingresos Tarifarios a SAN GABÁN, puesto que no se cumple lo dispuesto en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de SAN GABÁN, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de SAN GABÁN, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Compensaciones y Fórmulas de Actualización del SSTG

3. Las celdas de la hoja de cálculo del archivo "F_500_Compensaciones (0924)" presentada por SAN GABÁN deben estar formuladas para garantizar la trazabilidad y verificación de los cálculos. Por ejemplo, en la hoja "F-305-SAN_GABÁN", las celdas correspondientes al COyM aparecen como valores fijos y no formulados. En este contexto, en su propuesta reformulada, SAN GABÁN debe corregir este caso y cualquier otro similar que se presente.

Respuesta

Se utilizó las hojas de cálculo publicadas por OSINERGHMIN, hojas que contienen macros para calcular las diferentes pestañas. Sobre la hoja "F-305-SAN_GABÁN", cabe resaltar, que mediante Resolución N° 207-2010-OS/CD, se establecieron los valores bases de Costos de Inversión, Costos de Operación y Mantenimiento; y Costo Medio Anual, los que se actualizan mediante el factor de Actualización.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

4. En el numeral "2) Parámetros Actualizados" de la hoja "Datos" del libro "F_500_Compensaciones (0924)" proporcionado por San Gabán, se verifica que solo se registra la fecha "Mar-21", lo que sugiere que los parámetros fueron actualizados a marzo de 2021. No obstante, en el informe se indica que dichos parámetros corresponden a una actualización realizada en agosto de 2024. En ese sentido, SAN GABÁN debe realizar los ajustes correspondientes en su propuesta reformulada.

Respuesta

Por error se digitó "Mar-21", sin embargo, se puede verificar fehacientemente que los indicadores empleados corresponden agosto de 2024 (revisar fila 13 de la hoja datos). Se actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

5. Se ha verificado que los valores del CMA no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 1.1-1, 6.1-1, 6.2-2, entre otros, los valores del CMA, costo de inversión y COyM no muestran dos decimales. En ese contexto, SAN GABÁN debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Todos los cálculos para este caso se realizan en el archivo "F_500_Compensaciones", donde se puede verificar que los resultados se muestran con dos (02) decimales, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. Los valores de los cuadros incluidos en el informe se sustentan de estos archivos con la particularidad que se encuentran redondeado al valor entero.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta**6. Reformulación de la Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y Compensaciones, correspondientes a las instalaciones SSTG.

Se requiere, por lo tanto, que SAN GABÁN presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Se presenta una nueva versión de su propuesta, actualizada al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

AL respecto, si bien SAN GABAN ha reformulado su propuesta en función de las observaciones planteadas, aún se observa aspectos que no ha corregido completamente como se indica en los análisis previos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa EGEMSA

Observaciones Generales

1. Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que EGEMSA debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualizó la información con la demanda establecida en el PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de EGEMSA, se verifica que los valores de demanda presentados para el año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con los del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de sistema eléctrico no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2. Observación

Sobre los indicadores macroeconómicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes y compensaciones son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

Se actualizó preliminarmente la información de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm" se verifica que EGEMSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

3. Observación

La Propuesta de EGEMSA no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustenta la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que no permite realizar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, EGEMSA debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

Se adecuó la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de EGEMSA se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

4. Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de EGEMSA el total de energía del año 2022 asciende a 4 114 673 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 107 686 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se ha observado que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para la empresa Electro Sur Este S.A.A. (ELSE) los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=3,40% y PEBT=8,51%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, EGEMSA debe corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a la observación planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente a las áreas 10 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).

En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI.

- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis realizado a la respuesta de la observación 1.

Conclusión

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

5. Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" presentado por EGEMSA, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tiene las siguientes observaciones:

- EGEMSA ha calificado la demanda de la barra CACHIMAYO-138 en DMAT B, sin embargo, se verifica que dicha barra es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT A, según lo establece el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, EGEMSA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación, se corrigió conforme a lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm" y "F_500_FactPerd_AD10.xlsm" remitidos por EGEMSA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que se ha realizado la corrección en las hojas de cálculo "Aux-F119" y "Pot_max_Sist". Sin embargo, en las hojas "Pot_Coinc_SEIN" y "Proy_Dem" se mantiene la observación porque la calificación de la barra "CACHIMAYO-138" sigue consignado en DMAT B.

Conclusión

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

Sobre el Ingreso Tarifario**6. Sobre el Ingreso Tarifario**

EGEMSA ha presentado en la hoja "Aux-IT" del libro Excel "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm" información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 10; sin embargo, no proporciona la fuente de dicha información.

Al respecto, es necesario que EGEMSA presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Se presenta la fuente de la información, según lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

EGEMSA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 10; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, EGEMSA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes, Compensaciones y Fórmulas de Actualización

7. Según lo establecido en la NORMA TARIFAS, la determinación de los peajes y Compensaciones requiere considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo de 2025. En este sentido, se verifica que EGEMSA ha actualizado el CMA con indicadores correspondientes a agosto de 2024. No obstante, deberá realizar una actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada.

Respuesta

Se presenta una nueva versión de la propuesta, actualizada al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM.xlsm" se verifica que EGEMSA ha considerado los valores disponibles a noviembre de 2024, siendo esa información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL. Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323,3473. Al respecto, considérese el análisis efectuado para la observación 8.

Conclusión

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

8. Con relación a los indicadores TC, IPM, PCU y PAL, EGEMSA debe precisar la fuente de los índices empleados, corroborar los valores registrados en su archivo de cálculo y, si es necesario, realizar las rectificaciones pertinentes. Por lo tanto, EGEMSA debe incorporar la fuente de los indicadores macroeconómicos.

Respuesta

La fuente para la actualización de los indicadores es Osinergmin, en el directorio \\02 PEAJES\ presentamos el archivo AJ_04.12.2024.xlsm.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de EGEMSA se ha presentado el archivo "AJ_04.12.2024.xlsm" como fuente de información de la actualización de los valores de los indicadores del mes de noviembre 2024. Sin embargo, de la revisión de la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10_EGM" se observa que únicamente el valor del indicador del precio del aluminio es incorrecto, por no provenir de la misma fuente del que se obtuvo el precio del cobre, la cual se evidencia en el siguiente enlace: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/2%20IND04112024%20R.pdf

Conclusión

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

9. Las celdas de la hoja de cálculo del archivo "F_500_Compensaciones" presentado por EGEMSA deben estar formuladas para garantizar la trazabilidad y verificación de los cálculos. Por ejemplo, en la hoja "F-305-EGEMSA", las celdas correspondientes al COyM aparecen como valores fijos y no formulados. En este contexto, EGEMSA, en su propuesta reformulada, debe corregir este caso y cualquier otro similar que se presente.

Respuesta

Se utilizó las hojas de cálculo publicadas por Osinergmin, hojas que contienen macros para calcular las diferentes pestañas.

Sobre la hoja "F-305-EGEMSA", cabe resaltar, que mediante Resolución N° 207-2010-OS/CD, se establecieron los valores bases de Costos de Inversión, Costos de Operación y Mantenimiento; y Costo Medio Anual, los que se actualizan mediante el factor de Actualización.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

10. En el numeral “2) Parámetros Actualizados” de la hoja “Datos” del libro “F_500_Compensaciones” proporcionado por EGEMSA, se verifica que solo se registra la fecha “Mar-25”, lo que sugiere que los parámetros fueron actualizados a marzo de 2025. No obstante, en el informe se indica que dichos parámetros corresponden a una actualización realizada en agosto de 2024. En ese sentido, EGEMSA debe realizar los ajustes correspondientes en su propuesta reformulada.

Respuesta

Se puede verificar fehacientemente que los indicadores empleados corresponden agosto de 2024 (revisar fila 13 de la hoja datos). Para la actualización de los cálculos se empleó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

11. Se ha verificado que los valores del CMA, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 1.1-1, 5.1-1, 5.2-3, entre otros, los valores del CMA, costo de inversión y COyM no muestran dos decimales. En ese contexto, EGEMSA debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Todos los cálculos para este caso se realizan en el archivo “F_500_Compensaciones”, donde se puede verificar que los resultados se muestran con dos (02) decimales, lo mismo que en los otros archivos empleados, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. Los valores de los cuadros incluidos en el informe se sustentan con estos archivos con la particularidad que se encuentran redondeado al valor entero.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta**12. Reformulación de la Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 10.

Se requiere, por lo tanto, que EGEMSA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Se presenta una nueva versión de la propuesta, actualizada al 30 de noviembre de 2024, la misma que debe actualizarse al marzo 2025.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de EGEMSA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa HIDRANDINA

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de HIDRANDINA no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, HIDRANDINA debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que HIDRANDINA debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se realizó una revisión exhaustiva de los valores de demanda presentados en los formatos F-500, contrastándolos con la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (formatos F-100). En este contexto, se ajustó la demanda del año representativo conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se verifica que los valores de demanda del año 2022 presentados a nivel de Área de Demanda coinciden con los del PI 2025-2029. Sin embargo, a nivel de sistema eléctrico, la demanda no coincide con la del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los

últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, puesto que según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

Se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" se verifica que HIDRANDINA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323,3473 tal como se aprecia en la publicación del siguiente enlace:

https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/2%20IND04112024%20R.pdf

Conclusión

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

4.- Observación

HIDRANDINA tiene proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que tienen fecha prevista de operación comercial durante el año 2024 (de 01 de enero hasta el 31 de diciembre). Sin embargo, no ha presentado las respectivas Actas de Verificación (AVA) de dichos proyectos ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300). Es preciso aclarar que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

HIDRANDINA confirma que los proyectos incluidos en su propuesta corresponden exclusivamente a aquellos que iniciaron operación comercial entre mayo de 2021 y el 31 de diciembre de 2023. Estos proyectos cuentan con el AVA conforme a la normativa vigente y han sido validados en los procesos de liquidación de ingresos de los SST-SCT.

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto y de la información remitida en "06 ESTADO DE ALTAS Y BAJAS", HIDRANDINA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas.

En consecuencia, HIDRANDINA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

5.- Observación

HIDRANDINA no ha presentado propuesta de determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 6, donde es Titular de Transmisión. Al respecto, la empresa debe presentar su propuesta, presentando el archivo de Flujo de Carga y el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la presente propuesta se ha incluido en la presente Propuesta los Factores de Pérdidas del Área de Demanda 6.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se observa que el archivo de Flujo de Potencia presentado no corresponde con el modelamiento del PI 2025-2029.

Por ejemplo, la SET Nueva Huarmey se encuentra modelada desde el año 2026, a pesar de que en el Plan de Inversiones 2021-2025 fue aprobada para el año 2023. Por lo tanto, en el PI 2025-2029 corresponde incorporar el proyecto a partir del primer año de dicho periodo (2025).

Asimismo, en relación a la SET Andahuasi uno de sus transformadores ha sido modelado con una capacidad de 7 MVA, cuando en el PI 2025-2029 se encuentra modelado con 9 MVA.

Por otro lado, en el archivo "F_500_FactPerd_AD06.xlsm" presentado por HIDRANDINA, se han detectado varias inconsistencias, entre ellas:

- En las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas" se está incluyendo las pérdidas de las líneas L-1101 (LT 138 kV Paramonga Nueva – Paramonga Existente), L-2213 y L-2279 (LT 220 kV Medio Mundo – Huacho), entre otras, incumpliendo lo establecido en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- En las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas" se está asignando 2 sistemas eléctricos diferentes para los tramos de una misma línea. Por ejemplo: "LT-669(1)" en el sistema Lima Norte y "LT-669(2)" en el sistema Huaral-Chancay, "L-693_A" en el sistema Lima Norte y "L-693_S" en el sistema Huacho, entre otros.
- No se están incluyendo las inyecciones, lo que infringe lo estipulado en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS.

Por lo tanto, si bien HIDRANDINA ha presentado el archivo de Flujo de Potencia y el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias, estos no cumplen con los criterios y metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

6.- Observación

Respecto a la Propuesta presentada por HIDRANDINA para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, la empresa mediante carta HDNA-GR/CF-0799-2024 ha señalado la existencia de errores materiales en la base de datos de demanda incorporada en el

archivo de Flujo de Carga correspondiente al PI 2025-2029. Sin embargo, se ha verificado que, el archivo de Flujo de Carga presentado como sustento de su Propuesta, contiene la misma base de datos de demanda que señala previamente, lo que resulta contradictorio. Por lo que HIDRANDINA debe enviar una Propuesta que incluya la base de datos de demanda incorporada en el Archivo de Flujo de Carga que considera correcta y el sustento respectivo.

Respuesta

En primer lugar, se validó la demanda registrada en los formatos “F-121” y “F-122”, así como su posterior distribución o transferencia de carga, de acuerdo con lo establecido en el formato “F-200 AD3_PI 2025-2029.xlsx”. El análisis realizado arrojó los siguientes resultados:

SISTEMA		2025	2026	2027	2028	2029
F-121	Chimbote, Chimbote Rural y Casma Rural	144.89	147.63	150.44	153.32	156.29
DIGSILENT	Chimbote, Chimbote Rural y Casma Rural	144.79	147.52	150.33	153.22	156.19
		0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
F-121	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajamarca Baja Den:	143.45	146.49	149.18	151.94	154.78
DIGSILENT	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajamarca Baja Den:	59.99	62.27	58.87	63.21	66.45
		83.46	84.22	90.31	88.73	88.33
F-121	Guadalupe y Guadalupe Rural	59.59	60.57	61.57	62.60	63.66
DIGSILENT	Guadalupe y Guadalupe Rural	59.59	60.57	61.57	62.60	63.66
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-121	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapamp	249.31	252.10	254.96	257.91	260.93
DIGSILENT	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapamp	78.12	80.90	83.77	86.71	89.73
		171.20	171.20	171.20	171.20	171.20
F-121	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco -	257.63	266.26	273.87	281.69	289.71
DIGSILENT	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco -	241.54	250.17	257.78	265.60	273.62
		16.09	16.09	16.09	16.09	16.09
F-121	Bambamarca y SER Bambamarca	8.09	8.44	8.79	9.16	9.54
DIGSILENT	Bambamarca y SER Bambamarca	10.19	10.60	11.02	11.46	11.91
		-2.10	-2.16	-2.23	-2.30	-2.37

Fuente: Elaboración propia, “reporte-demanda-HID.xlsx”

Tal como se observa en el cuadro, existen discrepancias entre la demanda aprobada en el PI 2025-2029 y los valores consignados en los archivos de flujo de potencia. En la mayoría de los casos, estas diferencias corresponden a cargas mineras conectadas en el nivel de Media Alta Tensión (MAT), como en las barras de Cajamarca Norte, Cerro Corona, Antamina, Huallanca, Tayabamba, Alto Chicama, La Ramada y Vizcarra.

Para este estudio, se tomó en cuenta la posición del regulador, quien en el Oficio N.º 1518-2024-GRT señala:

“Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, se ha verificado que las cargas mencionadas no fueron simuladas en el estudio debido a que, siendo de un nivel en MAT, no condicionaría nuevos proyectos a ser aprobados en el Plan de Inversiones”.

En consecuencia, para esta etapa se mantuvo el criterio propuesto por Osinergmin, y no se incorporaron las magnitudes de las demandas mineras aprobadas en los formatos F-100 y que no fueron modeladas en su verdadera magnitud durante el proceso de aprobación del PI 2025-2029.

Por otro lado, si se detectaron errores materiales en la transferencia de cargas consignadas en la base de datos de DIGSILENT. Dichos errores no corresponden al orden de magnitud registrado en el formato F-200, por lo que se procedió a corregirlos.

DIGSILENT	F-121					Base de datos DIGSILENT					Diferencias				
	(F-200_AD03_PI 25-29 RR)					PI 2025-2029									
código	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029
MOY010	12.4	12.9	10.3	13.7	14.1	12.4	12.9	13.3	15.7	16.1	0.0	0.0	3.0	2.0	2.0
lod guad10	7.6	7.9	8.1	8.4	8.7	7.6	7.9	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-8.4	-8.7	

NMALB010	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.6	4.7	4.7	6.3	6.3	0.0	0.0	0.0	1.5	1.5
lod pajaj0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.7	4.1	4.3	4.4	3.1	3.2	0.0	0.0	0.0	-1.5	-1.5
Load Porve023(2)	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.7	-1.8	-1.9	-2.0	-2.0

En consecuencia, únicamente se procedió a corregir los errores materiales identificados previamente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 RR” del PI 2025-2029, se ha verificado la existencia de errores materiales en las cargas señaladas por HIDRANDINA, así como en algunas cargas adicionales. Al respecto, se ha procedido a actualizar la base de datos de demanda del archivo de Flujo de Potencia, corrigiendo las magnitudes de las cargas.

Adicionalmente, de la revisión realizada a la base de datos de demanda incluida en el archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 RO - II” correspondiente a la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se ha verificado que no ha efectuado las correcciones a las magnitudes de carga que presentan diferencias indicadas por HIDRANDINA.

Conclusión

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

7.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que HIDRANDINA revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En cuanto a las inconsistencias identificadas en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para el Área de Demanda 3, se ha efectuado una revisión detallada de los mismos para identificar y corregir cualquier error, asegurando la consistencia de los datos y cálculos presentados.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 12 y 13 para el Área de Demanda 3. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que HIDRANDINA aún presenta inconsistencias en la determinación del Factor de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 3.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Respecto al Área de Demanda 3

Sobre la Presentación del Informe

8.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de HIDRANDINA se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato "F-502" del archivo "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - l.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, HIDRANDINA debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta. (Ver archivo "F-501-502.xlsx")

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por HIDRANDINA en respuesta a la absolución de las observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

9.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de HIDRANDINA el total de energía del año 2022 asciende a 5 356 411 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 860 609 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para HIDRANDINA los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=1,92% y PEBT=7,41%; mientras que, para ELECTRONORTE, los factores PEMT=1,89% y PEBT=8,28%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, HIDRANDINA debe corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente a las áreas 3 y 6 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).
- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).

Área	FPM (MT)	FPM (BT)	FPM (MT+BT)
3	1.0106	1.0768	1.0612
6	1.0087	1.0957	1.0833

- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se verifica que ha empleado las bases de datos SICOM y SICLI con el fin de desglosar la demanda a registros mensuales.

Sin embargo, con respecto a los factores de expansión de pérdidas de distribución utilizados, se observa que estos difieren en algunos sistemas eléctricos. Así también, se aprecia que las demandas totales por sistema eléctrico difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

10.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - I.xlsm", se observa que HIDRANDINA ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que HIDRANDINA presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El cálculo de los factores estacionales se encuentra desarrollado en el archivo "F-501-502.xlsx", según lo detallado en la respuesta a la observación 9. Finalmente, en donde ha correspondido, se establecieron los vínculos necesarios entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas medias e ingresos tarifarios.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía son los mismos que los presentados en los archivos de cálculo.

Conclusión

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

11.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de la Propuesta de HIDRANDINA, considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

- No se ha presentado el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.
- Se observa que la barra VIZACARRA-220 habría sido calificada en DMAT B, sin embargo, se verifica que dicha barra es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT A.
- Se observa que las barras MOTIL-33 y SANTIAGO DE CAO-34.5 habrían sido calificadas en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.

Por tanto, HIDRANDINA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - I.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación indicada, hemos procedido con la revisión y análisis detallado de los casos mencionados en el archivo "Reportes-FI00-AD03.xlsx" y los archivos relacionados al cálculo de peajes y factores de pérdidas medias.

Asimismo, tras verificar el nivel de tensión de la barra VIZCARRA en 220 kV, confirmamos que es una BRG. En consecuencia, hemos procedido a recalificar esta barra en el archivo como "DMAT A".

Finalmente, se ha realizado una revisión exhaustiva de los criterios utilizados para clasificar estas barras y de su concordancia con el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Como parte de la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se presenta el archivo "Reportes-FI00-A3.xlsx" en el cual se detalla la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.

Con respecto a la barra "VIZCARRA-220" no se ha realizado la recalificación indicada como observación, pues se mantiene en DMAT B. Así tampoco, se ha indicado la conclusión por la revisión exhaustiva realizada a las barras "MOTIL-33" y "SANTIAGO DE CAO-34.5".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario**12.- Sobre el archivo de Flujo de Carga**

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 Cent - l.pfd”, presentado por HIDRANDINA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- El archivo de Flujo de Carga de HIDRANDINA presenta 103 barras de carga mientras que en el PI 2025-2029 se tiene 82. Por lo mencionado, se requiere que HIDRANDINA revise y corrija donde corresponda.
- La demanda cargada en el archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de HIDRANDINA difiere con el formato F-500 de su Propuesta, como se muestra en la siguiente tabla. En ese sentido, se requiere que HIDRANDINA revise y corrija donde corresponda.

DEMANDA F-122 (MW)	2025	2026	2027	2028	2029
Propuesta HIDRANDINA	542.8	560.3	577.2	586.9	604.0
F-500	756.1	774.2	790.8	807.8	825.3
Diferencia	-213.3	-213.9	-213.5	-220.9	-221.3

- HIDRANDINA mediante carta HDNA-GR/CF-0799-2024 ha solicitado la corrección de errores materiales en la base de datos del archivo de Flujo de Carga refiriendo que la demanda utilizada en el modelo DIGSILENT, no coincide con la demanda establecida en los formularios oficiales “F-100_AD03_PI 25-29.xlsx” y “F-200_AD03_PI 25-29.xlsx”. No obstante, se ha verificado que, HIDRANDINA en la base de datos de demanda del archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 Cent - l” que sustenta su Propuesta ha utilizado los mismos valores de demanda considerados en el archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03” del PI 2025-2029 aprobado por Osinergmin (para el caso de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” – “F-121”). Al respecto, se observa que la Propuesta de HIDRANDINA no es coherente con lo mencionado en su referida carta. En ese sentido, HIDRANDINA debe de presentar el archivo de Flujo de Carga que sustenta su Propuesta teniendo en cuenta la coherencia con lo indicado en su carta.
- El análisis eléctrico de la “Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” presentado en el mencionado archivo está incompleto ya que no contiene el total de las instalaciones aprobadas del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 3. Por ejemplo, no está modelado el proyecto SET Chepén 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA aprobado en el PI 2025-2029 para el año 2028. Asimismo, se ha verificado que el proyecto Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA en la SET Cajabamba aprobado para el año 2029, HIDRANDINA lo incluye desde el año 2028. Al respecto, es necesario que HIDRANDINA presente su archivo de Flujo de Carga conteniendo las instalaciones conforme fueron aprobadas en el PI 2025-2029, para la consideración de las pérdidas de todos los Elementos de transmisión según la metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, es necesario que HIDRANDINA presente el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- Con respecto al número de barras, se ha respetado la cantidad de barras de carga modelados en la Base de Datos aprobados en el PIT 2025 -2029 (Filtrar “GRID AREA_03”)

StudyCase	Type	Nombre	Grid	Bus1	Potencia A	Potencia R	Potencia
2029	ElmLod	1 lod cajab10	AREA_03	CAJAB010	1.91	0.63	
2029	ElmLod	CAJAM010(1	AREA_03	CAJAM010	19.45	6.39	
2029	ElmLod	CASMA023	AREA_03	CASMA023	4.69	1.54	
2029	ElmLod	CHARA013(1	AREA_03	CHARA013	1.63	0.54	
2029	ElmLod	CHEP010	AREA_03	Chepen010	14.24	4.68	
2029	ElmLod	CHEPEN023	AREA_03	Chepen023	2.76	0.91	
2029	ElmLod	CHILETE023	AREA_03	CHILE023	8.6	2.83	
2029	ElmLod	CHIMN023(3)	AREA_03	CHIMN023	4.61	1.52	
2029	ElmLod	CHOTA010(1	AREA_03	CHOTA010	1.57	0.52	
2029	ElmLod	CHOTA023(1	AREA_03	CHOTA023	3.66	1.20	
2029	ElmLod	General Load	AREA_03	CAJAM023	2.87	0.94	
2029	ElmLod	HUACA033(1	AREA_03	HUACA033	4.56	1.50	
2029	ElmLod	HUAR013	AREA_03	HUAR013	0.7	0.23	

R-Cargas

F-121

SIS

VALIDAR

F-122

SEIN

VALIDAR SEIN

+

◀

Se encontraron 84 de 496 registros

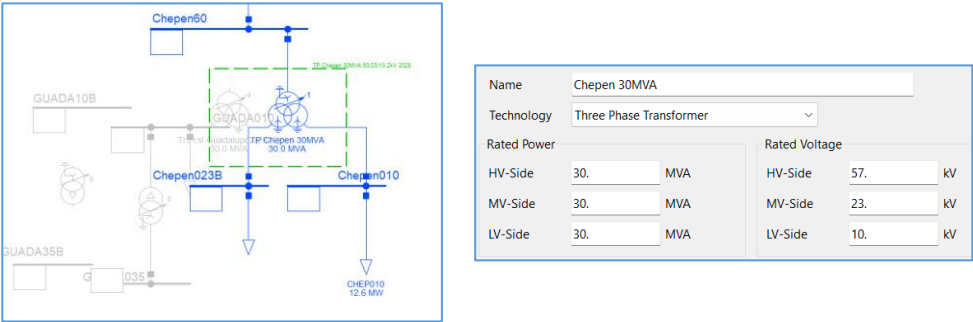
Accesibilidad: es necesario investigar

Recuento: 84

Fuente: Elaboración propia, “reporte_demanda_HID.xlsx”

- Sobre la demanda asignada para el escenario “demanda coincidente con el SEIN”, ver la respuesta a la observación 6.
- Con respecto al modelamiento de los Transformadores de Potencia (TP) en Cajabamba y Chepén, es importante señalar que nuestra representada no modificó ni alteró la base de datos original, en la cual se consignó una configuración distinta a la finalmente aprobada mediante la Resolución N.º 112-2024-OS/CD y sus modificatorias.

En ese sentido, al detectarse errores materiales en el modelamiento según consta en la presente observación, se procedió a corregir los parámetros de los Elementos y el año de puesta en operación correspondiente.



Análisis de Osinerghmin

Las respuestas recibidas por HIDRANDINA como parte de su PROPUESTA FINAL son analizadas a continuación:

- a) En relación a la observación del número de barras, de la revisión a los archivos que sustentan la Propuesta Final de HIDRANDINA, se ha verificado que está considerando el número de barras consignado en el archivo de Flujo de Potencia que corresponde al PI 2025-2029.
- b) Ver respuesta a la Observación 6.
- c) De la revisión a la red base incluida en el archivo de Flujo de Potencia del PI 2025-2029, se han identificado errores materiales, en línea a lo señalado por HIDRANDINA, así como otros casos adicionales, los cuales debe ser corregidos para efectos de la presente fijación tarifaria. Por ejemplo, se excluyó del modelamiento el TP 60/23kV de 12,5MVA (“tr2 porvenir”), el cual, según la Modificatoria del PI 2021-2025, solo debía permanecer conectado a la SET Cajabamba hasta el año 2021. Asimismo, se actualizó el TP modelado en la SET Casa Grande 2, ya que inicialmente se había modelado la rotación del transformador de reserva de 15 MVA de la SET Malabrigo, lo cual no fue indicado

en el PI 2025-2029. En ese sentido, se ha procedido a actualizar el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia.

Conclusión

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

13.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPM

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - l.xls", presentado por HIDRANDINA, se tiene las siguientes observaciones:

- Se observa que el archivo de Flujo de Carga de HIDRANDINA presenta diferencias en la cantidad de líneas respecto al formato F-500; por ejemplo, en su Propuesta se tiene 119 Elementos mientras que en el Formato F-500 tiene 102. Por lo que HIDRANDINA debe de incluir todas las líneas de transmisión, teniendo en cuenta que en la columna "L" debe de precisar cuáles está considerando para el cálculo del factor de pérdidas "1" y cuales no "0". Al respecto, se requiere que HIDRANDINA revise y corrija donde corresponda.
- Se observa que el archivo de Flujo de Carga de HIDRANDINA presenta diferencias en la cantidad de transformadores respecto al formato F-500; es decir, en su archivo de Flujo de Carga se tiene 118 transformadores y en su formato F-500 tiene 95. Por lo que HIDRANDINA debe de incluir todos los transformadores, teniendo en cuenta que en la columna "L" debe de precisar cuáles está considerando para el cálculo del factor de pérdidas "1" y cuales no "0". Al respecto, se requiere que HIDRANDINA revise y corrija donde corresponda.
- En el formato F-500 de HIDRANDINA en su Propuesta, se observa que algunas de las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas", "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" no corresponden a las pérdidas calculadas de su archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 Cent - l.pfd". Por ejemplo, para el año 2025 en el F-500 el Elemento "lne derv tembladera_tembladera" se le asigna un valor de cero "0,0000000000 MW" a las pérdidas, pero del cálculo de Flujo de Carga se verifica pérdidas con valor de "0,00000170987027 MW". Al respecto, HIDRANDINA debe revisar y corregir donde corresponda.
- De igual forma, de la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - l.xlsm", en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se han indicado los valores considerados para las potencias inyectadas; sin embargo, estos valores no han sido sustentados, ya que por ejemplo en el caso de la C.H. Manta I existen diferencias notables respecto a las inyecciones de potencia consideradas anteriormente. Por otra parte, se debe sustentar el motivo de la no inclusión de otras centrales ubicadas en el Área de Demanda 3, como por ejemplo la C.H. Huallin la cual se encuentra en operación comercial en el COES. En ese sentido, corresponde que HIDRANDINA sustente los valores de inyecciones propuestas y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico de todos los generadores locales asociados a dicha área, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, es necesario que HIDRANDINA presente el archivo de Flujo de Carga y el formato F-500 revisados y corregidos, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias se encuentre conforme según la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación indicada respecto a los archivos presentados para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias (FPM), se detalla lo siguiente:

- Hemos procedido a incluir todas las líneas de transmisión, indicando en la columna "L" cuáles son consideradas para el cálculo del factor de pérdidas ("1") y cuáles no ("0").
- Se ha incluido todos los transformadores en el formato F-500, especificando en la columna "L" cuáles se consideran para el cálculo del factor de pérdidas ("1") y cuáles no ("0").
- Para el caso del Elemento "Ine derv tembladera_tembladera" para el año 2025, donde se asignó un valor de "0.0 MW" en el formato F-500, para el presente Flujo de Carga se calculó "0.00000465999623 MW" para la demanda coincidente con el sistema.
- En la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Cent - I.xlsm", se han revisado la fuente de los valores asignados a las potencias inyectadas, incluyendo el caso de la C.H. Manta I, C.H. Huallin y la generación propia de HIDRANDINA:

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
3	C.H. Gallito Ciego	28.34	28.34	28.34	28.34	28.34	Guadalupe y Guadalupe Rural	DAT B
3	C.H. Pariac	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DAT B
3	C.H. santa cruz I	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DAT B
3	C.H. santa cruz II	3.75	3.75	3.75	3.75	3.75	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DAT B
3	C.H. Pias 1	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMAT B
3	C.H. POTRERO	3.12	3.12	3.12	3.12	3.12	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DAT B
3	C.H. MANTA I	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DAT B
3	C.H. Centauro	11.68	11.68	11.68	11.68	11.68	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, T	DAT B
3	C.H. Shipilco	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Cantange 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Cantange 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Cantange 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Catilluc 1	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Catilluc 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Chicche 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Chicche 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Huayunga	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajama	DMT
3	C.H. Pomabamba 3	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. Pomabamba 2	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. Pomabamba 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. Maria Jiray 2	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. Maria Jiray 1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. Tarabamba 2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DMT
3	C.H. HUALLIN	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabam	DAT B

Análisis de Osinerghmin

Las respuestas recibidas por HIDRANDINA como parte de su PROPUESTA FINAL son analizadas a continuación:

- En relación a la cantidad de Elementos de transmisión considerados por HIDRANDINA en las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas" (columna "L=1"), para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha identificado que se están incluyendo Elementos de transmisión que no cumplen con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.
- En relación a la cantidad de Elementos de transformación considerados por HIDRANDINA en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo" (columna "L=1"), para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha verificado que se están incluyendo Elementos de transformación que no cumplen con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.

- c) En relación a la coherencia de las magnitudes de pérdidas presentados entre el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias y el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que las pérdidas incluidas en el archivo "F_500_FactPerd_AD03_B - RR - Respt - II" corresponden al archivo de flujo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03 RO - II" de su PROPUESTA FINAL.
- d) Con relación a los datos de inyecciones de la hoja "Pot_Coinc_SEIN" presentada por HIDRANDINA, esta se basa en el sustento de las mediciones de sus unidades de generación; sin embargo, en el caso de las unidades de generación del SEIN en algunos casos se subestima la inyección usual de centrales como la C.H. Potrero, por ejemplo, cuyo valor es notablemente inferior a comparación de la fijación anterior dada la información referencial empleada por la concesionaria. En ese sentido se considera la observación parcialmente levantada.

Conclusión

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

14.- Sobre el Cálculo de los Ingresos Tarifarios

HIDRANDINA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 3; sin embargo, respecto a la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.

Al respecto, es necesario que HIDRANDINA presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO 2.0, entre otros).

Respuesta

En atención a la observación indicada sobre el ingreso tarifario, se han realizado las revisiones y correcciones correspondientes, las cuales detallamos a continuación:

- Se ha tomado como fuente de respaldo la propuesta del Subcomité de Generadores para la presente fijación de tarifas mayo 2025-abril 2026. Tanto los resultados obtenidos del modelo PERSEO 2.0 y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios se han actualizado, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.
- Asimismo, se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513".

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel.

Área	IT	Titular	Nivel	año 1	año 2	año 3	año 4
3	Energía	CONELSUR	Transmisión MAT	-	19	69	-

6	Energía	STATKRAFT	Transmisión MAT	1,789	1,409	960	890
6	Energía	REP ADIC RAG	Transformación MAT/MAT	637	502	341	316

Análisis de Osinergmin

HIDRANDINA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 3 y 6; sin embargo, en la carpeta de sustento “Caso Base”, se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, HIDRANDINA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

15.- Actualización del CMA SSTD y SCTD (indicadores)

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que HIDRANDINA ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, HIDRANDINA debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente. Para la presente propuesta los indicadores están al mes de noviembre de 2024.

Fecha	TC	IPM	Pc	Pal
Nov-24	3.745	277.834	403.333	2317.332

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm” se verifica que HIDRANDINA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

16.- Actualización del CMA SSTD

En la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm", se encuentra el registro del "Transformador en SE Guadalupe02". Al respecto, HIDRANDINA debe precisar si este transformador se encuentra actualmente en la SET Guadalupe o si ha sido rotado a otra ubicación. Para ello, debe adjuntar registros fotográficos y cualquier otro documento que permita verificar el uso de este transformador. Esto con la finalidad de verificar que la SET Guadalupe aun cuenta con instalaciones del SST.

Por otra parte, en la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm", HIDRANDINA debe aclarar si la SET Moche aún mantiene en operación instalaciones pertenecientes al SST. Para ello, debe adjuntar registros fotográficos y cualquier otro documento que permita sustentar ello. Esto con la finalidad de verificar si la SET Moche aún cuenta con instalaciones del SST.

En la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3.xlsm", se encuentra el registro del "Transformador en SE Charat" que corresponde al Transformador de Potencia 33/10 kV de 2 MVA. Al respecto, en el PI 2025-2029 se verificó que el transformador no se encontraba actualmente operando en la SET Charat, por lo que se aprobó su Baja para el año 2025. En ese sentido HIDRANDINA, debe aclarar el estado de la respectiva Baja presentando el sustento respectivo.

Respuesta

En el directorio \06 ALTAS Y BAJAS\ se incluye el estado de avance de cada uno de los Elementos mencionados por Osinerghmin. Dicho estado de avance, así como la previsión de puesta en servicio, se reportan a Osinerghmin conforme al cumplimiento del "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobado mediante RCD-091-2021-OS-CD.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, a partir del archivo "Altas-Bajas" proporcionado por HIDRANDINA, se ha realizado la evaluación de los proyectos observados.

En dicho archivo no se menciona el transformador en la SE Guadalupe 02, la SE Moche ni la SET Charat, por lo que no es posible determinar si estos Elementos continúan en sus respectivas subestaciones o si han sido trasladados a otra ubicación.

Además, se verifica que, del planeamiento efectuado por Osinerghmin en los distintos Planes de Inversiones, la SET Moche y SET Guadalupe 02 fueron dadas de Baja, y en su reemplazo se instalaron la SET Huaca de Sol y SET Chepén; por lo que corresponde retirar el pago de sus obras comunes de la SET Moche y SET Guadalupe 02.

Conclusión

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

17.- Altas y Bajas de Instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer qué Elementos

se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas:

ID_ Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año previsto
4	Celda de Línea 60 kV a Cajamarca, SET MAT/AT/MT CAJAMARCA NORTE	SET MAT/AT/MT CAJAMARCA NORTE	CE-060SICIESBLI	Celda de Línea	2023
4	Línea Transmisión 60 kV Cajamarca Norte - Cajamarca	Línea	LT-060SIROTASIC1240A	Línea	2023
5	Celda de Línea 60 kV a Celendín, SET AT/MT MOYOCOCHA	SET AT/MT MOYOCOCHA	CE-060SICIESBLI	Celda de Línea	2023
5	Línea Transmisión 60 kV Moyococha - Celendín	Línea	LT-060SIROTASIC1120A	Línea	2023
8	Transformador de Potencia 60/23/10kV - 30MVA, SET AT/MT VIRU	SET AT/MT VIRU	TP-060MTMT-030COE	Transformador de Potencia	2022
9	Celda de Línea 138kV a Santiago de Cao, SET MAT/MT TRUJILLO NORTE	SET MAT/MT TRUJILLO NORTE	CE-138COCIEDBLI	Celda de Línea	2021
9	Celda de Línea 138kV a Trujillo Norte, SET MAT/MT SANTIAGO DE CAO	SET MAT/MT SANTIAGO DE CAO	CE-138COCIESBLI	Celda de Línea	2021
9	Celda de Línea 138kV a Trujillo Norte, SET MAT/MT SANTIAGO DE CAO	SET MAT/MT SANTIAGO DE CAO	CE-138COCIESBLI	Celda de Línea	2021
9	Línea Transmisión 138 kV Trujillo Norte - Santiago de Cao	Línea	LT-138COR0PMD0C5240A	Línea	2021
11	TP 34.5/23/10kV - 15MVA, SET AT/MT PAIJAN	SET AT/MT PAIJAN	TP-033MTMT-015COI	Transformador de Potencia	2024
11	Celda de Transformador 23 kV, SET AT/MT PAIJAN	SET AT/MT PAIJAN	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
11	Celda de Medición 23 kV, SET AT/MT PAIJAN	SET AT/MT PAIJAN	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2024
11	Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT PAIJAN	SET AT/MT PAIJAN	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024

Elementos con Bajas aprobadas:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Transformador 60/10 kV de 6,25 MVA	SET Caraz	3	2023
Transformador 60/23/10 kV de 9 MVA	SET Chilete	3	2023
LT 60kV Cajamarca - Celendín (17 km desde la salida de la SET Cajamarca)	Línea	3	2023
LT 138 kV Trujillo Norte - Santiago de Cao	Línea	3	2023

Transformador de 34,5/10 kV – 4,8 MVA	SET AT/MT Paján	3	2024
LT 220 kV Porvenir – Trujillo Sur	Línea	3	2025

Al respecto, se solicita que HIDRANDINA indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el directorio \06 ALTAS Y BAJAS\ se incluye el estado de avance de cada uno de los Elementos mencionados por Osinerghmin. Dicho estado de avance, así como la previsión de puesta en servicio, se reportan a Osinerghmin conforme al cumplimiento del "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobado mediante RCD-091-2021-OS-CD.

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por HIDRANDINA, se verifica la remisión del estado de ejecución de Altas y Bajas de los Elementos del PI 2021-2025, como parte de su sustento.

En consecuencia, HIDRANDINA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

18.- Sobre la actualización del SSTL

Para determinar la asignación de responsabilidad de pago del Sistema Secundario de Transmisión Libre (SSTL), LT 138 kV Huallanca-Pierina (LT-1127) de la Compañía Transmisora Andina, que suministra energía a la SET Huaraz Oeste; es necesario que HIDRANDINA proporcione los registros de medición correspondientes a las siguientes barras:

- Huaraz Oeste Transformador (138 kV)
- Huaraz Oeste Transformador (60 kV)
- L-1143 a Pierina (138 kV)

Estos registros deben cubrir el periodo comprendido entre enero de 2023 y diciembre de 2024.

Respuesta

En el directorio \07 MEDICIONES HUARAZ OESTE\ se está adjuntando la información de las mediciones de la subestación Huaraz Oeste de propiedad de HIDRANDINA.

Análisis de Osinerghmin

En el directorio señalado como respuesta a la observación, solo se encuentran archivos en formato Excel referidos al Transformado de Huaraz Oeste. Posteriormente, la información requerida fue remitida por Hidrandina mediante el oficio HDNA-GR/CF-0181-2025 del 10 de febrero de 2025.

Conclusión

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

Respecto al Área de Demanda 6**Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica****19.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022**

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de HIDRANDINA el total de energía del año 2022 asciende a 11 519 430 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 8 962 738 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para HIDRANDINA los factores de expansión de pérdidas de distribución PENT=1,92% y PEBT=7,41%; mientras que para ADINELSA, los factores PENT=3,48% y PEBT=8,53%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, HIDRANDINA debe corregir los factores de expansión de pérdidas PENT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

La respuesta a la observación 9 es válida para la presente observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA se verifica que los factores de expansión de pérdidas de distribución han sido corregidos y que ha considerado las bases de datos del SICOM y SICLI en los cálculos. Sin embargo, se observa que las demandas totales por sistema eléctrico difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

20.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información considerada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por HIDRANDINA en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh): Sistema eléctrico "Huaral-Chancay"					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	273 702	282 268	290 946	296 479	299 981
Demanda HIDRANDINA	0	0	0	0	0
Variación (%)	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%

En ese sentido, es necesario que HIDRANDINA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la demanda asociada al sistema eléctrico "Huaral - Chancay" en el formato F-503.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se verifica que los valores de demanda consignados en el Formato F-503 han sido corregidos.

Conclusión

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

21.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de la Propuesta de HIDRANDINA, considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

- No se ha presentado el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.
- Se observa que las barras MIRADOR-60, LOMERA-60 y MALVINAS-60 habrían sido calificadas en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.
- Se observa que la barra ZAPALLAL-60 habría sido calificada en DAT A. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.

Por tanto, HIDRANDINA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La respuesta a la observación 11 es válida para la presente observación.

Análisis de Osinergmin

Como parte de la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA adjunta el archivo "Reportes-F100-A6.xlsx" en el cual se detalla la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.

Con relación a las demandas de las barras observadas, HIDRANDINA ha actualizado la calificación de ellas.

Conclusión

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

22.- Sobre el Ingreso Tarifario

HIDRANDINA no ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía.

Al respecto, es necesario que HIDRANDINA presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

La respuesta a la observación 14 es válida para la presente observación.

Análisis de Osinerghmin

Ver el análisis de la observación 14.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

23.- Actualización del CMA SSTD y SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que HIDRANDINA ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, HIDRANDINA debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" se verifica que HIDRANDINA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

24.- Altas y Bajas de instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer qué Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Bajas aprobadas:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
LT 66 kV Nueva Paramonga-09 de Octubre	Línea	6	2023
Celda 60 kV-LI	SET Paramonga Nueva	6	2023
Celda 60 kV-LI	SET 09 de Octubre	6	2023
Celda 60 kV-LI	SET Huarmey	6	2023
Celda 10 kV-TR	SET Huarmey	6	2023
Celda 10 kV-AL	SET Huarmey	6	2023
Celda 10 kV-AL	SET Huarmey	6	2023
Celda 10 kV-AL	SET Huarmey	6	2023
Celda 23 kV-TR	SET Huarmey	6	2023
Celda 23 kV-AL	SET Huarmey	6	2023
Celda 23 kV-AL	SET Huarmey	6	2023

Al respecto, se solicita que HIDRANDINA indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el directorio \06 ALTAS Y BAJAS\ se incluye el estado de avance de cada uno de los Elementos mencionados por Osinerghmin. Dicho estado de avance, así como la previsión de puesta en servicio, se reportan a Osinerghmin conforme al cumplimiento del "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobado mediante RCD-091-2021-OS-CD.

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por HIDRANDINA, se verifica la remisión del estado de ejecución de Altas y Bajas de los Elementos del PI 2021-2025, como parte de su sustento.

En consecuencia, HIDRANDINA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

25.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalculer el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 3 y 6.

Se requiere, por lo tanto, que HIDRANDINA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

HIDRANDINA ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para las Áreas de Demanda 3 y 6 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa REDESUR

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de REDESUR no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, se requiere que REDESUR adecue su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se procederá a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo serán reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos. Este ajuste asegurará el cumplimiento con la normativa vigente, facilitando su revisión.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de REDESUR, se observa que algunos archivos no están correctamente vinculados. Por ejemplo, si bien el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" está vinculado, los valores consignados difieren de los considerados en el formato F-501 del archivo "F-501-502.xlsx", con lo que se advierte discrepancias en los valores de los niveles de tensión de AT y MT.

Conclusión

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

2.- Observación

El ESTUDIO presentado por REDESUR no cumple con los requisitos establecidos en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS, ya que, por ejemplo, no incluye un resumen ejecutivo. Al respecto, se requiere que REDESUR incorpore el Resumen Ejecutivo como parte de su ESTUDIO.

Respuesta

Se ha procedido a incorporar el Resumen Ejecutivo en el ESTUDIO, tal y como se requiere en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que en la PROPUESTA FINAL de REDESUR ha incluido un resumen ejecutivo, tanto en el Informe correspondiente a las SET Tacna y Puno como en el Informe de la Adenda 8.

Conclusión

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

3.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029). Se requiere que REDESUR sustente los valores presentados o, en su defecto, corrija donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido a realizar una revisión de los valores presentados de la demanda aprobada en el Plan de Inversiones de Transmisión mayo 2025 – abril 2029. En tal sentido, si los valores presentados en la Propuesta requieran ajustes, se actualizarán conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de REDESUR, se sigue observando que la demanda total del Año Representativo (2022) no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

4.- Observación

Para instalaciones del SST comprendidas en un Contrato de tipo BOOT, el Costo Total de Transmisión (CTT) debe actualizarse según la fórmula de actualización establecida en el respectivo contrato y en la Norma Liquidación SST-SCT. En ese sentido, se requiere que REDESUR presente los valores actualizados con los factores de actualización correspondientes a la fecha de presentación de su propuesta final.

Respuesta

En atención a lo señalado en los contratos BOOT, la normativa vigente y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, REDESUR procederá a actualizar el VNR utilizando el último índice de actualización WPSFD4131 publicado como definitivo vigente a la fecha de presentación de la presente Propuesta.

Concesionaria	Fecha de PPIO	PPI ₀	PPI ₁	Factor de Ajuste
REDESUR (SST) Adenda 8	Mar-2020	209.40	253.075	1.2086
REDESUR (SST) Puno	Feb-2001	149.20	253.075	1.6962
REDESUR (SST) Tacna	Jun-2005	156.30	253.075	1.6192

PPI₁ correspondiente a julio de 2024

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo a lo indicado por REDESUR, ha presentado su propuesta considerando los índices de actualización disponibles a la fecha de presentación de su PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

5.- Sobre el contenido del Documento

De acuerdo con el numeral 5.10.1 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe contener como mínimo, un resumen ejecutivo del estudio que sustenta la propuesta de Tarifas y Compensaciones. Al respecto, de la Propuesta de REDESUR se observa que en sus propuestas para la SST Tacna y SST Puno, como para la Adenda 8 no presenta resumen ejecutivo.

En consecuencia, se requiere que REDESUR presente de manera adecuada su Propuesta.

Respuesta

Se ha procedido a incorporar el Resumen Ejecutivo en el ESTUDIO, tal y como se requiere en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que en la PROPUESTA FINAL de REDESUR ha incluido un resumen ejecutivo, tanto en el Informe correspondiente a las SET Tacna y Puno como en el Informe de la Adenda 8.

Conclusión

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

6.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de REDESUR se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, se requiere que REDESUR presente datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REDESUR se verifica que el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" no se encuentra correctamente vinculado porque el formato F-501 del archivo "F-501-502.xlsx" presenta valores distintos en los niveles de tensión de AT y MT.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

7.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para las empresas públicas (Adinelsa, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina, Seal) unos factores de expansión de pérdidas de distribución los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por último, se observa que los valores presentados en el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" son diferentes a los valores consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx".

Por tanto, se requiere que REDESUR revise lo indicado y realice las correcciones que correspondan.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área de demanda 15 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).

En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-LIBRES.xlsx".

- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REDESUR, la observación sigue manteniéndose por cuanto la demanda total del Año Representativo (2022) no coincide con la demanda del PI 2025-2029 y los valores presentados en el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" son diferentes a los consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "F-501-502.xlsx".

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del PI 2025-2029. Al respecto, se observa que la información presentada por REDESUR en el Formato F-503 para el Área de Demanda 15 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 825 757	56 392 551	58 047 775	59 164 886	60 043 447
Demanda REDESUR	54 643 057	56 204 177	57 853 559	58 964 698	59 634 307
Variación (%)	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,7%

En ese sentido, se requiere que REDESUR sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a revisar la demanda del formato F-503 alineando los datos presentados con los valores estimados para el periodo mayo 2025 – abril 2029 en los formatos F-109 y F-115.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REDESUR se verifica la corrección de la demanda del formato F-503.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante mencionar que, los valores finales del Área de Demanda 15 han sido ajustados como producto de la revisión de la demanda por Área de Demanda, conforme se aprecia en el cuadro siguiente:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 824 246	56 391 040	58 046 264	59 163 376	60 041 936

En consecuencia, debe considerarse la demanda que se muestra en el cuadro anterior.

9.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" presentado por REDESUR, en el que presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tienen las siguientes observaciones:

- REDESUR ha calificado la demanda de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 en DMAT B, sin embargo, se verifica que dichas barras son Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, les corresponde la calificación en DMAT A.

- REDESUR ha calificado la demanda de las barras MOTIL-33, SANTIAGO DE CAO-34,5, INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, MIRADOR-60, LOMERA-60, MALVINAS-60, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60 en DAT B. Al respecto, se requiere que REDESUR revise la calificación asignada.
- REDESUR ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que REDESUR revise y corrija donde corresponda.
- REDESUR ha calificado la demanda de la barra ZAPALLAL-60 en DAT A. Al respecto, se requiere que RESESUR revise la calificación asignada.
- REDESUR ha calificado la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 en DMT, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que REDESUR revise y corrija donde corresponda.

Por tanto, es necesario que REDESUR presente el sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a las observaciones realizadas sobre la calificación de la demanda en barras específicas del archivo de sustento "F-501-502", se expone lo siguiente:

- Se ha revisado la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 calificadas como "DMAT B" en el archivo presentado. Sin embargo, al tratarse de Barras de Referencia de Generación (BRG) en MAT, procedemos a corregir su clasificación a "DMAT A" según lo estipulado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Se ha revisado la calificación de las barras MOTIL-33, SANTIAGO DE CAO-34,5, INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, MIRADOR-60, LOMERA-60, MALVINAS-60, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60.
- Hemos verificado que el nivel de tensión de la barra ANTAGASHA-50 se encuentra en AT. Procederemos a corregir la clasificación para que refleje correctamente la categoría correspondiente.
- La calificación asignada a la barra ZAPALLAL-60 será revisada conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. En caso de identificarse una discrepancia, se actualizará la clasificación.
- Tras verificar que el nivel de tensión de la barra CAJAMARQUILLA-30 corresponde a AT, procederemos a corregir su calificación para alinearla con la normativa aplicable.

Estas correcciones se reflejarán en la versión actualizada del archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de REDESUR, se verifica lo siguiente:

- Se ha corregido la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 a DMAT B.

- No se ha presentado el análisis considerado y resultados para la calificación de las barras observadas.
- Se ha corregido la demanda de la barra ANTAGASHA-50 a DAT B.
- Se ha corregido la demanda de la barra ZAPALLAL-60 a DAT B.
- Se ha corregido la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 a DAT A.

Conclusión

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

Sobre Ingreso Tarifario

- 10.-** REDESUR ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 15; sin embargo, la carpeta de sustento "Caso Base" presenta observaciones. Al respecto, se requiere que los archivos de entrada del modelo PERSEO consideren, los seis años, información actualizada respecto a la demanda y los planes de obras de generación y transmisión; asimismo utilice la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indique la fuente de información como sustento.

Por lo tanto, es necesario que REDESUR presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En base a lo observado, se están efectuando las siguientes acciones:

- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513", precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS
- Se revisarán y sustentarán los valores consignados en la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A10.xlsm", asegurando que los resultados sean trazables y estén respaldados por los archivos fuente.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

REDESUR ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 15; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y

transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, REDESUR no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la Determinación del CMA (CTT), Peajes y Fórmulas de Actualización

- 11.-** El saldo de la liquidación del SST Puno del año 2024 debe estar reflejado a abril del año 2026, por ello, es necesario que REDESUR actualice el cálculo de los Ingresos Esperados.

Respuesta

Se ha procedido a expresar el Saldo de Liquidación al final de periodo tarifario acorde a lo establecido en la Resolución N° 055-2020-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se considera que REDESUR ha procedido con reflejar los valores del Saldo de Liquidación a abril del 2026.

Conclusión

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

- 12.-** En la liquidación del SST Tacna, en la hoja Peajes, se observa que la demanda del año 2024 no corresponde a la demanda que se considera en la hoja Liquidaciones 2024, por ello, es necesario que REDESUR actualice los cálculos del peaje.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la demanda ejecutada del Sistema Eléctrico de Tacna.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se observa que REDESUR ha procedido a considerar la demanda ejecutada en los archivos de cálculo del SST Tacna.

Conclusión

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

- 13.-** Respecto al cálculo de Liquidaciones Anuales correspondientes al año 2024, REDESUR actualizó valores hasta agosto del 2024, considerando estimaciones para los meses posteriores. Por ello, REDESUR debe actualizar las liquidaciones con los valores disponibles a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

En atención a lo señalado en los contratos BOOT, la normativa vigente y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, REDESUR procederá a actualizar el VNR utilizando el último índice de actualización WPSFD4131 publicado como definitivo vigente a la fecha de presentación de la presente Propuesta.

Concesionaria	Fecha de PPI ₀	PPI ₀	PPI ₁	Factor de Ajuste
REDESUR (SST) Puno	Feb-2001	149.20	253.0750	1.6962
REDESUR (SST) Tacna	Jun-2005	156.30	253.075	1.6192

PPI₁ correspondiente a julio de 2024

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo a lo indicado por REDESUR, ha presentado su propuesta considerando los índices de actualización disponibles a la fecha de presentación de su PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

Adenda 8 del Contrato BOOT de REDESUR

- 14.-** El saldo de la liquidación correspondiente al año 2024 debe estar reflejado a abril del año 2026, por ello, es necesario que REDESUR actualice el cálculo de los Ingresos Esperados.

Respuesta

Se ha procedido a expresar el Saldo de Liquidación al final de periodo tarifario acorde a lo establecido en la Resolución N° 055-2020-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se considera que REDESUR ha procedido con reflejar los valores del Saldo de Liquidación a abril del 2026.

Conclusión

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

- 15.-** De acuerdo al archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" presentado por REDESUR, se observa que los coeficientes de los factores de actualización han sido determinados a partir de la participación de los indicadores de procedencia extranjera, procedencia nacional, aluminio y cobre.

Al respecto, se requiere que REDESUR explique la razón por la cual propone la valorización con módulos estándares y factores de actualización, cuando de acuerdo a lo establecido en sus Contratos de Concesión y la Norma Liquidación SST-SCT, los componentes de la inversión, operación y mantenimiento ya se encuentran definidos en los respectivos contratos, y el ajuste de estos componentes se realiza considerando los IPP.

Respuesta

Los coeficientes propuestos para el factor de actualización corresponden para el ajuste de los peajes del área de demanda 15 y no para ser aplicados en la actualización del VNR y COyM de los SST de REDESUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo a lo indicado por REDESUR, se verifica que los coeficientes propuestos no se están considerando en la actualización del VNR y COyM, siendo incluidos para determinar la fórmula de actualización de los peajes asociados a REDESUR.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**16.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA, el Ingreso Tarifario y Peajes.

Se requiere, por lo tanto, que REDESUR presente una nueva versión de su Propuesta donde se incluyan las correcciones necesarias acompañando al mismo los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Además, se recomienda que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado, puesto que de detectarse estos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para modificar la propuesta presentada en su última versión.

Respuesta

REDESUR ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el VNR y COyM en base a las fórmulas establecidas en los contratos BOOT.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del Costo Total de Transmisión e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, si bien REDESUR ha reformulado su propuesta en función de las observaciones planteadas, aún se observa aspectos que no ha corregido completamente como se indica en los análisis previos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa TESUR 3

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de TESUR 3 no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, TESUR 3 debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se procederá a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo serán reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos. Este ajuste asegurará el cumplimiento con la normativa vigente, facilitando su revisión.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TESUR 3 se observa que algunos archivos no están correctamente vinculados. Por ejemplo, el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" está vinculado, pero los valores consignados difieren de los del formato F-501 en el archivo "F-501-502.xlsx", presentando discrepancias en los valores para los niveles de tensión de AT y MT.

Conclusión

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

2.- Observación

El ESTUDIO presentado por TESUR 3 no cumple con los requisitos establecidos en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS, ya que, por ejemplo, no incluye un resumen ejecutivo. Al respecto, TESUR 3 deberá incorporar el Resumen Ejecutivo como parte de su Propuesta.

Respuesta

Se ha procedido a incorporar el Resumen Ejecutivo en el ESTUDIO, tal y como se requiere en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica la incorporación del Resumen Ejecutivo en el ESTUDIO.

Conclusión

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

3.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que TESUR 3

debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido a realizar una revisión de los valores presentados de la demanda aprobada en el Plan de Inversiones de Transmisión mayo 2025 – abril 2029. En tal sentido, si los valores presentados en la Propuesta requieran ajustes, se actualizarán conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TESUR 3, se sigue observando que la demanda total del Año Representativo (2022) no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

4.- Observación

En concordancia con lo indicado en la Norma Liquidación SST-SCT y el Contrato de Concesión SCT de TESUR 3, se debe considerar para la actualización del Costo de Inversión y Costo de Operación y Mantenimiento, el último dato definitivo del IPP (serie WPSFD4131) disponible en la fecha que corresponda efectuar la actualización. Al respecto, se verifica que TESUR 3 ha actualizado los costos con el IPP (disponible o definitivo según corresponda) a marzo 2024; por lo que, debe actualizar el CMA con el IPP definitivo disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final; sin perjuicio de que en la fijación tarifaria se aplique lo indicado en la Norma Liquidación SST-SCT y el Contrato de Concesión SCT de TESUR 3.

Respuesta

En atención a lo señalado en el contrato SCT, la normativa vigente y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, TESUR 3 procederá a actualizar el VNR utilizando el último índice de actualización WPSFD4131 publicado como definitivo vigente a la fecha de presentación de la presente Propuesta.

Concesionaria	Fecha de PPI0	PPI0	PPIi	Factor de Ajuste
TESUR3 (SCT)	Diciembre 2015	193.40	253.075	1.3086

PPIi correspondiente a julio de 2024

Análisis de Osinergmin

Se verifica que TESUR 3 utilizó el último valor del índice WPSFD4131 publicado como definitivo vigente a la fecha de presentación de su Propuesta final.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

5.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de TESUR 3 se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, TESUR 3 debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TESUR 3 se verifica que el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" no se encuentra correctamente vinculado porque el formato F-501 del archivo "F-501-502.xlsx" presenta valores distintos en los niveles de tensión de AT y MT.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

6.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para las empresas públicas (Adinelsa, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina, Seal) unos factores de expansión de pérdidas de distribución los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por último, se observa que los valores presentados en el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" son diferentes a los valores consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx".

Por tanto, TESUR 3 debe revisar lo indicado y realizar las correcciones que correspondan.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área de demanda 15 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).

En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-LIBRES.xlsx".

- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de TESUR 3, sigue manteniéndose la observación porque la demanda total del Año Representativo (2022) no coincide con la demanda del PI 2025-2029 y porque los valores presentados en el formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" son diferentes a los consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "F-501-502.xlsx".

Conclusión

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

7.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por TESUR 3 en el Formato F-503 para el Área de Demanda 15, no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 825 757	56 392 551	58 047 775	59 164 886	60 043 447
Demanda TESUR 3	54 643 057	56 204 177	57 853 559	58 964 698	59 634 307
Variación (%)	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,7%

En ese sentido, es necesario que TESUR 3 sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a revisar la demanda del formato F-503 alineando los datos presentados con los valores estimados para el periodo mayo 2025 – abril 2029 en los formatos F-109 y F-115.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TESUR 3 se verifica la corrección de la demanda del formato F-503.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante mencionar que, los valores finales del Área de Demanda 15 han sido ajustados como producto de la revisión de la demanda por Área de Demanda, conforme se aprecia en el cuadro siguiente:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 824 246	56 391 040	58 046 264	59 163 376	60 041 936

En consecuencia, debe considerarse la demanda que se muestra en el cuadro anterior.

8.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento “SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx” presentado por TESUR 3, en el que presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tienen las siguientes observaciones:

- TESUR 3 ha calificado la demanda de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 en DMAT B, sin embargo, se verifica que dichas barras son Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, les corresponde la calificación en DMAT A.
- TESUR 3 ha calificado la demanda de las barras MOTIL-33, SANTIAGO DE CAO-34,5, INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, MIRADOR-60, LOMERA-60, MALVINAS-60, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60 en DAT B. Al respecto, se requiere que REDESUR revise la calificación asignada.
- TESUR 3 ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que REDESUR revise y corrija donde corresponda.
- TESUR 3 ha calificado la demanda de la barra ZAPALLAL-60 en DAT A. Al respecto, se requiere que RESESUR revise la calificación asignada.
- TESUR 3 ha calificado la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 en DMT, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que REDESUR revise y corrija donde corresponda.

Por tanto, TESUR 3 debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes “05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm”, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a las observaciones realizadas sobre la calificación de la demanda en barras específicas del archivo de sustento “F-501-502”, se expone lo siguiente:

- Se ha revisado la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 calificadas como “DMAT B” en el archivo presentado. Sin embargo, al tratarse de Barras de Referencia de Generación (BRG) en MAT, procedemos a corregir su clasificación a “DMAT A” según lo estipulado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

- Se ha revisado la calificación de las barras MOTIL-33, SANTIAGO DE CAO-34,5, INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, MIRADOR-60, LOMERA-60, MALVINAS-60, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60.
- Hemos verificado que el nivel de tensión de la barra ANTAGASHA-50 se encuentra en AT. Procederemos a corregir la clasificación para que refleje correctamente la categoría correspondiente.
- La calificación asignada a la barra ZAPALLAL-60 será revisada conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. En caso de identificarse una discrepancia, se actualizará la clasificación.
- Tras verificar que el nivel de tensión de la barra CAJAMARQUILLA-30 corresponde a AT, procederemos a corregir su calificación para alinearla con la normativa aplicable.

Estas correcciones se reflejarán en la versión actualizada del archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de TESUR 3, se verifica lo siguiente:

- Se ha corregido la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 a DMAT B.
- No se ha presentado el análisis y resultados de la calificación de las barras observadas.
- Se ha corregido la demanda de la barra ANTAGASHA-50 a DAT B.
- Se ha corregido la demanda de la barra ZAPALLAL-60 a DAT B.
- Se ha corregido la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 a DAT A.

Conclusión

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

Sobre Ingreso Tarifario

- 9.- TESUR 3 ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 15, considerando la instalación L.T. Montalvo – Tacna 220 kV; sin embargo, señalar que la barra Montalvo 220 kV, no es una Barra de Referencia de Generación ("BRG"), por lo que no corresponde la determinación de los ingresos tarifarios; asimismo, respecto a la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.

Al respecto, es necesario que TESUR3 presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En base a lo observado, se están efectuando las siguientes acciones:

- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513", precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS
- Se revisarán y sustentarán los valores consignados en la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A10.xlsm", asegurando que los resultados sean trazables y estén respaldados por los archivos fuente.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

TESUR3 ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 15; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, TESUR3 no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la Determinación del CMA (CTT), Peajes y Fórmulas de Actualización

- 10.-** Para instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el CMA debe actualizarse según la fórmula de actualización establecido en el respectivo contrato y en la Norma Liquidación SST-SCT. Tener presente la aplicación de los redondeos especificados en la referida norma. Asimismo, la información requerida para la liquidación anual debe ser presentada en los formatos, plazos y medios que señala la citada norma.

Respuesta

Se ha verificado que la fórmula utilizada para la actualización del CMA cumple con lo establecido en el Contrato de Concesión y la Norma Liquidación SST-SCT.

Los cálculos incluyen la aplicación de los redondeos especificados en la norma correspondiente, garantizando la coherencia con los lineamientos regulatorios.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que el cálculo presentado por TESUR 3 cumple lo establecido en su contrato y en la Norma Liquidaciones SST-SCT.

Conclusión

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

- 11.- Es necesario precisar que el tipo de cambio consignado en el formato "F-515" tiene carácter preliminar, dado que el mismo deberá ser actualizado con el último tipo de cambio valor venta disponible a marzo de 2025.

Respuesta

Se ha efectuado las precisiones correspondientes con respecto a la actualización de los indicadores económicos como el tipo de cambio, el cual corresponde a los datos vigentes a la fecha de entrega de la presente Propuesta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión se verifica que TESUR 3 utiliza el tipo de cambio de 3.745 del noviembre de 2024, último valor del mes anterior a la presentación de su propuesta final.

Conclusión

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

- 12.- TESUR 3 en el Anexo 3 de su propuesta presenta en el archivo "Anexo 1 - TESUR 3 SCT Cálculo Liquidación (2024).xlsx" todas las liquidaciones, observándose que la hoja Liquidaciones 2021, corresponde a las liquidaciones del año 2020. Asimismo, en la hoja Liquidaciones 2025, que corresponde a la Liquidación del año 2024, en este último, TESUR 3 no ha reflejado el monto a abril de 2026, sino a abril de 2025, esto se ve reflejado en el archivo "Anexo 2 - TESUR3 Peaje Mayo 2024 - Abril 2025.xlsx". Se requiere que TESUR 3 corrija donde corresponda.

Respuesta

Se han realizado las precisiones y ajustes necesarios en las hojas de cálculo para identificar correctamente los periodos de liquidación. Es importante señalar que la referencia de cada hoja corresponde al periodo anual de liquidaciones, el cual inicia un año después del periodo de evaluación.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que TESUR 3 refleja el cálculo de la liquidación a abril de 2026.

Conclusión

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

- 13.- De acuerdo al Informe y archivos de cálculo, los coeficientes de los factores de actualización de las instalaciones asociadas a los Contratos de Concesión SCT, han sido determinados a partir de la participación de los indicadores de procedencia extranjera, procedencia nacional, aluminio y cobre. Sin embargo, estos factores de actualización no los considera en el cálculo de actualización de inversión. Asimismo, no se verifica como se obtuvo los valores de inversión por moneda extranjera, moneda nacional, aluminio y cobre que se indican en la hoja SCT_Contrato del archivo presentado en el Anexo 4 de su Propuesta.

Al respecto, TESUR 3 debe explicar la razón por la cual propone los indicados factores de actualización, cuando de acuerdo a lo establecido en su Contrato de Concesión

SCT y la Norma Liquidación SST-SCT, el ajuste de los componentes de inversión y de operación y mantenimiento se realiza considerando los IPP.

Respuesta

Los coeficientes propuestos para el factor de actualización están diseñados específicamente para el ajuste de los peajes del área de demanda 15 y no son aplicables para la actualización del CI y COYM del SCT de TESUR 3.

En cuanto a los valores iniciales del monto de inversión consignados en la hoja 'SCT Contrato', estos fueron propuestos por Osinerghmin en procesos de regulación anteriores, aplicando los módulos estándar vigentes en esas fechas y respetando el monto base del Costo de Inversión (USD 20,219,000.00).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que la actualización se realiza de acuerdo con su contrato, y que la actualización con los indicadores de procedencia extranjera, procedencia nacional, aluminio y cobre solo es para el ajuste de los peajes del Área de Demanda 15.

Conclusión

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

Sobre el Formato F-500 (Peajes)

- 14.-** Respecto al cálculo de Liquidaciones Anuales correspondientes al año 2024, TESUR 3 actualizó valores hasta agosto del 2024, considerando estimaciones para los meses posteriores. Al respecto, TESUR 3 debe actualizar las liquidaciones con los valores disponibles a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar las liquidaciones con la información disponible a la fecha de presentación de la presente Propuesta.

Análisis de Osinerghmin

De la hoja "SCT_Contrato" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsm" se verifica que los datos de la liquidación del proyecto LT 220 kV Montalvo – Los Héroes son los mismos que se encuentra en el archivo "Anexo 1 - TESUR 3 SCT Cálculo Liquidacion (2024).xlsx".

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

15.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA, el Ingreso Tarifario y Peajes.

Se requiere, por lo tanto, que TESUR 3 presente una nueva versión de su Propuesta donde se incluyan las correcciones necesarias acompañando al mismo los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Además, se recomienda que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado, puesto que de detectarse estos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para modificar la propuesta presentada en su última versión.

Respuesta

TESUR3 ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CI y COyM en base a las fórmulas establecidas en el contrato SCT.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del Costo Total de Transmisión e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que TESUR 3 ha reformulado su propuesta, sin embargo; no ha considerado el valor del año base de la demanda.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa PLUZ ENERGÍA

Observaciones Generales

1.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que PLUZ ENERGÍA debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se ajustó la demanda del año 2022 representativo en el Formato F-501 coincidiendo con los valores anuales determinados para cada sistema en los formatos de demanda publicados por el Osinergmin en la resolución de los Recursos de Reconsideración del PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA se verifica que se ha empleado la base de datos SICOM 2022 para consignar los valores de demanda del Año Representativo 2022 y sobre esta habría realizado un ajuste considerando la demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, no ha tomado en cuenta sobre considerar la información del SICLI 2022 para el caso de la demanda de usuarios libres.

Conclusión

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

2.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que PLUZ ENERGÍA revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se ajustaron los Formatos F-501 al F-510 considerando las Observaciones Específicas sobre Proyección de la Demanda Eléctrica y sobre Factores de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario formuladas por el Osinergmin mediante el Oficio N° 1940-2024-GRT.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 9 y 10. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que PLUZ ENERGÍA aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 6.

Conclusión

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

3.- Observación

En los archivos de cálculo presentados por PLUZ ENERGÍA, para el nombre del titular de las instalaciones que aparece en los archivos de sustento, se ha consignado “Enel Distribución”; sin embargo, debido al cambio de razón social, se solicita que se actualice los archivos de cálculo considerando el nombre actual del titular, es decir “PLUZ ENERGÍA”. Por ejemplo, en las hojas “SST” y “SCT” del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsx”, aún se consiga como titular a “Enel Distribución”.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se ajustaron las Hojas BD_Sein_trafo, BD_Sein_lineas, BD_Sist_trafo y BD_Sist_lineas del archivo AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029, reemplazando la indicación “Enel Distribución” por “Pluz Energía” en los Elementos correspondientes del sistema de transmisión del AD6.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que Pluz Energía ha realizado la modificación de los nombres en los diferentes archivos de sustento de su PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

4.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se consideran los últimos índices de precios disponibles a la fecha de su presentación.

Las fechas de los índices de precios considerados son las siguientes:

- Tipo de cambio: noviembre de 2024: 3,745 S/. / USD
- Índice de Precios Mayoristas: noviembre de 2024: 277,8337
- Precio del Cobre: diciembre de 2024: 409,4167
- Precio del Aluminio: diciembre de 2024: 2.354,7165

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsx” se verifica que PLUZ ENERGÍA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre y diciembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

5.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsx" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de PLUZ ENERGÍA el total de energía del año 2022 asciende a 8 814 619 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 8 962 738 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el formato F-501 se presentan valores para el sistema eléctrico "Andahuasi" en los niveles de tensión de MAT y AT, asimismo, se presentan valores para el sistema eléctrico "Lima Norte" en MAT. Sin embargo, de la revisión de los archivos del PI 2025-2029, dichos sistemas eléctricos no tienen demanda asociada en esos niveles de tensión.

Por tanto, PLUZ ENERGÍA debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se han efectuado los siguientes ajustes:

- Se modificó la demanda mensual del año 2022 representativo en el Formato F-501 de manera que los valores anuales acumulados coincidan con los valores anuales determinados para cada sistema en los formatos de demanda publicados por el Osinergmin en la resolución de los Recursos de Reconsideración del PI 2025-2029.
- Se eliminaron los registros de demanda en el nivel de tensión MAT y AT para el sistema eléctrico de "Andahuasi". Se eliminaron los registros de demanda en el nivel de tensión MAT para el sistema eléctrico de "Lima Norte".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA, se verifica que para el desglose de la demanda a registros mensuales en el archivo "Validación SICOM 2022_v.02042023_ENV.xlsx" no ha tenido en cuenta la base de datos del SICLI del año 2022 para fines de la demanda de usuarios libres. De otro lado, se verifica las correcciones efectuadas de los registros de demanda en los sistemas eléctricos de "Andahuasi" y "Lima Norte".

Conclusión

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

6.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsx", se observa que PLUZ ENERGÍA para el sistema eléctrico "Andahuasi"

en los niveles de tensión MAT y AT para el mes de enero ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que PLUZ ENERGÍA presente los factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se vincularon los factores estacionales de energía para el mes de enero del sistema “Andahuasi” según se indica en la Tabla 2-1 siguiente.

AREA DE DEMANDA 6												
SISTEMA ELÉCTRICO	MESES REPRESENTATIVOS											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Andahuasi												
MAT	0,08	0,09	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10
AT	0,08	0,09	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10
MT	0,08	0,09	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10

Tabla 7-1: Factores estacionales de energía mensuales para el sistema “Andahuasi” – Formato F-502

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA se verifica que los factores estacionales de energía no han sido vinculados correctamente en el formato F-502, dado los valores no coherentes observados. Por ejemplo, el sistema eléctrico “Andahuasi” presenta los mismos factores estacionales en los niveles de tensión MAT, AT y MT, lo cual no corresponde.

Conclusión

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

7.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que las proyecciones de demanda correspondientes al nivel de tensión “MT” del sistema eléctrico “Supe” consignadas en el Formato F-503 no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh): Sistema eléctrico “Supe”, nivel de tensión “MT”					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	108 855	110 670	112 529	114 433	116 384
Demanda PLUZ	34 405	34 405	34 405	34 405	34 405
Variación (%)	- 68%	- 69%	- 69%	- 70%	- 70%

En ese sentido, es necesario que PLUZ ENERGÍA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se ajustaron los valores de demanda del sistema eléctrico “Supe-Barranca-Pativilca” de manera que coincidan con los valores anuales determinados para cada sistema en los formatos de demanda publicados por el Osinergmin en la resolución de los Recursos de Reconsideración del PI 2025-2029, según se indica en la Tabla 2-1 siguiente.

Proyección de demanda de energía TOTAL - F-109 + F-115					
Sistema Eléctrico	2025	2026	2027	2028	2029
Supe-Barranca-Pativilca					
DMAT A					
DMAT B	0	0	0	0	0
DAT A					
DAT B	0	0	0	0	0
DMT	108.855	110.670	112.529	114.433	116.384
TOTAL SISTEMA	108.855	110.670	112.529	114.433	116.384

Tabla 2-2: Demanda anual de energía para el sistema “Supe-Barranca-Pativilca” – Hoja “Proy Demanda”

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA se verifica la corrección de la demanda en el formato F-503.

Conclusión

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

8.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de la Propuesta de PLUZ ENERGÍA, considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

- No se ha presentado el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.
- PLUZ ENERGÍA está considerando toda la demanda del nivel de tensión AT en DAT B. Al respecto, para las barras LOMERA-60, MIRADOR-60, SANTA ROSA-60, BARSÍ-60 y MALVINAS-60 se solicita revisar la calificación asignada y presentar la evaluación realizada para determinar la calificación propuesta.

Por tanto, PLUZ ENERGÍA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en el archivo de cálculo de peajes y factores de pérdidas medias “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029”, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se identificaron los casos correspondientes al tipo de conexión DAT (clientes en AT conectados a las barras de AT de la transformación MAT/AT) del sistema eléctrico de Lima Norte, los que se indican en la Tabla 2-3 siguiente.

DAT A - Lima Norte - Clientes de AT conectados en barras de AT de transformación MAT/AT						
BARRA	USUARIO	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029
MIRADOR60	GYM FERROVIAS (MIRADOR)	28.818	28.818	28.818	28.818	28.818
LOMER60	PROCESADORA INDUSTRIAL RIO SECO	959	959	959	959	959
BARSÍ60	METRO LIMA - L 2	0	0	85.791	85.791	85.791
MALVIN60	METRO LIMA - L2	0	0	116.079	116.079	116.079
BARSÍ60	METRO LIMA - L 4	0	0	109.271	109.271	109.271
Lima Norte	DAT A	29.777	29.777	340.917	340.917	340.917
Lima Norte	DAT B	626.114	936.692	1.045.963	1.045.963	1.045.963

Tabla 2-3: Demanda anual de energía del tipo de conexión “DAT A” para el sistema “Lima Norte” – Hoja “Aux Demanda Energía” del archivo de sustento “F-100_AD06_PI 25-29_PUB.xlsx”

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA, se verifica que ha desagregado la demanda en DAT A y DAT B. Sin embargo, se observa que la barra "BARS160" está siendo calificada en DAT A y DAT B a la vez.

Conclusión

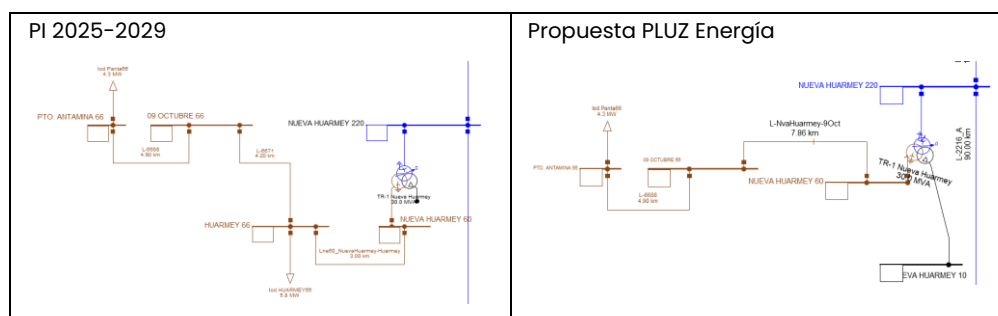
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

9.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD06_BAES.pfd", presentado por PLUZ ENERGÍA en su Propuesta, se tienen las siguientes observaciones:

- El archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de PLUZ ENERGÍA presenta diferencias topológicas respecto a lo aprobado en el PI 2025-2029. Por ejemplo, en el enlace LT 09 de Octubre - Nueva Huarmey 60 kV, en el PI 2025-2029 se tiene una subestación "Huarmey 66" (tramo 1 de 4,2 km y tramo 2 de 3 km) mientras que en la Propuesta de PLUZ ENERGÍA no tiene dicha barra intermedia (longitud 7,86 km). Se requiere que PLUZ ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.



- El archivo de Flujo de Carga presentado en la Propuesta de PLUZ ENERGÍA presenta inconsistencias en las instalaciones modeladas comparadas con el archivo de Flujo de Carga publicado en el PI 2025-2029. Por ejemplo, el proyecto SET Nueva Huarmey 220/60/10 kV presenta fechas diferentes de ingreso; en la Propuesta de PLUZ ENERGÍA se considera a partir del 2026 mientras que en el Plan de Inversiones 2021-2025 fue aprobado para el año 2023; por lo tanto, en su Propuesta corresponde incluir en el modelamiento del año 2025.
- Se verifica inconsistencias en el modelamiento contenidas en el archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de PLUZ ENERGÍA. Por ejemplo, para los escenarios con la demanda del Sistema (F-121), la carga "lod Panta66" tiene un "Factor de Potencia" igual a "1,00" y para los escenarios de demanda del SEIN (F-122) tiene otro "Factor de Potencia" igual a "0,95". Se requiere que PLUZ ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se consideraron los siguientes criterios para las 3 observaciones presentadas dentro de la Observación 9:

- Se mantuvo la configuración para la SET “Nueva Huarmey” considerada en la propuesta presentada ya que dentro de su planificación y estudio de preoperatividad se considera la Baja de la SET “Huarmey” con el traslado de su carga. Se considera también la conexión de la SET “Nueva Huarmey” con la LT de 66 kV conectada a la SET “9 de octubre”, tal y como se muestra en el unifilar de Pluz Energía.
- Se mantiene la puesta en servicio de la SET “Nueva Huarmey” para el año 2026, considerando lo indicado en el “Estudio de Preoperatividad – Resumen Ejecutivo” del proyecto “Creación del Servicio de Transmisión y Sub-Transmisión en la Set Nueva Huarmey, Línea 220kV para su Interconexión, Distrito de Huarmey de la Provincia de Huarmey del Departamento de Ancash” donde en el Punto 1.5 “Año de conexión” se indica “La fecha de entrada en operación del proyecto se prevé que será en el último trimestre del año 2025”.
- Se revisaron y ajustaron todos los “Factores de Potencia” con valor “1” en el archivo de DigSilent incorporando el valor “0,95” establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA se presenta el siguiente análisis:

- a) En relación con la configuración de la SET Nueva Huarmey, es preciso indicar que, según el PI 2021-2025, el proyecto contempla la nueva SET Huarmey 220/60 kV de 30 MVA, el traslado del transformador de 66/22,9/10 kV rotado de la SET Huarmey y la interconexión en 60 kV con la subestación 9 de octubre. En este sentido, el PI 2021-2025 no ha considerado la Baja completa de la SET Huarmey, sino únicamente la renovación de ciertos Elementos, como las celdas de línea, celdas de transformador y celdas de alimentador. Además, se verifica que incluso PLUZ ENERGÍA ha incluido el Elemento “TP-HUARMEY 16.6”, correspondiente al transformador de 66/22,9/10 kV, en el cálculo de los factores de pérdidas medias.
- b) La SET Nueva Huarmey es un proyecto aprobado dentro del PI 2021-2025 para el año 2023. Por lo tanto, en el PI 2025-2029 se incorpora a partir del primer año de dicho periodo (2025). Cabe señalar que, para efectos de la determinación de los factores de pérdidas medias se utiliza el modelamiento empleado para la determinación del PI 2025-2029. Es importante señalar que, como en procesos regulatorios anteriores, no forma parte del criterio de determinación de los factores de pérdidas medias, la actualización de parámetros y/o longitudes de Elementos considerados en la red de transmisión base, más aún si se trata de aspectos que derivan de modificaciones constructivas posteriores a la aprobación del Plan de Inversiones.
- c) Se observa que no se ha considerado para el factor de potencia el valor de 0,95 para algunas cargas como por ejemplo para los casos de estudio de máxima demanda coincidente con el sistema eléctrico: “Iod INFANTASIO” = 0,94 (año 2026); “Iod PANDOIO” = 0,93 (año 2026); “Iod VENTANILLAIO” = 0,96 (año 2026).

Conclusión

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

10.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias (FdPM) "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xls", presentado por PLUZ ENERGÍA, se tienen las siguientes observaciones:

- Se verifica que, para todos los años, PLUZ ENERGÍA está considerando para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, en el archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029" en las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", se están considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 138 kV Paramonga Nueva - Paramonga Existente (L-1101) y la Línea de Transmisión 220 kV Medio Mundo - Huacho (L-2213 y L-2279). Se requiere que PLUZ ENERGÍA revise y corrija donde corresponda con la finalidad de que este conforme como se indica en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Se verifica inconsistencias en las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas", "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" del formato F-500 de la Propuesta de PLUZ ENERGÍA; es decir, presentan diferencias comparadas con las pérdidas calculadas de su archivo de Flujo de Carga. Por ejemplo, para el año 2027 (F-121), la "LT Barsi - Malvinas 220 kV" en el formato F-500 se le asigna pérdidas de "0,0012367 MW", mientras que del archivo de Flujo de Carga de su Propuesta se calcula con "0,01229987 MW" que representa 895% de diferencia porcentual. Se requiere que PLUZ ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.
- En el archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029", en la hoja "Aux. pp y pe" se observa que se está considerando el valor del factor de carga diferente de "1,00" para las pérdidas fijas de los Elementos de Transformación MAT/AT de todos los Sistemas Eléctricos que conforman el Área de Demanda 6. Se requiere que PLUZ ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.

		Relación (fperd/fcarga)				
SISTEMA ELÉCTRICO	Tipo pérdidas	2025	2026	2027	2028	2029
Andahuasi						
Transmisión MAT	Total	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
Transformación MAT/AT	Fijas	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
	Variables	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
	Total	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
Transmisión AT	Total	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
Transformación AT/MT	Fijas	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Variables	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755
	Total	0.735	0.749	0.756	0.754	0.755

Fuente: Extracto del archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029", en la hoja "Aux. pp y pe"

- En el archivo "AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029", no se está considerando las inyecciones de potencia y energía, tal como se encuentra indicado en el numeral 19.5 de los Criterios para el Cálculo de los FPMD de la NORMA TARIFAS.

De igual forma, no se ha presentado las inyecciones de potencia de todos los generadores locales asociados al Área de Demanda 6. Al respecto, corresponde que

PLUZ ENERGÍA adjunte de manera detalla las inyecciones de potencia los generadores asociados a dicha área, sustentando los valores de inyecciones propuestos por central, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico, para ello debe considerar lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS y que algunas de las centrales de dicha área cuentan con registros de su operación en el COES.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se consideraron los siguientes criterios para las 4 observaciones presentadas dentro de la Observación 10:

- Se eliminaron del cálculo de las pérdidas en transmisión AT los siguientes tramos de línea de transmisión por conectar dos barras que tienen fijado Precios de Barra:
 - L-1101 de 138 kV “Paramonga Nueva – Paramonga Existente”.
 - L-2213 y L-2279 de 220 kV “Medio Mundo – Huacho”.
- Se ajustaron las salidas de los flujos de carga en las Hojas BD_Sein_trafo, BD_Sein_lineas, BD_Sist_trafo y BD_Sist_lineas del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualizacion PIT2025-2029.xlsx” de manera que reflejen los resultados de los flujos de carga para cada año del período en el archivo de DigSilent. Los valores de pérdidas por Elemento se exportan directamente a un Excel para formatear las hojas mencionadas del archivo F-500. Las pérdidas mencionadas en “el archivo de Flujo de Carga de su Propuesta” no fueron encontradas en la base DigSilent. Como comentario, la LT 220 kV mencionada tiene un nivel de carga baja, por lo que las pérdidas son reducidas.
- Se ajustaron los valores de la relación “fperd/fcarga” al valor “1” para todas las transformaciones MAT/AT y AT/MT de todos los años y todos los sistemas eléctricos en la Hoja “Aux. pp y pe” del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualizacion PIT2025-2029.xlsx”.
- Para la determinación de los flujos de carga se consideraron las mismas inyecciones de potencia consideradas por el Osinergmin en el archivo de DigSilent publicados por el Osinergmin en la resolución de los Recursos de Reconsideración del PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA se tiene el siguiente análisis:

- a) En relación a la observación sobre excluir del cálculo, los Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra, tal como lo establece la NORMA TARIFAS. De la revisión, se observa que PLUZ ENERGÍA solo ha corregido los casos mencionados como ejemplo en la observación. Sin embargo, aún se siguen considerando para el cálculo otros Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra.
- b) Se verifica que los valores obtenidos en las hojas BD_Sein_trafo, BD_Sein_lineas, BD_Sist_trafo y BD_Sist_lineas del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualizacion PIT2025-2029.xlsx” provienen de los resultados de los flujos de carga del archivo de Flujo de Potencia.

- c) Se verifica la corrección de actualizar el valor del factor de carga a "1,00" para las pérdidas fijas de los Elementos de Transformación MAT/AT, señalada en la respuesta a la observación.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia, PLUZ ENERGÍA no ha incluido el detalle y sustento de las inyecciones de potencia de los generadores relacionados al Área de Demanda 6, limitándose a indicar que son las consideradas en el archivo de Flujo de Potencia. En ese sentido, la observación relacionada a las inyecciones de potencia de las centrales de generación no se encuentra subsanada.

Conclusión

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

11.- Sobre el Ingreso Tarifario

PLUZ ENERGÍA no ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 6.

Al respecto, es necesario que PLUZ ENERGÍA presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En la propuesta de peajes y compensaciones PLUZ ENERGÍA no presenta los formatos F-511, F-512 y F-513 ya que no registra ingresos tarifarios.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida por PLUZ ENERGÍA, no se observa los Formatos F-511, F-512 y F-513, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS; en consecuencia, PLUZ ENERGÍA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

12.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que PLUZ ENERGÍA ha actualizado los indicadores TC e IPM a agosto de 2024, mientras que para el Precio del cobre (Cu) y Precio del aluminio (Al) se actualizaron a setiembre de 2024.

Por lo tanto, donde corresponda, PLUZ ENERGÍA debe corregir la actualización de los CMA para tal efecto deberá utilizar los últimos valores disponibles a la fecha de presentación de su propuesta reformulada.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se consideran los últimos índices de precios disponibles a la fecha de su presentación.

Las fechas de los índices de precios considerados son las siguientes:

- Tipo de cambio: noviembre de 2024: 3,745 S/. / USD
- Índice de Precios Mayoristas: noviembre de 2024: 277,8337
- Precio del Cobre: diciembre de 2024: 409,4167
- Precio del Aluminio: diciembre de 2024: 2.354,7165

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsx” se verifica que PLUZ ENERGÍA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre y diciembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

13.- Sobre Elementos dados de Alta

Se verifica que en la hoja “SCT” de su archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsm”, PLUZ ENERGÍA ha considerado 5 Elementos dados de Alta, cuya fecha de POC se dieron en enero de 2024 y de los cuales se ha considerado para su remuneración y fijación de CMA SCT; sin embargo, PLUZ ENERGÍA no ha remitido las Actas de Verificación de Alta (AVA) de dichos Elementos.

A continuación, se muestra los Elementos considerados por PLUZ ENERGÍA con POC 2024:

POC	Nombre Elemento	Instalación	Módulo	N° Acta según Titular	¿Presentó Actas?
29/01/2024	Celda Alimentador 10 kV	SET AT/MT JOSE GRANDA	CE-010COMCISBAL-par	AVA 004-2024-ENEL DP	NO
9/01/2024	Celda Alimentador 20 kV	SET AT/MT ZÁRATE	CE-023COMCISBAL-par	AVA 003-2024-ENEL DP	NO
9/01/2024	Celda de Transformador 20 kV	SET AT/MT ZÁRATE	CE-023COMCISBTR-par	AVA 003-2024-ENEL DP	NO
9/01/2024	Celda de Medición 20 kV	SET AT/MT ZÁRATE	CE-023COMCISBMD	AVA 003-2024-ENEL DP	NO
9/05/2024	Celda Alimentador 10kV	SET AT/MT ZÁRATE	CE-010COMCISBAL-par	AVA 005-2024-ENEL DP	NO

Al respecto, se solicita que PLUZ ENERGÍA remita las AVA para validar y dar cumplimiento al numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se presentan Actas de Altas de Elementos del sistema de transmisión pertenecientes a PLUZ ENERGÍA en la carpeta:

“Archivos de Sustento\4 Otros\4.2 Actas Transmisión 2024”

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por PLUZ ENERGÍA, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, PLUZ ENERGÍA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

14.- Sobre la valorización de los Elementos de Alta

PLUZ ENERGÍA no ha presentado el archivo de cálculo con el que valorizó los Elementos que ha considerado en la hoja “SCT” de su archivo “AD6 - F-500 Peajes Compensaciones y Actualización PIT2025-2029.xlsm”; por lo que, no se puede efectuar ni validar la trazabilidad de los costos de inversión consignados en su archivo.

Al respecto, se solicita que PLUZ ENERGÍA presente toda la información y sustento necesarios tales como: los archivos de cálculos de las valorizaciones debidamente vinculadas (formatos F-300), la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión (BDME) utilizada, entre otros.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se presentan los archivos de sustento del cálculo de valorización de los Elementos del sistema de transmisión pertenecientes a PLUZ ENERGÍA en la carpeta:

“Archivos de Sustento\4 Otros\ 4.3 Valorización Elementos Transmisión”

Análisis de Osinergmin

Se verifica que PLUZ ENERGÍA ha presentado los archivos de sustento del cálculo de valorización.

Conclusión

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

15.- Sobre Elementos aprobados con Altas y Bajas

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, de conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos aprobados para darse de Altas:

Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
Línea Transmision 60 kV Deriv. Barsi-Pershing - Pueblo Libre	Línea	LT-060COU0XXD0C312ES-ES2	Línea	2024
Línea Transmision 60 kV Deriv. Barsi-Pershing - Pueblo Libre	Línea	LT-060COU0ACD0C1500A	Línea	2024
Celda de Línea 60 kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-060COENIDBLI	Celda de Línea	2024

Celda de Línea 60 kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-060COENIDBLI	Celda de Línea	2024
Celda de Transformador 60kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-060COENIDBTR	Celda de Transformador	2024
Celda de medición 60 kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-060COENIDBMD	Celda de Medición	2024
Celda de Acoplamiento 60kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-060COENIDBAC	Celda de Acoplamiento	2024
Transformador de Potencia 60/20/10kV-40MVA, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Potencia	2024
Celda de Transformador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
Celda de medición 10 kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Acoplamiento 10kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBLA	Celda de Acoplamiento Longitudinal	2024
Celda de medición 10 kV, SET AT/MT Pueblo Libre	SET AT/MT Pueblo Libre	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2024
Transformador de Potencia 60/20/10 kV-40MVA, SET AT/MT Santa Rosa	SET AT/MT Santa Rosa	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Potencia	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Zárate	SET AT/MT Zárate	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Transformador de Potencia 60/20/10 kV-25 MVA, SET AT/MT Chancay	SET AT/MT Chancay	TP-060MTMT-025COE	Transformador de Potencia	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Filadelfia	SET AT/MT Filadelfia	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Filadelfia	SET AT/MT Filadelfia	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Filadelfia	SET AT/MT Filadelfia	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Transformador de Potencia 60/20/10 kV-40MVA, SET AT/MT Santa Marina	SET AT/MT Santa Marina	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Potencia	2024
Celda de alimentador 20 kV, SET AT/MT Comas	SET AT/MT Comas	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda de Transformador 20kV, SET AT/MT Comas	SET AT/MT Comas	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
Celda de medición 20 kV, SET AT/MT Comas	SET AT/MT Comas	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2024
Celda de alimentador 20 kV, SET AT/MT Pando	SET AT/MT Pando	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024

Celda de Transformador 20kV, SET AT/MT Pando	SET AT/MT Pando	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
Celda de medición 20 kV, SET AT/MT Pando	SET AT/MT Pando	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2024
Celda de Línea 220 kV, SET MAT/AT/MT Malvinas	SET MAT/AT/MT Malvinas	CE-220COENIDBLI	Celda de Línea	2024
Celda de Línea 220 kV hacia SET Malvinas	SET MAT/AT/MT "Barsi"	CE-220COCIEDBLI	Celda de Línea	2024
Línea Transmisión 220 kV Malvinas - Barsi	Línea	LT-220COU0XXS0C316ES-ES2	Línea	2024
Línea Transmisión 220 kV Malvinas - Barsi	Línea	LT-220COU0PAS0C1800A	Línea	2024
Celda Alimentador 10 kV, SET AT/MT Zapallal	SET AT/MT Zapallal	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda Alimentador 10 kV, SET AT/MT Mareategui	SET AT/MT Mareategui	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda Acoplamiento 10 kV, SET AT/MT Huandoy	SET AT/MT Huandoy	CE-010COMCISBLA	Celda de Acoplamiento	2024
Celda Medición 10 kV, SET AT/MT Huandoy	SET AT/MT Huandoy	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2024
Celda Alimentador 10 kV, SET AT/MT Huandoy	SET AT/MT Huandoy	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Celda Alimentador 10 kV, SET AT/MT Jose Granda	SET AT/MT Jose Granda	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
Transformador de Reserva 60/20/10 kV - 40 MVA, SET AT/MT Chavarria	SET AT/MT Chavarria	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Reserva	2024
Transformador de Reserva 60/20/10 kV - 40 MVA, SET AT/MT Canto Grande	SET AT/MT Canto Grande	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Reserva	2024

Elementos aprobados para darse de Bajas:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
TRI - TP 60/10 kV - 25MVA	SET Santa Marina	6	2024
TRI - TP 60/10 kV - 25MVA	SET Chancay	6	2024
TR4 - TP 60/10 kV - 25MVA	SET Santa Rosa	6	2024
Celda 60kV-LI	SET Pershing	6	2023
Celda 60kV-LI	SET Pershing	6	2023
Celda 60kV-AC	SET Pershing	6	2023
Celda 60kV-TR	SET Pershing	6	2023
Celda 60kV-TR	SET Pershing	6	2023
Celda 60kV-TR	SET Pando	6	2023
Celda 60kV-TR	SET Pando	6	2023
Transformador de Reserva	SET Canto Grande	6	2024
Transformador de Reserva	SET Chavarria	6	2024

Al respecto, se solicita que PLUZ ENERGÍA indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En la Propuesta de Peajes Reformulada se presentan dentro de los archivos de sustento, en la carpeta “4 Otros” la siguiente información:

- Carpeta “4.4 Estado de Altas y Bajas” con el archivo “Cuadros Elementos_27_12_2024.xlsx”, que contiene la situación actual de los Elementos del PI 2021-2025 indicados por Osinergmin, indicando si se solicitará o no la postergación de su puesta en servicio.
- Carpeta “4.5 Actas en proceso de firma” conteniendo las Actas de Verificación de Alta y Verificación de Baja que se encuentran en proceso de firma.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por PLUZ ENERGÍA, la lista de Elementos en Alta o Baja que no se han ejecutado en el año 2024 (correspondientes al PI 21-25) han sido remitidos como parte de su sustento en las “Carpeta 4.4 Estado de Altas y Bajas”.

Que, respecto al sustento remitido en la “Carpeta 4.5 Actas en proceso de firma”, se debe mencionar que, los Elementos a ser considerados son aquellos con Actas suscritas.

En consecuencia, PLUZ ENERGÍA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas. Se debe indicar que, los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS son los Elementos de Altas y Bajas – suscritas- en el presente proceso regulatorio.

Conclusión

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

16.- Sobre el transformador de reserva en SET Santa Rosa

En relación con el transformador de reserva de 28,33 MVA en la SET Santa Rosa Nueva, PLUZ ENERGÍA ha enviado un informe técnico donde concluye que dicha instalación presentaba fallas desde el año 2003, motivo por el cual fue dada de Baja en el año 2006. Al respecto, se solicita a PLUZ ENERGÍA aclarar si este transformador se encuentra actualmente en sus almacenes para lo cual se requiere la evidencia respectiva, con el fin de que el Regulador tenga conocimiento sobre su ubicación actual y proceda con el análisis respectivo.

Respuesta

Dado el tiempo transcurrido (más de 18 años desde su Baja operativa), el transformador de reserva de 28,33 MVA SET Santa Rosa Nueva ya no se encuentra en ningún almacén de PLUZ ENERGÍA.

Debido a lo anterior, es que se elaboró el informe técnico enviado en nuestra propuesta inicial de peajes (incluido en la carpeta de archivos de sustento de la Propuesta Reformulada “4 Otros\4.1 Transformador SET Santa Rosa”) con los resultados de las pruebas realizadas en esa época y que conllevaron a la Baja operativa del transformador. Debido a que los Sistemas Secundarios antes de la

reforma del 2006 se remuneraban mediante un Sistema Económicamente Adaptado, la Baja de los Elementos era un proceso interno de cada empresa distribuidora, y en la actualidad ya no contamos con la documentación histórica sobre la Baja operativa de este Elemento.

Análisis de Osinerghmin

PLUZ ENERGÍA aclara que no cuenta con documentación histórica respecto al polo de reserva, dado que, ya transcurrieron más de 18 años. Al respecto, debemos indicar que por la información enviada de PLUZ ENERGÍA, este transformador era parte de los SST que fueron retirados de operación antes de la aprobación Ley 28832 y que en consecuencia no corresponde ser parte de los SST.

Por otro lado, respecto al monto que PLUZ ENERGÍA indica debe devolver, este corresponderá ser evaluado en el procedimiento de Liquidación Anual de los SST y SCT.

Conclusión

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

17.- Sobre los Formatos F-500 (Peajes)

En el archivo F-500, PLUZ ENERGÍA no considera el Ingreso Tarifario mencionado en el numeral 25.1 de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, PLUZ ENERGÍA debe incorporar este Ingreso Tarifario en los cálculos de los peajes correspondientes al Área de Demanda 6 o, en caso contrario, justificar por qué no corresponde su uso.

Respuesta

En la propuesta de peajes y compensaciones PLUZ ENERGÍA no presenta los formatos F-511, F-512 y F-513 ya que no registra ingresos tarifarios.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida por PLUZ ENERGÍA, no se observa los Formatos F-511, F-512 y F-513, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Sin embargo, PLUZ ENERGÍA aclara que no registra ingresos tarifarios, por lo que se infiere que sus instalaciones no cumplen con los requisitos señalados en el numeral 22 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

18.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 6.

Se requiere, por lo tanto, que PLUZ ENERGÍA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Junto con el presente Informe de Absolución de Observaciones se presenta la Propuesta de Peajes Reformulada con sus archivos de sustento.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de PLUZ ENERGÍA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTRO UCAYALI

Observaciones Generales

1.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELECTRO UCAYALI debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se debe mencionar que para el cálculo de los peajes ELUC ha cumplido en tomar la información proveniente de los formatos de demanda aprobados en el Plan de Inversiones 2025 – 2029, lo cual puede ser evidenciado en los formatos de demanda F100 presentados en la propuesta inicial de peajes.

Asimismo, se justifican los números puestos en los registros mensuales de energía en el año representativo 2022 en base a la información del SICOM y del SICLI, respectivamente. Se ha tenido en cuenta un FPM (MT+BT) de 1.0799, como se indica en el formato F-103 del Plan de Inversiones 2025 – 2029, conforme a la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestran los cuadros respectivos.

SICOM 2022

Año	2022	
Empresa	Electro Ucayali	
Interconexion	SEIN	
Mercado	Regulado	

Suma de Etotat_MWh	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gener
SE		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gener
Aguaytía		960	809	947	887	946	936	1,010	1,040	1,042	1,104	1,005	987	11,771
Campo Verde		1,841	1,526	1,875	1,752	1,824	1,729	1,729	2,097	2,540	2,815	2,454	2,631	24,771
Pucallpa		20,475	27,098	20,988	19,440	20,077	19,086	21,530	20,492	22,487	21,609	20,421	22,240	243,34
SER Aguaytía		584	488	607	559	611	574	645	626	627	661	627	641	7,221
SER Pucallpa-Campo Verde		975	841	941	921	942	930	977	1,003	1,037	1,038	971	1,003	11,511
Total general		25,036	21,363	24,408	23,559	24,401	23,292	25,591	25,239	26,733	27,227	25,512	24,487	298,61

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
SICOM 2022 - Aguaytía	1,544	1,298	1,555	1,446	1,558	1,511	1,655	1,667	1,669	1,765	1,706	1,614	18,986
SICOM 2022 - Campo Verde, Pucallpa	23,492	20,066	22,904	22,113	22,843	21,742	23,736	23,592	25,064	25,462	23,806	24,873	279,693

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
SICOM 2022 + PERDIDAS - Aguaytía	1,667	1,401	1,679	1,561	1,682	1,631	1,787	1,800	1,803	1,906	1,842	1,743	20,503
SICOM 2022 + PERDIDAS - Campo Verde, Pucallpa	25,368	21,668	24,733	23,880	24,668	23,478	25,632	25,477	27,065	27,496	25,708	26,860	302,033

SICLI 2022

Año	2022	
Interconexion	SEIN	
Departamento	Ucayali	
Mercado	Libre	

Suma de Etotat_MWh	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total general
SE		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total general
Pucallpa		4,701	3,982	4,606	4,333	4,759	4,548	4,787	5,042	5,100	5,180	4,887	4,760	56,684
Total general		4,701	3,982	4,606	4,333	4,759	4,548	4,787	5,042	5,100	5,180	4,887	4,760	56,684

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
SICLI 2022 - Pucallpa	4,701	3,982	4,606	4,333	4,759	4,548	4,787	5,042	5,100	5,180	4,887	4,760	56,684
SICLI 2022 + PERDIDAS - Pucallpa	5,076	4,300	4,973	4,679	5,139	4,912	5,169	5,445	5,507	5,594	5,277	5,140	61,212

SICLI+SICOM 2022

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
SICLI+SICOM 2022 + PERDIDAS - Aguaytía	1,667	1,401	1,679	1,561	1,682	1,631	1,787	1,800	1,803	1,906	1,842	1,743	20,503
SICLI+SICOM 2022 + PERDIDAS - Campo Verde, Pucallpa	30,444	25,968	29,707	28,558	29,807	28,390	30,801	30,922	32,572	33,090	30,985	32,000	363,244

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI, se verifica que los valores de demanda para el año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con la

demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de cada sistema eléctrico no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELECTRO UCAYALI revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a revisar la distribución de carga conforme a los criterios aprobados por Osinerghmin en el Plan de Inversiones 2025 – 2029 en la etapa de recurso de reconsideración y que se recogen en los formatos “F-100” y “F-200”. Asimismo, se incluyen las pérdidas de los Elementos referidos por Osinerghmin.

Se ha corregido el archivo de Flujo de carga, el cual no estaba actualizado debido a que aún contenía Elementos pendientes del periodo 2021-2025, y en la propuesta final ya incluye lo correspondiente al periodo 2025-2029, con todo lo que fue aprobado en el Plan de Inversiones correspondiente (después de haber sido resueltos los Recursos de Reconsideración), y conforme a la NORMA TARIFAS, adjunto en el archivo “BD SEIN-GRT - AD14_25-29.pfd”.

Análisis de Osinerghmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 9 y 10 para el Área de Demanda 14. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que ELECTRO UCAYALI aún presenta inconsistencias en la determinación del Factor de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 14.

Conclusión

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

3.- Observación

De la revisión del archivo de Flujo de Carga “BD SEIN-GRT - AD14.pfd” presentado por ELECTRO UCAYALI para sustentar su propuesta de FPMd, se verifica que el archivo presentado no corresponde al archivo de Flujo de Carga del PI 2025-2029, ya que no contiene la demanda ni los Elementos aprobados en el citado Plan de Inversiones. Además, se verifica que el archivo presentado corresponde al archivo utilizado en el proceso de “Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, para el periodo 2021-2025”. En ese sentido, ELECTRO UCAYALI debe presentar el archivo de Flujo de Carga considerando los mismos criterios y valores de Demanda (“Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”), “Distribución de Carga”, “Factor de Escala” y “Factor de Potencia”, y conteniendo las instalaciones modeladas por Osinerghmin en el PI 2025-2029, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En base a la observación 2, se exportaron correctamente las pérdidas de los Elementos de transmisión (hojas “BD_Sist_trafo”, “BD_Sist_lineas”, “BD_Sein_trafo” y “BD_Sein_lineas”) del nuevo archivo de flujo de carga “BD SEIN-GRT - AD14_25-29.pfd”, y se ha procedido a actualizar los formatos F-504 al F-510, para así sustentar el cálculo de Factores de Pérdidas Medias de acuerdo a la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión al archivo de Flujo de Potencia “BD SEIN-GRT - AD14_2025-029.pfd” presentado por ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL, se ha identificado que, el archivo de Flujo de Potencia corresponde al aprobado en el PI 2025-2029. Sin embargo, se identifica que, no ha incluido los escenarios de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” (F-122). En ese sentido, no es posible efectuar la trazabilidad de los valores de pérdidas presentados en las hojas “BD_Sein_trafo” y “BD_Sein_lineas” del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm”.

Conclusión

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

4.- Observación

Según lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo del año de la fijación tarifaria, que para este proceso regulatorio correspondería al 31 de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que ELECTRO UCAYALI ha actualizado el CMA con valores de indicadores actualizados con fecha de agosto de 2024. Sin perjuicio de lo indicado, ELECTRO UCAYALI debe actualizar el CMA con los últimos valores disponibles de los indicadores, vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta reformulada.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a actualizar el CMA de los Elementos correspondientes al SST y SCT considerando los indicadores disponibles al 04.12.2024 para el precio del cobre y del aluminio, los que a su vez han sido empleados para la actualización del pliego tarifario de diciembre del presente:

		Mes t-2	Mes t-2
Fecha del indicador ==>		Oct-2024	Oct-2024
Ajuste	AI	IPAI	IPCu
4/12/2024	4/12/2024	2354,716519	409,416667

Para el tipo de cambio se ha revisado el último valor disponible en la página web de la Superintendencia de Banca y Seguros (SBS) (https://www.sbs.gob.pe/app/pp/sistip_portal/paginas/publicacion/tipocambiopromedio.aspx) , siendo el último disponible al 30.12.2024:

COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO			
Ingreso fecha: 30/12/2024 (dd/mm/aaaa)		Consultar	Exportar
Tipo de Cambio al 30/12/2024			
MONEDA	COMPRA (S/)	VENTA (S/)	
Dólar de N.A.	3.758	3.770	
Dólar Australiano	2.329	2.536	
Peso Chileno	0.003		
Libra Esterlina	4.528	4.760	
Yen Japonés	0.025	0.025	
Peso Mexicano	0.183	0.185	
Franco Suizo	3.814		
Euro	3.614	4.223	

Mientras que para el Índice de Precios al por Mayor (IPM), se ha revisado la página de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) (<https://www.sunat.gob.pe/indicestasa/ipm.html>), siendo el último valor disponible a diciembre de 2024. Cabe mencionar que al ser un IPM con base de diciembre de 2013, se ha procedido a calcular el aplicable con base en el año 2024.

2024			
Mes	IPM Base Dic-2013 ¹	Variación Porcentual Mensual	Variación Porcentual Acumulada
Enero	131.877703	-0.73	-0.73
Febrero	132.308899	-0.33	-0.40
Marzo	131.760080	-0.41	-0.82
Abril	131.583653	-0.13	-0.95
Mayo	131.306379	-0.21	-1.16
Junio	131.296238	-0.01	-1.17
Julio	132.120567	0.63	-0.55
Agosto	131.721517	-0.30	-0.85
Septiembre	131.208716	-0.39	-1.23
Octubre	130.975843	-0.18	-1.41
Noviembre	131.389937	0.32	-1.10
Diciembre	131.013115	-0.29	-1.38

Cabe mencionar que al ser un IPM con base de diciembre de 2013, se ha procedido a calcular el aplicable con base en el año 2024, obteniendo un IPM de 277.036910.

Mes	Aplicable	
	Índice base Año 1994	Índice base Dic-2013
Dic-2013	211.457387	100
Dic-2024	277.036910	131.013115

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025-2029 (def).xlsm” se verifica que ELECTRO UCAYALI ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, también se observa que ELECTRO UCAYALI no ha considerado los indicadores desde abril 2021 hasta noviembre del 2024.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

5.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo “05-Tarifas-Rev_2025-2029.xlsm” se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía por sistema eléctrico no coinciden.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELECTRO UCAYALI debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuesta de la observación 1.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que los valores de demanda del año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con la demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de cada sistema eléctrico, no.

Conclusión

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

6.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ELECTRO UCAYALI en el Formato "F-503" no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 14					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Aguaytía"					
Demanda PI 2025-2029	23 111	23 970	24 849	25 749	26 671
Demanda ELECTRO UCAYALI	22 846	23 704	24 583	25 483	26 405
Variación (%)	- 1,0%	- 1,0%	- 1,0%	- 1,0%	- 1,0%
Sistema eléctrico "Campo Verde, Pucallpa"					
Demanda PI 2025-2029	411 444	435 545	452 492	468 496	484 822
Demanda ELECTRO UCAYALI	411 709	435 811	452 757	468 761	485 088
Variación (%)	+ 0,1%	+ 0,1%	+ 0,1%	+ 0,1%	+ 0,1%

En ese sentido, es necesario que ELECTRO UCAYALI sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

La diferencia constatada por Osinerghmin se dio por un cliente libre del Sistema Eléctrico Aguaytía que fue sumado por error al SE Campo Verde, Pucallpa. Por ello, se ha procedido a corregir y levantar la observación, coincidiendo de esta manera con la demanda del Plan de Inversiones 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que ha corregido la observación en el formato F-503.

Conclusión

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

7.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux F-119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025-2029.xlsm", se observa que las demandas en el nivel de tensión DMT de todos los sistemas eléctricos del Área de Demanda 14 no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al

respecto, ELECTRO UCAYALI debe revisar lo indicado y corregir según corresponda. Asimismo, se observa que en dicha hoja se presentan valores asociados al periodo 2021-2025 que no corresponden al presente proceso regulatorio. Al respecto, se solicita revisar lo indicado y realizar las correcciones y/o precisiones donde corresponda.

Respuesta

Complementa a lo corregido en la observación 6. Se han levantado las observaciones correspondientes y se retiraron los valores del periodo 2021-2025, dejando los correspondientes al Plan de Inversiones 2025-2029 en la hoja de cálculo "Aux-F119".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que ha corregido la observación en la hoja "Aux-F119".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

8.- Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm", en las hojas "Pot_max_Sist", "Pot_Coinc_SEIN", "Proy_Dem"; se observa que las demandas de los sistemas eléctricos "Aguaytía" y "Campo Verde, Pucallpa" no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Respuesta en la observación 6. Se ha corregido la demanda, la cual ahora coincide con lo consignado en el PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que ha corregido la observación en la hoja "Proy_Dem". Sin embargo, los valores de la demanda contenidas en las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN" siguen sin corresponder con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

9.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD SEIN-GRT - AD14.pfd" presentado por ELECTRO UCAYALI en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- El archivo de Flujo de Carga no contiene el "Proyecto Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas" aprobado en el Plan de Transmisión de COES 2023 – 2032. Al respecto, se requiere que ELECTRO UCAYALI presente su archivo de Flujo de Carga conteniendo los

proyectos aprobados en el Plan de Transmisión, ya que, estos modifican la topología de la red del Área de Demanda 14.

- Se verifica que, el archivo de Flujo de Carga no contiene los proyectos aprobados en el PI 2025 – 2029 para el Área de Demanda 14. Por ejemplo, no está modelado el proyecto TP 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA para el año 2028 en SET Yarinacocha. Al respecto, es necesario que, ELECTRO UCAYALI revise y corrija donde corresponda.
- Se verifica que el archivo de Flujo de Carga no contiene la Demanda aprobada por Osinerghmin en el PI 2025 – 2029, para el Área de Demanda 14. Por ejemplo, para el caso del estudio del año 2025 del archivo “BD SEIN-GRT - AD14.pfd”, las cargas “AGUAY023(1)”, “CAMPV023”, “CVERDE023”, entre otros, no son coherentes con la Demanda del Formato F-121 aprobado por Osinerghmin. Al respecto, es necesario que, ELECTRO UCAYALI explique las razones de los cambios efectuados o en su defecto corrija donde corresponda, de manera que el archivo de Flujo de Carga contenga la Demanda aprobada en el Plan de Inversiones conforme señala la NORMA TARIFAS.
- Se verifica que, el archivo de Flujo de Carga en la carpeta “3. SER_F122” presenta modelado el período correspondiente al 2021-2025, lo cual, corresponde al proceso regulatorio “Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, para el periodo 2021- 2025”. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe presentar su archivo de Flujo de Carga con los escenarios correspondientes al período de evaluación del presente proceso regulatorio.

En ese sentido, es necesario que ELECTRO UCAYALI presente el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuesta de la observación 2.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión al archivo de Flujo de Potencia “BD SEIN-GRT - AD14_2025-029.pfd” presentado por ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL, se ha identificado que, el archivo de Flujo de Potencia corresponde al aprobado en el PI 2025-2029, el cual contiene los proyectos aprobados en el PI 2025 – 2029 y en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, para el Área de Demanda 14. Sin embargo, se verifica que, el archivo de Flujo de Potencia no contiene los escenarios de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” (F-122).

Conclusión

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

10.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión al archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm”, presentado por ELECTRO UCAYALI, se tiene las siguientes observaciones:

- En el archivo “F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm”, se observa que las pérdidas contenidas en las hojas “BD_Sist_trafo”, “BD_Sist_lineas”, “BD_Sein_trafo” y “BD_Sein_lineas” no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Carga presentado por ELECTRO UCAYALI. Por

ejemplo, en la hoja "BD_Sist_trafo" para el Elemento "Tr2 Campo Verde" (SET Campo Verde) se le asigna pérdidas de "0,00328 MW" y "0,000504 MW", pero del archivo de Flujo de Carga se verifica pérdidas con valor de "0,00437 MW" y "0,0005017 MW". Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe actualizar su archivo de Flujo de Carga y exportar correctamente las pérdidas de los Elementos de transmisión para sustentar su Propuesta.

- En las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sein_trafo" del archivo mencionado, se observa que no se ha considerado para la determinación de pérdidas, el transformador aprobado en la SET Yarinacochas para el año 2028. En ese sentido, es necesario que ELECTRO UCAYALI incluya en el cálculo de FPMd todos los Elementos pertenecientes a los SST y SCT, incluidos los que fueron aprobados en el PI 2025-2029.

Al respecto, es necesario que ELECTRO UCAYALI presente el archivo "F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Ver respuesta de la observación 3.

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se tiene el siguiente análisis:

- a) Respecto a la coherencia de los valores de las pérdidas de los Elementos entre el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas de Medias "F_500_FactPerd_Area14_25_29" y el archivo de Flujo de Potencia "BD SEIN-GRT - AD14_25-29" de la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que los valores presentados en las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" no guardan relación con los valores de pérdidas obtenidos del archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL. Asimismo, no es posible efectuar la trazabilidad de los valores de pérdidas presentados en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas".
- b) De la revisión al archivo de cálculo del Factor de Pérdidas de Medias "F_500_FactPerd_Area14_25_29.xlsm", se observa que persiste la exclusión del transformador de la SET Yarinacocha aprobado en el PI 2025-2029 para la determinación del Factor de Pérdidas de Medias.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

11.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMASSTD y CMASCTD deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTRO UCAYALI ha actualizado dichos indicadores a setiembre de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTRO UCAYALI debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Además, aunque los indicadores incluidos en la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025-2029.xlsm" están descritos como correspondientes a septiembre

de 2024, se ha verificado que en realidad corresponden a agosto de 2024. Por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe corregir y actualizar los indicadores con los datos reales para cada uno de los meses.

Respuesta

Ver respuesta de la observación 4.

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025-2029 (def).xlsm” se verifica que ELECTRO UCAYALI ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, también se observa que ELECTRO UCAYALI no ha considerado los indicadores desde abril 2021 hasta noviembre del 2024.

Conclusión

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

12.- Sobre Altas y Bajas de Instalaciones

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos aprobados de Altas

ID_Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
3	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-023SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-023SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-023SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-023SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-010SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-010SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
3	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-010SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024

3	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT Parque Industrial	SET AT/MT Parque Industrial	CE-010SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
2	Línea Transmisión 60 kV Parque Industrial – Yarinacocha	Línea	LT-060SER0TASIC1240A	Línea	2024
4	Línea de Derivación 138 kV a SET Campo Verde de 0,46 km	Línea	LT-138SIR0TADIC1300A	Línea	2023

Elementos aprobados de Baja

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
LT 60 kV Parque Industrial – Yarinacocha (6,8 Km)	Línea	14	2024
Celdas 10 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 10 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 10 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 10 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 22,9 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 22,9 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 22,9 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024
Celdas 22,9 kV en SET Parque Industrial	SET Parque Industrial	14	2024

Al respecto, se solicita que ELECTRO UCAYALI indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

A la fecha, se cuenta con la emisión de las Resoluciones G-35-2024-EU y G-115-2024-EU de aprobación del proyecto “Mejoramiento y ampliación de línea de transmisión en 60 kV, tramo SEYA-SEPI e implementación de celdas de media tensión en 10-22.9 kV en la subestación Parque Industrial del sistema eléctrico de Pucallpa – región Ucayali”, las cuales consideran la ejecución de la obra Línea Transmisión 60 kV Parque Industrial – Yarinacocha y las celdas asociadas. Además, se ha convocado en el Portal del SEACE (Sistema Electrónico de Contrataciones del Estado) los Procesos de la ejecución y supervisión de la Obra. En el Anexo A del presente Informe se adjuntan los documentos mencionados.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTRO UCAYALI, la lista de Elementos en Alta o Baja que no se han ejecutado en el año 2024 (correspondientes al PI 2021-2025) han sido

remitidos como parte de su sustento en el Informe "Informe de lev. Observaciones Peajes 2025-2029 ELUC - Anexo A".

En consecuencia, ELECTRO UCAYALI ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

13.- Sobre el Formato F-500 (Peajes)

En relación con el Ingreso Tarifario en la hoja 'Aux-IT' del archivo "05-Tarifas-Rev_2025-2029.xlsm", ELECTRO UCAYALI considera los ingresos tarifarios utilizados en la Fijación de peajes para el periodo 2021-2025; por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe actualizar los valores para el periodo 2025-2029.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el artículo 22 de la NORMA TARIFAS refiere que el Ingreso Tarifario "se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra".

Por lo indicado, las instalaciones del SST y/o SCT del Área de Demanda 14 no cumplen con dicho criterio, en tal sentido no corresponde determinar el Ingreso Tarifario.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de ELECTRO UCAYALI, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de ELECTRO UCAYALI, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

14.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 14.

Se requiere, por lo tanto, que ELECTRO UCAYALI presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

En atención a lo observado y considerando las respuestas a las observaciones presentadas, se ha procedido a recalcular el CMA, el Ingreso Tarifario, los Peajes, los factores de pérdidas y factores de actualización.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTROCENTRO

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ELECTROCENTRO no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, ELECTROCENTRO debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELECTROCENTRO debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se procedió a realizar la revisión de los valores presentados acorde a la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025 – 2029 (Formatos F-100). En tal sentido, se ha procedido a ajustar dichos valores conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO se verifica que los valores de demanda del año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con la demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de cada sistema eléctrico, no.

Conclusión

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

3.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que

según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

Se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsx" se verifica que ELECTROCENTRO ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

4.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELECTROCENTRO revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Respecto al archivo de Flujo de Carga del Área de Demanda 5, se presentará el archivo correspondiente en cumplimiento de lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS, asegurando la consistencia de los datos y cálculos presentados.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 9 y 10. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que ELECTROCENTRO aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 5.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

5.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELECTROCENTRO se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran

vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD05.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELECTROCENTRO debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por ELECTROCENTRO en respuesta a la absolución de las observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

6.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTROCENTRO el total de energía asciende a 4 272 209 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 370 722 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ELECTROCENTRO los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=1,11% y PEBT=8,73%; mientras que para ADINELSA, los factores PEMT=3,48% y PEBT=8,53%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, ELECTROCENTRO debe corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área de demanda 5 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).

En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".

- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO se verifica el uso de las bases de datos de los sistemas SICOM y SICLI para la obtención de la demanda a registros mensuales.

Con respecto a los factores de expansión de pérdidas de distribución utilizados, se observa que estos difieren en algunos sistemas eléctricos. Así también, se advierte que las demandas totales de cada sistema eléctrico difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

7.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD05.xlsm", se observa que ELECTROCENTRO ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que ELECTROCENTRO presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía se encuentran vinculados con los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

8.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-FI00-AD05.xlsx" presentado por ELECTROCENTRO, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.

- ELECTROCENTRO ha calificado la demanda de las barras INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50 y UCHUCCHACUA-50 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELECTROCENTRO debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD05.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación indicada, hemos procedido con la revisión y análisis detallado de los casos mencionados en el archivo "Reportes-FI00-AD05.xlsx" y los archivos relacionados al cálculo de peajes y factores de pérdidas medias:

Tras verificar el nivel de tensión de la barra ANTAGASHA-50, confirmamos que corresponde al nivel de alta tensión (AT). En consecuencia, hemos procedido a recalificar esta barra en el archivo correspondiente, ajustando su clasificación según lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, se ha realizado una revisión exhaustiva de los criterios utilizados para clasificar estas barras y de su concordancia con el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, en la hoja "F-109+F-115" del archivo "Reportes-FI00-AD05.xlsx", se ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 como DMAT B, cuando en su respuesta a la observación menciona que dicha barra está en AT.

De otro lado, se desconoce la conclusión a la que se abordó sobre las barras INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50 y UCHUCCHACUA-50.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

9.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD05_PERD" presentado por ELECTROCENTRO en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- De la revisión del archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD05_PERD", la carga "load quimaro023" (SET Quimaro 22,9 kV) fue modelada considerando un valor igual a "0" para los años 2025, 2026, 2027 y 2028. Cabe precisar que, en los formatos F-200 (F-202 y F-203) aprobados en el PI 2025-2029 según Resolución N° 112-2024-OS/CD, la SET Quimaro descarga en 28 % la potencia de la SET San Francisco desde el 2025. En ese sentido, ELECTROCENTRO debe modelar dicha carga, conforme a lo indicado en los formatos F-200 aprobados en el citado Plan de Inversiones.

- Se observa que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinergrmin en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 5. Por ejemplo, entre otros, Por otro lado, las cargas "AYS10(1)", "AYS23(1)", "General Load(1)" (San Francisco 22,9 kV), "Molle010", "lod aya10", "lod aya23", "lod chan23(1)", "lod huanu10", "General Load(10)" (SET San Mateo), "General Load(3)" (Pichanaki 22,9 kV), y "General Load(4)" (Pichanaki 13,2 kV), no son coherentes con la Demanda que proviene del Formato "F-122". Al respecto, es necesario que ELECTROCENTRO revise y corrija donde corresponda, considerando los criterios y valores asumidos por Osinergrmin en el Plan de Inversiones.

Respuesta

En atención a lo señalado, se ha procedido a efectuar las siguientes correcciones:

Se validó la demanda de los formatos F-121 y F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200 AD5_PI 2025-2029.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

	SISTEMA	2025	2026	2027	2028	2029
F-122	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, /	39.28	40.69	42.12	43.57	45.05
DIGSILENT	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, /	39.28	40.69	42.12	43.57	45.05
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	18.50	19.15	19.81	20.48	21.16
DIGSILENT	Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	18.50	19.15	19.81	20.48	21.16
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y	20.37	20.82	21.28	21.75	22.22
DIGSILENT	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y	20.37	20.82	21.28	21.75	22.22
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Vt	67.43	70.38	73.14	76.15	78.59
DIGSILENT	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Vt	67.43	70.38	73.14	76.15	78.59
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	32.91	34.03	35.16	36.31	37.48
DIGSILENT	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	32.91	34.03	35.16	36.31	37.48
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Pasco y Pasco Rural	346.50	347.19	347.88	348.58	349.30
DIGSILENT	Pasco y Pasco Rural	166.66	167.34	168.03	168.74	169.45
		179.84	179.84	179.84	179.84	179.84
F-122	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarn	48.15	48.61	49.07	49.53	50.00
DIGSILENT	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarn	21.92	22.38	22.84	23.30	23.77
		26.23	26.23	26.23	26.23	26.23
F-122	Tingo María y Tingo María SER	11.89	12.32	12.74	13.18	13.62
DIGSILENT	Tingo María y Tingo María SER	11.89	12.32	12.74	13.18	13.62
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Tocache y Tocache Rural	12.82	13.18	13.54	13.91	14.28
DIGSILENT	Tocache y Tocache Rural	12.82	13.18	13.54	13.91	14.28
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Se ha identificado que, en la base de datos del DIGSILENT aprobado en el Plan de Inversiones 2025-2029, algunas cargas mineras en AT y MAT no fueron consideradas en la simulación del diagnóstico y análisis de alternativas. Esto se debe a que, según la opinión de OSINERGMIN, dichas cargas no condicionaron la aprobación de nuevos proyectos en el mencionado plan de inversiones.

Las cargas corresponden a clientes libres atendidos a través de las Subestaciones Excelsior, Andaychagua, Paragsha, Planta Victoria, Pomacocha y Toromocho.

En consecuencia, se procedió a corregir las magnitudes de la demanda del formato F-122 respetando las transferencias de carga consignadas en el formulario F-200

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO se tienen los siguientes análisis:

- Respecto al valor de demanda de la carga "load quimaro023, que se está considerando para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente con el Sistema" (F-121) y "Máxima Demanda Coincidente con el SEIN" (F-122), de la

revisión al archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que la magnitud de carga fue corregida para todo el periodo de estudio. Sin embargo, se ha identificado que se está considerando un factor de potencia de “1,00” para los años 2025, 2026, 2027 y 2028, que difiere de lo indicado en el numeral 12 de la NORMA TARIFAS.

- b) De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO. Se verifica que han actualizado y corregido los valores de las cargas “AYS10(1)”, “AYS23(1)”, “General Load(1)”, “Molle010”, “lod aya10”, “lod aya23”, “lod chan23(1)”, “lod huanu10”, “General Load(10)”, “General Load(3)” y “General Load(4)”, en coherencia con la demanda aprobada en el Formato “F-122”.

Conclusión

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

10.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMd

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD05.xls” presentado por ELECTROCENTRO, el cual contiene los mismos resultados que la Propuesta de ELECTRODUNAS, se tiene las siguientes observaciones:

ELECTROCENTRO presenta para la determinación de los FPMd las pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, está considerando las pérdidas de los Elementos “L-6073” (LT 60 kV Concepción – Runatullo III), “L-6074” (LT 60 kV Runatullo III – Runatullo II), entre otros varios Elementos. Se requiere que ELECTROCENTRO revise y corrija donde corresponda.

ELECTROCENTRO está considerando la duplicidad de algunos Elementos de transmisión para la determinación de los FdPM. Por ejemplo, en el Sistema Eléctrico Chalhuanamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo, se identifica que se están considerando dos veces los valores de pérdidas de la “L-1203” LT 138 kV Yaupi-Oxapampa para todos los años. Esto mismo ocurre para el caso de pérdidas de transformadores. Se requiere que ELECTROCENTRO revise y corrija las hojas “BD_Sein_lineas”, “BD_Sein_trafo”, “BD_Sist_trafo” y “BD_Sist_lineas” del formato F-500.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Nombre	Terminal i	Terminal j	Pérdidas (total)	Area	Sistema	Tension	NivelTensi	Incluir	Año
57	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.02449108		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2025
57	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.02449108		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2025
59	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.028404566		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2026
59	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.028404566		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2026
65	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.03164359		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2027
65	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.03164359		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2027
69	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.029689337		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2028
69	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.029689337		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2028
74	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.034921791		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2029
74	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 1	0.034921791		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pichan	138 MAT		1	2029

Fuente: Extracto del formato F-500 de ELECTROCENTRO.

ELECTROCENTRO no presenta todos los Elementos de transmisión que forman parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, no incluye las pérdidas de la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Unión (Sistema Eléctrico Huánuco, Huánuco Rural 1 y 2) que forma parte del SCT. Se requiere que ELECTROCENTRO revise y corrija donde corresponda.

En la hoja “Pot_Coinc_SEIN” se han indicado los valores considerados para las potencias inyectadas; sin embargo, estos valores no han sido sustentados de manera completa, ya que por ejemplo en el caso de la C.H. Pachachaca se registran valores

de cero (0) para sus inyecciones de potencia. Por otra parte, se debe sustentar el motivo de la no inclusión de otras centrales ubicadas en el Área de Demanda 5, como por ejemplo la C.H. Sicaya Huarisca, entre otras. En ese sentido, corresponde que ELECTROCENTRO sustente los valores de inyecciones propuestos y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico de todos los generadores asociados a dicha área, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

ELECTROCENTRO presenta diferencias en la demanda de su Propuesta respecto a la demanda considerada en el formato F-500 (hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN"). Por ejemplo, la siguiente tabla muestra tales diferencias para la máxima demanda del sistema. Se requiere que ELECTROCENTRO revise y corrija donde corresponda.

	2025	2026	2027	2028	2029
Propuesta	465.58	474.68	483.65	484.91	495.60
F-500	669.07	678.26	687.31	696.74	705.64
DIFF	-203.49	-203.58	-203.67	-211.83	-210.04

Fuente: Elaboración propia, Demanda en MW obtenidas del archivo de flujo de carga de su Propuesta y su formato F-500.

Al respecto, es necesario que ELECTROCENTRO presente el archivo "F_500_FactPerd_AD05.xls" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación presentada, hemos realizado una revisión detallada del archivo "F_500_FactPerd_AD05.xls" y procedemos a responder y corregir según corresponda:

- Se ha identificado que, efectivamente, el archivo consideraba pérdidas de ciertos Elementos no incluidos en las instalaciones de los SST y SCT, como las líneas "L-6073" y "L-6074". Dichos Elementos han sido eliminados de los cálculos, y se ha actualizado el archivo correspondiente.
- Se ha corregido la duplicidad identificada en el archivo, como la duplicación de valores de la "L-1203" LT 138 kV Yaupi-Oxapampa y los transformadores. Todas las hojas afectadas ("BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas") han sido actualizadas, eliminando las duplicidades.
- Hemos verificado que algunos Elementos, como la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Unión, no habían sido considerados. Estos Elementos se han incorporado adecuadamente en el archivo de cálculo.
- Los valores de las potencias inyectadas, con inyecciones de cero (0), han sido revisados y corregidos. En el caso de la C.H. Pachachaca cesó su operación comercial.
- Se ha incluido el sustento correspondiente para los valores reportados y se ha actualizado la información de las centrales generadoras no incluidas previamente, clasificando sus barras y sistemas eléctricos en línea con lo estipulado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Hemos revisado las discrepancias señaladas entre las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN". Las diferencias han sido corregidas, garantizando la consistencia de la información entre el archivo PFD y el formato F-500.

Análisis de Osinerghmin

En relación a los Elementos de transmisión y transformación incluidos en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha revisado el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD05", verificándose que:

- a) Se han actualizado las hojas "BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", retirando las líneas "L-6073" y "L-6074". Sin embargo, se identifica que aún se siguen incluyendo Elementos de transmisión y transformación que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- b) Se han actualizado las hojas "BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", retirando la duplicidad en los Elementos que se estaba considerando.
- c) Se ha incluido la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Unión. Sin embargo, se identifica que no han incluido la totalidad de Elementos de transmisión y transformación para la determinación del Factor de Pérdidas Medias, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por ELECTROCENTRO, la concesionaria ha incluido información de las centrales no consideradas en su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, en el caso de la C.H. Pachachaca, si bien es cierto que dicha central estuvo fuera de Operación Comercial, la misma ha reingresado en Operación Comercial, por lo que no corresponde asignarle un valor de cero (0) como inyecciones, tal como lo propone ELECTROCENTRO. Por lo tanto, la observación relacionada a las inyecciones de potencia se encuentra parcialmente absuelta.
- e) De la revisión del archivo "DIGSILENT-Demanda_A05.xlsx" se verifica la validación efectuada por ELECTROCENTRO y los criterios empleados para la demanda del archivo de Flujo de Potencia.

Conclusión

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

11.- Sobre los Formatos F-504 al F-510

En función a las observaciones precedentes, se verifica que ELECTROCENTRO no ha efectuado el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias correctamente. Al respecto, ELECTROCENTRO debe corregir lo indicado y en consecuencia presentar los formatos "F-504" al "F-510", en los cuales sustentará su propuesta de Factores de Pérdidas Medias. Dichos formatos deben estar debidamente sustentados y vinculados correctamente con los archivos fuente, conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

A consecuencia de las correcciones precedentes, se ha elaborado nuevamente los formatos del F-504 al F-510 acorde a lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida, se verifica que no ha corregido gran parte de las observaciones realizadas por Osinerghmin respecto a su propuesta de cálculo

de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 5, conforme se puede ver en el análisis de las observaciones anteriores. Por lo tanto, los resultados mostrados en el archivo "F_500_FactPerd_AD05" que contiene los formatos "F-504" al "F-510" son erróneos, y por ello la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO es incoherente.

Conclusión

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

12.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

ELECTROCENTRO ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 5; sin embargo, es preciso indicar que, de acuerdo con el PI 2025-2029, la instalación LT 138 kV Caripa - Condorcocha es una instalación dado de Baja desde el año 2025, por lo que no corresponde aplicar el ingreso tarifario.

De otro lado, es preciso indicar que, los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años de información debidamente actualizada respecto a la demanda y los planes de obras de generación y transmisión. Además, se debe utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.

En tal sentido, es necesario que ELECTROCENTRO presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a la observación indicada sobre los ingresos tarifarios, se han realizado las revisiones y correcciones correspondientes, las cuales detallamos a continuación:

- Confirmamos que la instalación "L.T. Caripa - Condorcocha 138 kV" ha sido dada de Baja, por lo que no corresponde considerar su ingreso tarifario. Hemos actualizado los cálculos para reflejar esta corrección, eliminando su aporte en los ingresos tarifarios del área de demanda 5.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS
- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

ELECTROCENTRO ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 5; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados.

En consecuencia, ELECTROCENTRO no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

13.- Actualización del CMA SST

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTROCENTRO debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsx" se verifica que ELECTROCENTRO ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323,3473.

Conclusión

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

14.- Actualización del CMA del SCT con Contratos

ELECTROCENTRO actualizó el CMA de los contratos de Concesión SCT de Transmantaro correspondiente al Área de Demanda 5 utilizando un IPP publicado como preliminar; Sin embargo, según los contratos de Concesión SCT de Transmantaro, los CMA se actualizan considerando un IPP publicado como definitivo.

Al respecto, se solicita que ELECTROCENTRO utilice en la actualización del CMA correspondiente a los contratos de Concesión de Transmantaro el índice IPP publicado como definitivo a la fecha de presentación de su propuesta reformulada.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SCT de Transmantaro cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente y su contrato de concesión.

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Aux-FA” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsx” se verifica que ELECTROCENTRO ha considerado los valores disponibles hasta julio de 2024, siendo esta información disponible como IPP definitivo al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

15.- Sobre los Elementos aprobados para su Alta y Baja

Según el PI 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, sobre dichos Elementos no se ha presentado información respecto a sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que deberían (al cierre del año 2024) contar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos contarán con sus respectivas Actas suscritas, con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de Elementos identificados, que deben presentar Actas.

Elementos con Altas aprobadas en los Planes de Inversión:

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
2	BC 22,9kV (5 x 1,2 MVar)	SET AT/MT "San Francisco"	SC-023SEBPV-0002-3	Equipo de Compensación	2023
2	Celda de compensacion	SET AT/MT "San Francisco"	CE-023SECIESBAL	Celda de Compensación	2023
3	Banco de Capacitores 22,9kV (5 x 1,2 MVar), SET AT/MT "Satipo"	SET AT/MT "Satipo"	SC-023SEBPV-0002-3	Equipo de Compensación	2021
3	Celda de compensacion, SET AT/MT "Satipo"	SET AT/MT "Satipo"	CE-023SECIESBAL	Celda de Compensación	2021
6	Transformador 33/10 kV 2 MVA, SET AT/MT "Huarisca"	SET AT/MT "Huarisca"	TP-033MT-002SII	Transformador de Potencia	2024
9	Celda de Transformador 22,9kV, SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	CE-023SECIESBTR	Celda de Transformador	2022
9	Celda de alimentador 22,9 kV, SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	CE-023SECIESBAL	Celda de Alimentador	2022
9	Celda de alimentador 22,9 kV, SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	SET MAT/AT/MT "Piedra Blanca"	CE-023SECIESBAL	Celda de Alimentador	2022
9	Celda de medición 22,9 kV, SET AT/MT "Renovandes"	SET AT/MT "Renovandes"	CE-023SEMCISBMD	Celda de Medición	2022

9	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT "Renovandes"	SET AT/MT "Renovandes"	CE-023SEMCISBAL	Celda de Alimentador	2022
9	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT "Chilca"	SET AT/MT "Chilca"	CE-010SIMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
9	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT "Ayacucho"	SET AT/MT "Ayacucho"	CE-010SIMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
9	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT "Ayacucho"	SET AT/MT "Ayacucho"	CE-010SIMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
9	Celda de alimentador 22,9 kV, SET AT/MT "Ingenio"	SET AT/MT "Ingenio"	CE-023SICIESBAL	Celda de Alimentador	2022

Elementos con Bajas aprobadas en los Planes de Inversión:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Celda Línea a SE NINATAMBO (L-6076)	Celda de Línea	5	2023
Celda Línea a CONDORCOCHA (L-6076)	Celda de Línea	5	2023
L-6076 44 kV NINATAMBO – CONDORCOCHA	Línea	5	2023
Líneas 33 kV del sistema eléctrico Puerto Bermudez – Pozuzo	Línea	5	2022

Al respecto, se requiere que ELECTROCENTRO precise y comente el estado del proceso de suscripción de Actas de cada Elemento de la lista anterior, caso contrario indique las causas principales por la que Elemento no se encuentra ejecutado y/o gestionando su respectiva Acta.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el directorio \\06 ALTAS Y BAJAS\ se incluye el estado de avance de cada uno de los Elementos referidos por Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTROCENTRO, la lista de Elementos en Alta o Baja que no se han ejecutado en el año 2024 (correspondientes al PI 21-25) han sido remitidos como parte de su sustento en el Informe "Informe de lev. Observaciones Peajes 2025-2029 ELUC - Anexo A".

En consecuencia, ELECTROCENTRO ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

16.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 5.

Se requiere, por lo tanto, que ELECTROCENTRO presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

ELECTROCENTRO ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para el área de demanda 5 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTRODUNAS

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ELECTRODUNAS no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, ELECTRODUNAS debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELECTRODUNAS debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se realizó una revisión exhaustiva de los valores de demanda presentados en los formatos F-500, contrastándolos con la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (formatos F-100). En este contexto, se ajustó la demanda del año representativo conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se observa que los valores de demanda a nivel de cada sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que

según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

Se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente. Para la presente propuesta los indicadores están al mes de noviembre de 2024.

Fecha	TC	IPM	Pc	Pal
Nov-24	3.745	277.834	403.333	2317.332

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” de los archivos “05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm” y “05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm” se verifica que ELECTRODUNAS ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

4.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Con respecto a las inconsistencias identificadas en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para las Áreas de Demanda 5 y 8, se realizó una revisión detallada, identificándose errores materiales en los datos de demanda coincidente con el SEIN, los factores estacionales y la asignación de niveles de tensión por parte del sistema, entre otros. Dichos errores han sido corregidos en esta etapa.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 10 y 11 para el Área de Demanda 5, y las observaciones específicas 17 y 18 para el Área de Demanda 8. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que ELECTRODUNAS aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para las Áreas de Demanda 5 y 8.

Conclusión

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

5.- Observación

ELECTRODUNAS menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del PI 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. Al respecto, ELECTRODUNAS no ha presentado las respectivas Actas de

Verificación de Alta (AVA) de los proyectos mencionados en su Propuesta ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300).

Respuesta

En la presente etapa, se han corregido los formatos F-300 con la valorización de los proyectos que cuentan con Actas de Verificación de Alta (AVA). Estos formatos han sido elaborados considerando los módulos estándar aprobados por Osinergmin y presentados junto con las AVA, con el objetivo de garantizar que la información proporcionada sea completa y cumpla con los requerimientos establecidos en la normativa vigente.

Para la valorización de los Elementos relacionados al proyecto nueva SET Chiribamba que aún están pendientes de liquidar se ha incluido montos preliminares que serán debidamente sustentados en el proceso de liquidación anual de los ingresos por el servicio de transmisión de los SST y SCT, esto en virtud del numeral 24.8 de la "NORMA TARIFAS" aprobada con resolución N° 217-2013-OS/CD.

"El CMA para el cálculo del Peaje de una Área de Demanda será el que resulte de la sumatoria del CMA de los SST y los CMA de cada Elemento de los SCT existentes considerando para el efecto sólo las Bajas y Altas debidamente validadas a través de la Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT, realizada el mismo año de fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT."

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTRODUNAS, la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTRODUNAS ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 21-25. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre el Área de Demanda 5

Sobre la Presentación del Informe

6.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELECTRODUNAS se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD05.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELECTRODUNAS debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por ELECTRODUNAS en respuesta a la absolución de sus observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica**7.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022**

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTRODUNAS el total de energía asciende a 4 272 209 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 370 722 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ELECTROCENTRO los factores de expansión de pérdidas de distribución $P_{EMT}=1,11\%$ y $P_{EBT}=8,73\%$; mientras que para ADINELSA, los factores $P_{EMT}=3,48\%$ y $P_{EBT}=8,53\%$, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, ELECTRODUNAS debe corregir los factores de expansión de pérdidas P_{EMT} y P_{EBT} para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente a las áreas 5 y 8 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).
- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).

Área	FPM (MT)	FPM (BT)	FPM (MT+BT)
5	1.0300	1.1091	1.0980
8	1.0154	1.1020	1.0676

Fuente: F-103

- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS se verifica el uso de las bases de datos de los sistemas SICOM y SICLI para la obtención de la demanda a registros mensuales.

Con respecto a los factores de expansión de pérdidas de distribución utilizados, se observa que estos difieren en algunos sistemas eléctricos. Así también, se advierte que las demandas totales de cada sistema eléctrico difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD05.xlsm", se observa que ELECTRODUNAS ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía son los mismos en los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

9.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-FI00-AD05.xlsx" presentado por ELECTRODUNAS, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tienen las siguientes observaciones:

- ELECTRODUNAS ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.
- ELECTRODUNAS ha calificado la demanda de las barras INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50 y UCHUCCHACUA-50 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la

calificación asignada considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELECTRODUNAS debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD05.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la observación indicada, hemos procedido con la revisión y análisis detallado de los casos mencionados en el archivo "Reportes-FI00-AD05.xlsx" y los archivos relacionados al cálculo de peajes y factores de pérdidas medias:

Tras verificar el nivel de tensión de la barra ANTAGASHA-50, confirmamos que corresponde al nivel de alta tensión (AT). En consecuencia, hemos procedido a recalificar esta barra en el archivo correspondiente, ajustando su clasificación según lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, se ha realizado una revisión exhaustiva de los criterios utilizados para clasificar estas barras y de su concordancia con el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, en la hoja "F-109+F-115" del archivo "Reportes-FI00-AD05.xlsx", se ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 como DMAT B, cuando en su respuesta a la observación menciona que dicha barra está en AT.

De otro lado, se desconoce la conclusión a la que se abordó sobre las barras INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50 y UCHUCCHACUA-50.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

10.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD05_CPM_V2" presentado por ELECTRODUNAS en su Propuesta, se tienen las siguientes observaciones:

- Se observa que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinergmin en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 5. Por ejemplo, entre otros, la carga "load quimaro023" (Quimaro 22,9 kV) tiene un valor igual a "0" para el análisis de la Demanda del Formato "F-121" para los años 2025, 2026, 2027 y 2028. Por otro lado, las cargas "AYS10(1)", "AYS23(1)", "General Load(1)" (San Francisco 22,9 kV), "Molle010", "lod aya10", "lod aya23", "lod chan23(1)", "lod huanu10", "General Load(10)" (SET San Mateo), "General Load(3)" (Pichanaki 22,9 kV), y "General Load(4)" (Pichanaki 13,2 kV), no son coherentes con la Demanda que proviene del Formato "F-122". Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS

revise y corrija donde corresponda, considerando los criterios y valores asumidos por Osinergrmin en el Plan de Inversiones.

Respuesta

En atención a lo señalado, se ha procedido a efectuar las siguientes correcciones:

- Se validó la demanda de los formatos F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200 AD5_PI 2025-2029.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

SISTEMA	2025	2026	2027	2028	2029
F-122 Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, /	39.28	40.69	42.12	43.57	45.06
DIGSILENT Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, /	39.28	40.69	42.12	43.57	45.06
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	18.50	19.15	19.81	20.48	21.16
DIGSILENT Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	18.50	19.15	19.81	20.48	21.16
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y	20.37	20.82	21.28	21.75	22.22
DIGSILENT Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y	20.37	20.82	21.28	21.75	22.22
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Vi	67.43	70.38	73.14	76.15	78.59
DIGSILENT Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Vi	67.43	70.38	73.14	76.15	78.59
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	32.91	34.03	35.16	36.31	37.48
DIGSILENT Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	32.91	34.03	35.16	36.31	37.48
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Pasco y Pasco Rural	346.50	347.19	347.88	348.58	349.30
DIGSILENT Pasco y Pasco Rural	166.66	167.34	168.03	168.74	169.45
	179.84	179.84	179.84	179.84	179.84
F-122 Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarr	48.15	48.61	49.07	49.53	50.00
DIGSILENT Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarr	21.92	22.38	22.84	23.30	23.77
	26.23	26.23	26.23	26.23	26.23
F-122 Tingo María y Tingo María SER	11.89	12.32	12.74	13.18	13.62
DIGSILENT Tingo María y Tingo María SER	11.89	12.32	12.74	13.18	13.62
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122 Tocache y Tocache Rural	12.82	13.18	13.54	13.91	14.28
DIGSILENT Tocache y Tocache Rural	12.82	13.18	13.54	13.91	14.28
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Se ha identificado que, en la base de datos utilizada para el proceso de aprobación de los Peajes y Compensaciones para el periodo 2025-2029, aprobado en el Plan de Inversiones 2025-2029, algunas cargas mineras en AT y MAT no fueron consideradas en la simulación del estudio. Esto se debe a que, según la opinión de OSINERGMIN, dichas cargas no condicionan la aprobación de nuevos proyectos en el mencionado plan de inversiones.

Las cargas corresponden a clientes libres atendidos a través de las Subestaciones Excelsior, Andaychagua, Paragsha, Planta Victoria, Pomacocha y Toromocho.

Análisis de Osinergrmin

Respecto al valor de demanda de la carga "load quimaro023, que se está considerando para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente con el Sistema" (F-121) y "Máxima Demanda Coincidente con el SEIN" (F-122), de la revisión al archivo de Flujo de Potencia de su PROPUESTA FINAL, se ha verificado que la magnitud de carga fue corregida para todo el periodo de estudio. Sin embargo, se ha identificado que ELECTRODUNAS está considerando un factor de potencia de "1,00" para los años 2025, 2026, 2027 y 2028, que difiere de lo indicado en el numeral 12 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, de la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS. Se verifica que han actualizado y corregido los valores de las cargas "AYS10(1)", "AYS23(1)", "General Load(1)", "Molle010", "lod aya10", "lod aya23", "lod chan23(1)", "lod huanu10", "General Load(10)", "General Load(3)" y "General Load(4)", en coherencia con la demanda aprobada en el Formato "F-122".

Conclusión

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

11.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPM

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD05.xls”, presentado por ELECTRODUNAS, el cual contiene los mismos resultados que la Propuesta de ELECTROCENTRO, se tienen las siguientes observaciones:

- ELECTRODUNAS presenta para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, está considerando las pérdidas del Elemento “L-6073” (LT 60 kV Concepción – Runatullo III), “L-6074” (LT 60 kV Runatullo III – Runatullo II), entre otros varios Elementos. Se requiere que ELECTRODUNAS revise y corrija donde corresponda.
- ELECTRODUNAS no presenta todos los Elementos de transmisión que forman parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, no incluye las pérdidas de la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Union (Sistema Eléctrico Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2) que forma parte del SCT. Se requiere que ELECTRODUNAS revise y corrija donde corresponda.
- ELECTRODUNAS está considerando la duplicidad de algunos Elementos de transmisión para la determinación de los FdPM. Por ejemplo, en el Sistema Eléctrico Chalhuanamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo, se identifica que se están considerando dos veces los valores de pérdidas de la “L-1203” LT 138 kV Yaupi-Oxapampa para todos los años. Esto mismo ocurre para el caso de pérdidas de transformadores. Se requiere que ELECTRODUNAS revise y corrija las hojas “BD_Sein_lineas”, “BD_Sein_trafo”, “BD_Sist_trafo” y “BD_Sist_lineas” del formato F-500.

1	Nombre	Terminal	Terminal	Pérdidas (total)	Área	Sistema	Tensión	NivelTens	Incluir	Año
51	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.02449108		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2025
67	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.02449108		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2025
291	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.028404566		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2026
299	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.028404566		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2026
365	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.03164359		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2027
453	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.03164359		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2027
469	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.029689337		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2028
566	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.029689337		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2028
624	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.034921791		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2029
763	L-1203	YAUPI 138A	OXAPAMPA 138	0.034921791		5 Chalhuanamayo-Satipo-Pich:	138 MAT		1	2029

Fuente: Extracto del formato F-500 de ELECTRODUNAS.

- En la hoja “Pot_Coinc_SEIN” se han indicado los valores considerados para las potencias inyectadas; sin embargo, estos valores no han sido sustentados de manera completa, ya que por ejemplo en el caso de la C.H. Pachachaca se registran valores de cero (0) para sus inyecciones de potencia. Por otra parte, se debe sustentar el motivo de la no inclusión de otras centrales ubicadas en el Área de Demanda 5, como por ejemplo la C.H. Sicaya Huarisca entre otras. En ese sentido, corresponde que ELECTRODUNAS sustente los valores de inyecciones propuestos y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico de todos los generadores asociados a dicha área, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Se verifica que ELECTRODUNAS presenta diferencias en la demanda de su archivo PFD de su Propuesta respecto a la demanda considerada en el formato F-500 (hojas “Pot_max_Sist” y “Pot_Coinc_SEIN”). Por ejemplo, la siguiente tabla muestra tales diferencias para la máxima demanda del sistema. Se requiere que ELECTRODUNAS revise y corrija donde corresponda.

DEMANDA NIVEL SISTEMA (MW)	2025	2026	2027	2028	2029
PFD Propuesta	465.6	474.7	483.6	484.9	495.6
F-500 ("Pot_max_Sist")	669.1	678.3	687.3	696.7	705.6
DIF	-203.5	-203.6	-203.7	-211.8	-210.0

Fuente: Elaboración propia, resultados del archivo de flujo de carga de su Propuesta y su formato F-500 ("Pot_max_Sist")

Respuesta

En atención a la observación presentada, hemos realizado una revisión detallada del archivo Información Pública "F_500_FactPerd_AD05.xls" y procedemos a responder y corregir según corresponda:

- Se ha identificado que, efectivamente, el archivo consideraba pérdidas de ciertos Elementos no incluidos en las instalaciones de los SST y SCT, como las líneas "L 6073" y "L-6074". Dichos Elementos han sido eliminados de los cálculos, y se ha actualizado el archivo correspondiente.
- Hemos verificado que algunos Elementos, como la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Unión, no habían sido considerados. Estos Elementos se han incorporado adecuadamente en el archivo de cálculo.
- Se ha corregido la duplicidad identificada en el archivo, como la duplicación de valores de la "L-1203" LT 138 kV Yaupi-Oxapampa y los transformadores. Todas las hojas afectadas ("BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas") han sido actualizadas, eliminando las duplicidades.
- Los valores de las potencias inyectadas, con inyecciones de cero (0), han sido revisados y corregidos. En el caso de la C.H. Pachachaca cesó su operación comercial.
- Se ha incluido el sustento correspondiente para los valores reportados y se ha actualizado la información de las centrales generadoras no incluidas previamente, clasificando sus barras y sistemas eléctricos en línea con lo estipulado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- Hemos revisado las discrepancias señaladas entre las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN". Las diferencias han sido corregidas, garantizando la consistencia de la información entre el archivo PFD y el formato F-500.

Análisis de Osinerghmin

En relación a los Elementos de transmisión y transformación incluidos para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha revisado el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD05", verificándose que:

- Se han actualizado las hojas "BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", retirando las líneas "L-6073" y "L-6074". Sin embargo, se identifica que se siguen incluyendo Elementos de transmisión y transformación que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- Se ha incluido la LT 60 kV Nueva Huallanca-La Unión. Sin embargo, se identifica que no han incluido la totalidad de Elementos de transmisión y transformación para la determinación del Factor de Pérdidas Medias conforme esta señalado en el numeral N 19 de la NORMA TARIFAS.

- c) Se ha actualizado las hojas "BD_Sein_lineas", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", retirando la duplicidad en los Elementos que se estaba considerando.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por ELECTRODUNAS, la concesionaria ha incluido información de las centrales no consideradas en su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, en el caso de la C.H. Pachachaca, si bien es cierto que dicha central estuvo fuera de Operación Comercial, la misma ha reingresado en Operación Comercial, por lo que no corresponde asignarle un valor de cero (0) como inyecciones, tal como lo propone ELECTRODUNAS. Por lo tanto, la observación relacionada a las inyecciones de potencia se encuentra parcialmente absuelta.
- e) De la revisión del archivo "DIGSILENT-Demanda_A05.xlsx" se verifica la validación efectuada por ELECTRODUNAS y los criterios empleados para la demanda del archivo de Flujo de Potencia.

Conclusión

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

12.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

- ELECTRODUNAS ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 5; sin embargo, señalar que la instalación L.T. Caripa - Condorcocha 138 kV, es una instalación dada de Baja, por lo que no correspondiera aplicar el ingreso tarifario; asimismo respecto a la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.
- Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a la observación indicada sobre los ingresos tarifarios, se han realizado las revisiones y correcciones correspondientes, las cuales detallamos a continuación:

- Confirmamos que la instalación "L.T. Caripa - Condorcocha 138 kV" ha sido dada de Baja, por lo que no corresponde considerar su ingreso tarifario. Hemos actualizado los cálculos para reflejar esta corrección, eliminando su aporte en los ingresos tarifarios del área de demanda 5.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.

- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 5; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados.

En consecuencia, ELECTRODUNAS no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

13.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTRODUNAS ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTRODUNAS debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles a la fecha de presentación de su nueva Propuesta.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" de lo archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_5.xlsm" se verifica que ELECTRODUNAS ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

Sobre el Área de Demanda 8

Sobre la Presentación del Informe**14.- Sobre la Trazabilidad del Documento**

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELECTRODUNAS se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELECTRODUNAS debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por ELECTRODUNAS en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica**15.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022**

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" de la Propuesta de ELECTRODUNAS se verifica que los registros de Energía del año 2022 presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELECTRODUNAS el total de energía asciende a 3 963 681 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 041 579 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se ha observado que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ADINELSA los factores de expansión de pérdidas de distribución $PEMT=3,48\%$ y $PEBT=8,53\%$; mientras que para SEAL, los factores $PEMT=1,93\%$ y $PEBT=9,05\%$, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, ELECTRODUNAS debe corregir los factores de expansión de pérdidas $PEMT$ y $PEBT$ para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

Ver respuesta a la observación 7

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis a la respuesta de la observación 7.

Conclusión

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

16.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", se observa que ELECTRODUNAS ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

En tal sentido, los factores estacionales han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas y demanda del año base corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía son los mismos en los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

17.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08_CPM_V2", presentado por ELECTRODUNAS en su Propuesta, se tienen las siguientes observaciones:

- ELECTRODUNAS en la Audiencia Pública realizada el 17/10/2024, en donde sustentó su Propuesta de Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT periodo 2025-2029, indicó que el ingreso de los proyectos SET Copara y Segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel sería a partir del año 2026, ello se ve reflejado en el archivo de Flujo de Carga presentado para la fijación de peajes. Al respecto, es preciso indicar que mediante la Resolución N° 144-2024-OS-CD se declaró infundada la solicitud de Recurso de Reconsideración de ELECTRODUNAS referido al cambio de año de ingreso de los proyectos mencionados para el año 2026, concluyendo que el ingreso de los citados proyectos sería para el año 2025. En tal sentido, el análisis eléctrico de la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" debe contener el total de las instalaciones modeladas por Osinerghmin en el archivo de Flujo de Carga publicado en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 8, teniendo en cuenta

los años de ingreso para los cuales fueron aprobados. Puesto que considerar el ingreso de los proyectos mencionados en años diferentes significa alterar la fecha de ingreso requerida por el Sistema. Asimismo, ello distorsiona y vulnera los objetivos de la planificación de los sistemas de transmisión, siendo entre ellos: i) el de prever las instalaciones técnico-económicas necesarias para el sistema en la fecha que requiere el sistema y el cual se sustenta en un análisis eléctrico; y ii) asegurar la coherencia del análisis técnico económico de la Alternativa seleccionada en su momento. En ese sentido, es necesario que ELECTRODUNAS presente su archivo de Flujo de Carga conteniendo las instalaciones modeladas por Osinerghmin en el mencionado Plan de Inversiones, sin alterar el año de ingreso de cada proyecto, a fin de considerarlos en el cálculo de las pérdidas de todos los Elementos de transmisión según la metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

- El proyecto “Transformador 60/22,9/10 kV – 15 MVA SET Palpa” ha sido modelado a partir del año 2025. Al respecto, ELECTRODUNAS debe modelar dicho proyecto a partir del año 2026, conforme a lo aprobado en el PI 2025-2029 según Resolución N° 149-2024-OS/CD e Informe N° 565-2024-GRT que lo sustenta.
- Asimismo, se observa que el archivo de Flujo de Potencia no contiene los mismos criterios y valores de Demanda (“Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”), “Distribución de Carga”, “Factor de Escala” y “Factor de Potencia”, que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 8. Por ejemplo, entre otros, la carga “load Snico13a” tiene un “Factor de Potencia” igual a “0,81”, para el análisis de la Demanda del Formato “F-121” y “F-122”; para el 2025, la carga “load Copara023” no es coherente con la Demanda aprobado en el Formato “F-121” y “F-122”. Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS corrija donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinerghmin en el Plan de Inversiones, o en su defecto explique las razones de los cambios efectuados.

En ese sentido, es necesario que ELECTRODUNAS presente el archivo de Flujo de Potencia con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- El 1 de julio de 2024, ELECTRO DUNAS interpuso un recurso de reconsideración contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD mediante la cual se aprobó el PIT 2025-2029; sin embargo, mediante la Resolución N° 144-2024-OS/CD se declararon infundados diversos aspectos de nuestro recurso impugnativo incluyendo los referidos a considerar la fecha de ingreso de la Segunda Terna LT 220 kV Independencia – El Ángel y la SET Copara para el año 2026.
- El 25 de octubre de 2024, ELECTRO DUNAS interpuso ante el Octavo Juzgado de la Corte Superior de Justicia de Lima una demanda contencioso-administrativa solicitando la nulidad de los aspectos de la Resolución N° 144-2024-OS/CD que resolvieron de manera negativa nuestro recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD. Este proceso judicial se encuentra siendo tramitado bajo el Expediente N° 15553-2024-0-1853-JR-CA-08.

- Cabe señalar que la demanda fue admitida por el 6 de noviembre de 2024 y a la fecha el juzgado no ha emitido sentencia.

Ahora bien, ELECTRO DUNAS reitera su posición respecto a la necesidad de ajustar la fecha de ingreso de los proyectos mencionados al año 2026, fundamentando dicha solicitud en los siguientes aspectos:

a) PARA EL CASO DE SET COPARA:

- Teniendo como antecedente los fundamentos técnicos del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTRO DUNAS contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD debe señalarse que no es posible ejecutar y poner en servicio el proyecto SET Copara en diciembre de 2025. Lo antes señalado se sustenta en un cronograma la ejecución del proyecto, considerando plazos optimistas, teniendo como ruta crítica la adquisición del terreno, la ingeniería básica y el estudio de Pre-Operatividad.
- También debe señalarse que solamente la adquisición del transformador demorará más de 13 meses, incluyendo fabricación, llegada a obra y montaje; así como las pruebas y puesta en operación comercial por lo que todo el proceso culminaría en el año 2026. Por otro lado, cabe recalcar otro dato importante que sería la comparación de los plazos de ejecución de este proyecto con otros proyectos similares de la misma magnitud, las cuales no presentan un plazo de ejecución muy reducido.

b) PARA EL CASO DE LA SEGUNDA TERNA LT 220 KV INDEPENDENCIA – EL ÁNGEL:

- El cronograma establecido por la Resolución N° 144-2024-OS-CD no considera las complejidades técnicas y los tiempos operativos mínimos necesarios para desarrollar este proyecto. Desde la aprobación definitiva del PI 2025-2029 en agosto de 2024, solo se dispone de 16 meses para completar una obra de alta envergadura como la LT 220 kV Independencia.
- El Ángel. Este plazo es inviable, considerando actividades como: Estudios de ingeniería y preoperatividad, Procesos de licitación y adquisición de equipamiento crítico, Ejecución de obras electromecánicas y pruebas finales.
- El tamaño y la complejidad del proyecto demandan significativas inversiones cuya aprobación presupuestal y disponibilidad de fondos no estarán completas sino hasta fines de 2024. Adicionalmente, la llegada del equipamiento especializado, como celdas GIS, está prevista para agosto de 2026, según los contratos vigentes. Intentar acelerar estos plazos no solo generaría sobrecostos, sino que podría comprometer la seguridad y la calidad de las instalaciones.
- La implementación de la segunda terna del proyecto SET El Ángel requiere ajustes al Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Dichas modificaciones implican tiempos adicionales de evaluación y aprobación por parte de las autoridades ambientales competentes, lo que resulta incompatible con el cronograma original.
- ELECTRO DUNAS ha ajustado su planificación inicial para iniciar los trabajos preliminares en 2024 y proceder con las licitaciones en 2025,

proyectando la puesta en operación de las instalaciones en noviembre de 2026. Este cronograma es técnicamente viable y respeta los tiempos necesarios para garantizar la calidad de las obras.

Como puede apreciarse las instalaciones correspondientes a la SET Copara y a la Segunda Terna LT 220 kV Independencia – El Ángel deberían iniciar su puesta en servicio para el año 2026. Corresponde señalar que si vuestro despacho considerase lo contrario no solamente se contravendría el análisis técnico desarrollado en los anteriores párrafos, sino que ante una sentencia favorable a ELECTRO DUNAS en el proceso contencioso administrativo seguido contra la Resolución N° 144-2024-OS/CD, OSINERGMIN debería implementar las acciones administrativas necesarias para dar cumplimiento a la misma lo que indudablemente conllevaría a la modificación de los peajes y compensaciones que se aprueben mediante el presente proceso tarifario.

En atención a los proyectos aprobados en el PI 2025-2029, se ha procedido a ajustar la fecha de puesta en servicio del TP 60/22,9/10 kV – 15 MVA en la SET Palpa. De acuerdo con lo establecido, este proyecto será modelado a partir del año 2026, respetando los plazos definidos en la planificación aprobada.

Se ha modificado del factor de potencia de la carga “Iod Snico13a”, conforme al modelado registrado en la base de datos de DIGSILENT, la cual fue aprobada en el PI 2025-2029.

Finalmente, se adjunta el archivo de Flujo de Potencia revisado y actualizado, asegurando que los cálculos de los Factores de Pérdidas Medias se realicen de acuerdo con la metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS se tienen los siguientes análisis:

- a) En relación al cambio de año de ingreso de los proyectos SET Copara y la Segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel, cuya fecha fue aprobada en el PI 2025-2029, se reitera que, considerar el ingreso de los proyectos mencionados en años diferentes a lo aprobado significa ajustar la Fecha requerida del Sistema, que se sustenta en una evaluación, análisis y criterios desarrollados en un estudio de planificación bajo normativas vigentes (PI 2025-2029). Asimismo, ello distorsiona los objetivos de la planificación de los sistemas de transmisión, siendo entre ello: i) el de prever las instalaciones técnicas-económicas necesarias para el sistema en la fecha que requiere el sistema y el cual se sustenta en un análisis eléctrico; y ii) asegurar la coherencia del análisis técnico-económico de la Alternativa seleccionada en su debido momento.

Asimismo, la NORMA TARIFAS define una metodología integral para la determinación de las Tarifas y Compensaciones aplicables a los SST y SCT. En ese contexto, el cálculo del Factor de Pérdidas Medias debe basarse en la información y los resultados obtenidos del PI 2025-2029. Por lo tanto, el proceso de cálculo del Factor de Pérdidas Medias debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del PI 2025-2029, sin efectuar

actualizaciones a dicho modelamiento, conforme a lo establecido en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS.

- b) Respecto al modelamiento del TP 60/22,9/10 kV – 15 MVA de la SET Palpa, de la revisión al archivo de Flujo de Potencia correspondiente a la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se ha verificado la corrección, considerando su ingreso a partir del año 2026, conforme a lo aprobado en el PI 2025-2029.
- c) Respecto a la revisión de la base de datos de demanda contenida en el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL, se ha identificado que no ha corregido el factor de potencia de la carga “lod Snico13a”, según lo establecido en el numeral 12 de la NORMA TARIFAS.
- Asimismo, se ha observado que algunas cargas no contienen los mismos criterios y valores de demanda, en los escenarios de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” (F-121) y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” (F-122), en relación con la Distribución de Carga, considerada en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

18.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMd

De la revisión de los archivos de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD08.xlsm”, presentado por ELECTRODUNAS, se tiene las siguientes observaciones:

- Se verifica que, para todos los años, ELECTRODUNAS está considerando para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, entre otros, en el archivo “F_500_FactPerd_AD08.xlsm” hoja “BD_Sist_lineas”, se están considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 220 kV Desierto – Chincha Nueva (L-2208_A). Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, conforme se indica en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- De la revisión de las hojas “BD_Sein_trafo” y “BD_Sist_trafo”, “BD_Sein_lineas”, “BD_Sist_lineas” se verifica que ELECTRODUNAS no asocia correctamente los Elementos con el Sistema Eléctrico al que pertenece. Por ejemplo, ha asignado los Elementos “T21-61” (TP SET San Nicolas) y “2-Winding Transformer(7)” (TP SET Huerto), a los Sistemas Eléctricos “Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural” y “Pisco”, respectivamente, cuando dichos Elementos pertenecen a los Sistemas Eléctricos de “Bella Unión – Chala” y “Villacurí”, respectivamente, o el caso del Elemento “L-6672” (LT Marcona – Deriv. Jahuay) que asocia al Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala cuando este Elemento pertenece al Sistema Eléctrico Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural. En tal sentido, ELECTRODUNAS debe revisar su archivo de cálculo y asociar correctamente cada uno de los Elementos del SST y SCT con el Sistema Eléctrico al que pertenece según el PI 2025-2029.
- Por otra parte, se verifica que ELECTRODUNAS para la determinación de los FPMd en las hojas “BD_Sein_trafo” y “BD_Sist_trafo”, excluye las pérdidas de algunos Elementos que forman parte de las instalaciones de los SST y SCT al asignarle un valor de “0” en la columna “L” de dichas hojas. Por ejemplo, no

considera las pérdidas del Elemento "T22-61" (SET San Nicolas) que forma parte del SST, entre otros. Al respecto, ELECTRODUNAS debe explicar las razones por las que no ha incluido estos Elementos en el cálculo de FPMd y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.

- De igual forma, de la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se verifica que ELECTRODUNAS no presenta el sustento de las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, ya que, por ejemplo, considera la C.T. Independencia, sin presentar valores de inyecciones. En ese sentido, la concesionaria debe verificar y sustentar los valores de inyecciones en las barras según el actual sistema eléctrico.

Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS presente el archivo "F_500_FactPerd_AD08" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a la revisión del archivo de cálculo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm" y las observaciones señaladas, se han tomado las siguientes acciones para atender los puntos identificados:

- Se ha revisado y actualizado el archivo de cálculo para excluir las pérdidas de los Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras con Precios en Barra, conforme al numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, se ha corregido la consideración de pérdidas para la Línea de Transmisión 220 kV Desierto – Chinchua Nueva (L-2208_A), entre otros casos.
- Se ha realizado un análisis detallado de las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_trafo", "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas" para asegurar que todos los Elementos estén correctamente asociados con el Sistema Eléctrico al que pertenecen según el PIT 2025 2029. Los ajustes incluyen:
 - Asignación del Elemento "T21-61" (TP SET San Nicolás) al Sistema Eléctrico "Bella Unión – Chala".
 - Corrección de la asignación del Elemento "2Winding Transformer(7)" (TP SET Huerto) al Sistema Eléctrico "Villacurí".
 - Reasignación del Elemento "L-6672" (LT Marcona – Deriv. Jahuary) al Sistema Eléctrico "Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".
- Se ha revisado el tratamiento de los Elementos asignados con un valor de "0" excluidos del cálculo de pérdidas. Los casos como el del Elemento "T22-61" (SET San Nicolás) han sido reevaluados y ahora están correctamente considerados en el cálculo de los FPMd, en línea con las disposiciones de la NORMA TARIFAS.
- Se han revisado y sustentado los valores de las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los FPMd. Por ejemplo, se han incorporado los datos correspondientes para la C.T. Independencia. Adicionalmente, se adjunta la fuente de las inyecciones (COES) para su validación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS se tienen los siguientes análisis:

- a) En relación a la observación sobre excluir del cálculo los Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra, en concordancia con lo señalado en la NORMA TARIFAS, de la revisión se observa que ELECTRODUNAS se limitó a corregir únicamente los casos citados como ejemplo referido a la observación, toda vez que se continúan considerando para el cálculo, Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra.
- b) De la revisión a la información remitida, se han identificado incoherencias en la asignación de los Elementos al Sistema Eléctrico al cual pertenecen, toda vez que, ELECTRODUNAS se ha limitado en corregir únicamente los casos citados como ejemplo referido a la observación, lo que ha generado incoherencias en otros Elementos. Por ejemplo, en la SET San Nicolás, se encuentran instalados 3 transformadores, los cuales están clasificados como Elementos SST. Sin embargo, ELECTRODUNAS asigna dichos Elementos a Sistemas Eléctricos diferentes.

Asimismo, del análisis y revisión de la PROPUESTA FINAL, se ha identificado que los Elementos de la SET San Nicolas pertenecen al Sistema Eléctrico de "Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural", ello en línea con la demanda de dicha subestación, la cual está considerada dentro de dicho Sistema Eléctrico. Además, se ha determinado que el Elemento "L-6672" (LT Marcona – Deriv. Jahuay) pertenece al Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala.

- c) Respecto a excluir las pérdidas de algunos Elementos en el cálculo del Factores de Pérdidas Medias la observación aún persiste, ya que los Elementos "T21-61" y "T23-61" están excluidos del cálculo de Factores de Pérdidas Medias al tener asignado un valor de "0" en la columna "M" de la hoja "BD_Sist_trafo" y columna "L" de la hoja "BD_Sein_trafo" del archivo de cálculo "F_500_FactPerd_AD08". En tal sentido, se verifica que ELECTRODUNAS no efectuó la revisión integral de los Elementos que se deben incluir en el cálculo de Factor de Pérdidas Medias y que deben estar asociados correctamente con su Sistema Eléctrico.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por ELECTRODUNAS, la concesionaria ha incluido información de sustento para las inyecciones propuestas de la C.T. Independencia. Al respecto, ELECTRODUNAS ha considerado registros de medición del mes de diciembre 2022; sin embargo, no sustenta la consideración de dichos valores de inyecciones a partir del año 2025. Por lo tanto, la observación realizada al respecto se encuentra parcialmente absuelta.

Conclusión

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

19.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

- ELECTRODUNAS ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 8.
- Al respecto, es necesario que ELECTRODUNAS presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos

realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En base a lo observado, se están efectuando las siguientes acciones:

- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511" y "F-512", precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS
- Se revisarán y sustentarán los valores consignados en la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A8.xlsm" asegurando que los resultados sean trazables y estén respaldados por los archivos fuente.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 8; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024.

En consecuencia, ELECTRODUNAS no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

20.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELECTRODUNAS ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELECTRODUNAS debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles a la fecha de presentación de su nueva Propuesta.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja “Indicadores” de lo archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm” se verifica que ELECTRODUNAS ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

21.- Sobre Elementos aprobados con Altas y Bajas

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas:

ID_Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
5	Celda de Transformador 23 kV, SET Luren	SET Luren	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2023
5	Celda de Medición 23 kV, SET Luren	SET Luren	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2023
5	Celda de Alimentador 23 kV, SET Luren	SET Luren	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
5	Celda de Alimentador 23 kV, SET Luren	SET Luren	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
4	Celda de Línea 220kV a El Ángel, SET Independencia	SET Independencia	CE-220COENIDBLI	Celda de Línea	2023
4	Línea Transmision 220 kV SET Independencia – SET El ÁngelTramo aéreo	Línea	LT-220COR0TAD0C1600A	Línea	2023
4	Línea Transmision 220 kV SET Independencia – SET El ÁngelTramo subterráneo	Línea	LT-220COU0XXS0C310ES-ES2	Línea	2023
4	Celda de Línea 220 kV a Independencia, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-220COCIESBLI	Celda de Línea	2023
4	Celda de transformador 220kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-220COCIESBTR	Celda de Transformador	2023
4	Celda de Medición 220 kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-220COCIESBMD	Celda de Medición	2023
4	Banco de Transformadores 220/60/10kV-120MVA, SET El Ángel	SET El Ángel	TM-220ATMT-120COE	Banco de Transformadores	2023
4	Celda de transformador 60kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBTR	Celda de Transformador	2023
4	Celda de Medición 60kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBMD	Celda de Medición	2023

4	Celda de Acoplamiento 60kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBAC	Celda de Acoplamiento	2023
4	Celda de Línea 60kV a Paracas, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2023
4	Celda de Línea 60kV a Pisco-Alto La Luna, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2023
4	Celda de Línea 60kV a Independencia 1T, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2023
4	Celda de Línea 60kV a Independencia 2T, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2023
4	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT "El Ángel"	CE-010COMCISBTR	Celda de Transformador	2023
4	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT "El Ángel"	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2023
4	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT "El Ángel"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
6	Celda de Línea 60kV a Paracas, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2024
7	Celda de Línea 60kV a Alto La Luna, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBLI	Celda de Línea	2024
4	Polo de reserva de Banco de TP's 220/60/10kV-120MVA de 40MVA, SET El Ángel	SET El Ángel	TM-220ATMT-120COE	Polo de Reserva	2023
4	Celda de transformador 60kV, SET El Ángel	SET El Ángel	CE-060COC1EDBTR	Celda de Transformador	2023
7	Línea Transmisión SET El Ángel - SET Alto la Luna (subterráneo)	Línea	LT-060COU0XXS0C3500S2	Línea	2024
6	Línea Transmisión 60 kV SET El Ángel - SET Paracas	Línea	LT-060COR0PMD0C1240A	Línea	2024
6	Celda de Línea 60kV a El Ángel, SET Paracas	SET Paracas	CE-060COC1ESBLI	Celda de Línea	2024
7	Celda de Línea 60 kV a SET El Ángel	SET AT/MT "Alto La Luna"	CE-060COENISBLI	Celda de Línea	2024
8	Celda de Línea 60kV a Chinchua Nueva, SET Pedregal	SET Pedregal	CE-060COC1ESBLI	Celda de Línea	2024
13	Celda de Transformador 60 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-060COC1EDBTR	Celda de Transformador	2024
13	Celda de Transformador 22,9 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-023COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
13	Celda de Transformador 10 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-010COMCISBTR	Celda de Transformador	2024
13	Celda de Alimentador 22,9 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
13	Celda de Medición 22,9 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-023COMCISBMD	Celda de Medición	2024
13	Celda de Medición 10 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2024
13	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
13	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Chinchua Nueva"	SET AT/MT "Chinchua Nueva"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
14	Transformador 60/22,9/10 kV de 40 MVA, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	TP-060MTMT-040COE	Transformador de Potencia	2023
14	Celda de Transformador 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBTR	Celda de Transformador	2023
14	Celda de Medición 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBMD	Celda de Medición	2023

14	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
14	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
14	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
14	Celda de Alimentador 10 kV, SET AT/MT "Tacama"	SET AT/MT "Tacama"	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
16	Línea Transmision SET Independencia - SET Alto la Luna (soterrado)	Línea	LT-060COU0XCS0C3500SI	Línea	2024
16	Estructura de Transición SET Independencia - SET Alto la Luna (soterrado)	Línea	ET-060COU0ACS0C1400A	Estructura de Transición	2024
16	Celda de Transformador 60 kV , SET AT/MT "Alto La Luna"	SET AT/MT "Alto La Luna"	CE-060COENISBTR	Celda de Transformador	2024
16	Celda de Línea 60 kV a SET Independencia, SET AT/MT "Alto La Luna"	SET AT/MT "Alto La Luna"	CE-060COENISBLI	Celda de Línea	2024
7	Celda de Medición 60 kV, SET AT/MT "Alto La Luna"	SET AT/MT "Alto La Luna"	CE-060COENIDBMD	Celda de Medición	2024
17	Línea Transmisión SET Cahuachi - SET Nazca	Línea	LT-060COU0ACS0C1240A	Línea	2024
17	Celda de Línea 60 kV a SET Nazca, SET AT/MT "Cahuachi"	SET AT/MT "Cahuachi"	CE-060COCIEDBLI	Celda de Línea	2024
17	Celda de Línea 60 kV a SET Cahuachi, SET AT/MT "Nazca"	SET AT/MT "Nazca"	CE-060COCIESBLI	Celda de Línea	2024

Elementos con Bajas aprobadas:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Celda de Transformador en SET tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Medición en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Alimentador en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Alimentador en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Alimentador en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Alimentador en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Alimentador en SET Tacama (10 kV)	SET Tacama	8	2023
Celda de Línea a SET Independencia (60 kV)	SET Alto La Luna	8	2024
Celda de Transformador en SET Alto La Luna (60 kV)	SET Alto La Luna	8	2024
LT 60 kV Independencia - Alto la Luna (0,006 km)	Línea	8	2024

Al respecto, se solicita que ELECTRODUNAS indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el directorio \08 ALTAS Y BAJAS\ se incluye el estado de avance de cada uno de los Elementos mencionados por Osinerghmin. Dicho estado de avance, así como la previsión de puesta en servicio, se reportan a Osinerghmin conforme al cumplimiento del "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobado mediante RCD-091-2021-OS-CD.

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por ELECTRODUNAS, la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución de los Elementos sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTRODUNAS ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

22.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalculer el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 5 y 8.

Se requiere, por lo tanto, que ELECTRODUNAS presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

ELECTRODUNAS ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para las Áreas de Demanda 5 y 8 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa COELVISAC (CVC ENERGÍA)

Observaciones Generales

1.- Observación

En el cálculo de los Peajes y Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 2, se observa que CVC ENERGÍA no ha considerado el sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto" en su Propuesta. Al respecto, CVC ENERGÍA debe considerar todos los sistemas eléctricos analizados en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029).

Respuesta

En la PROPUESTA INICIAL, se adoptó el criterio empleado por Osinergmin en el procedimiento anterior (Peajes 21-25) en el sentido que no se incluya el indicado Sistema Eléctrico. sin perjuicio de ello, en nuestra PROPUESTA FINAL se ha considerado el sistema "Cutervo y Querocoto".

Análisis de Osinergmin

En los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se verifica que el sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto" ha sido incluido, de manera tal que se está considerando la totalidad de los sistemas eléctricos del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

Tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL se ha considerado los últimos indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de las PROPUESTAS.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "Peajes 25-29_2.xlsm" y "Peajes 25-29_8.xlsm" se verifica que CVC ENERGÍA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que CVC ENERGÍA revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los Artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se han corregido las inconsistencias y se procedió a realizar el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias de acuerdo con lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS. Para mayor detalle, revisar las respuestas de las Observaciones 11, 12 y 13.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 11, 12 y 13 para el Área de Demanda 2, y observaciones específicas 22 y 23 para el Área de Demanda 8. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que CVC ENERGÍA aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para las Áreas de Demanda 2 y 8.

Conclusión

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

4.- Observación

En concordancia con lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que CVC ENERGÍA ha actualizado el CMA con indicadores disponibles a agosto 2024 (AD2) y julio 2024 (AD8); por lo que, debe actualizar el CMA con indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se considera la actualización del CMA a noviembre 2024 (indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación), al final del presente procedimiento de fijación de peajes se realizará la actualización del CMA con indicadores correspondientes al último día hábil de marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "Peajes 25-29_2.xlsm" y "Peajes 25-29_8.xlsm" se verifica que CVC ENERGÍA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

5.- Observación

En la hoja "SCT" del archivo "Peaje 25-29_2.xlsm" y del archivo "Peaje 25-29_8.xlsm", CVC ENERGÍA está actualizando los CMA utilizando una metodología diferente a la empleada en las fijaciones anteriores y diferente a la propuesta de todos los demás agentes. Por ello, CVC ENERGÍA debe justificar esta modificación en la metodología o,

en su defecto, realizar las correcciones necesarias para asegurar uniformidad con los criterios aplicados en las fijaciones previas.

Respuesta

Las respuestas dadas a las observaciones N° 17 y 26 son válidas como respuesta para esta observación.

Análisis de Osinerghmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el análisis de Osinerghmin a las observaciones 17 y 26.

Conclusión

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

6.- Observación

CVC ENERGÍA menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del PI 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. Al respecto, CVC ENERGÍA no ha presentado las respectivas Actas de Verificación de Alta (AVA) de los proyectos mencionados en su Propuesta ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300).

Respuesta

Se ha procedido a retirar las instalaciones que aún no entran en operación comercial (que no cuentan con Acta de Verificación de Alta - AVA).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que la propuesta de CVC Energía considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024 y que cuentan con actas suscrita, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

7.- Observación

CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio estas deberán ser sustentadas con un informe de cambio de característica, conforme a lo indicado en el numeral 5.5 del "PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL SST Y SCT".

Respuesta

La respuesta dada a la observación N° 15 es válida como respuesta para esta observación.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de la observación 15.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre el Área de Demanda 2

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

8.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo “Peajes 25-29_2.xlsm” se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del Área de Demanda 2 del PI 2025-2029 porque los totales de energía por sistema eléctrico no coinciden.

Asimismo, en el Formato F-501 del archivo “Peajes 25-29_2.xlsm” se observa que CVC ENERGÍA ha aplicado el factor de pérdidas equivalente (MT + BT) directamente a la demanda regulada sin tomar en cuenta el nivel de tensión de cada sistema eléctrico, lo cual es incorrecto. Al respecto, debe seguirse lo que se indica en el numeral 8.1.2.d de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Respecto a los registros de energía por sistema eléctrico del año 2022:

Se ha realizado la revisión de la energía considerada en nuestra PROPUESTA INICIAL y lo publicado en el PI 2025-2029 (F-100_AD02_PI 25-29.xlsx), en el cual se verifica que los registros de energía son concordantes a lo publicado en el PI 2025-2029 tal como se demuestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 01 PROPUESTA INICIAL – SICOM 2022 vs F-100 PI 2025-2029.

Sistema Eléctrico	SICOM 2022(I)			SICOM 2022 con factor de pérdidas (II)			F-100 RECURSO DE RECONSIDERACION OSINERGMIN (III)			VALIDACION (II-II)
	Regulados	Libres	Total (MWh)	Regulados	Libres	Total (MWh)	F-109	F-115	F-119 (MWh)	
Bagua - Jaén, Baga - Jaén Rural, San Ignacio	142,920.70	15,793.47	158,714.16	153,510.95	16,963.74	170,474.69	153,510.95	16,963.74	170,474.69	0.00
Chiclayo	440,623.20	166,103.90	606,727.10	473,272.85	178,411.99	651,684.84	473,272.85	178,411.99	651,684.84	0.00
Chiclayo Baja Densidad	209,775.97	185,538.43	395,314.40	225,320.11	199,286.61	424,606.72	225,320.11	199,286.61	424,606.72	0.00
Chota, Chongoyape y Chota Rural	33,766.51	0.00	33,766.51	36,268.56	0.00	36,268.56	36,268.56	0.00	36,268.56	0.00
Quiruvay Querocoto	17,383.06	0.00	17,383.06	18,671.12	0.00	18,671.12	18,671.12	0.00	18,671.12	0.00
Chachapoyas, Chachapoyas rural	37,531.80	645.33	38,177.13	40,312.86	693.15	41,006.01	40,312.86	693.15	41,006.01	0.00

Fuente: Elaboración propia.

Respecto al factor de pérdidas aplicado:

La energía que entra al cálculo es la consignada en los formatos F-121 y F-122, los cuales resultan de la hoja “Tasas” que considera la aplicación del factor de pérdidas equivalente (MT + BT). En este sentido y a fin de obtener los valores de energía concordantes a los formatos F-121 y F-122 se aplica el mismo criterio que la hoja “Tasas” del archivo Excel “F-100_AD08_PI 25-29.xlsx” publicado por Osinergmin como parte del PI 2025-2029

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica que ha efectuado las correcciones.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión de los archivos "Peajes 25-29_2.xlsm" y "F_500_FactPerd_AD02.xls", se observa que para los "Factores Estacionales de Energía" no se está considerando el sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto". Al respecto, es necesario que CVC ENERGÍA presente los factores mencionados por sistema eléctrico y nivel de tensión del PI 2025-2029, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se ha considerado para todos los cálculos el sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica que el sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto" ha sido incluido, de manera tal que está considerando la totalidad de los sistemas eléctricos del PI 2025-2029.

Conclusión

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

10.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por CVC ENERGÍA en el Formato F-503 para el Área de Demanda 2, no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 2					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Bagua - Jaén"					
Demanda PI 2025-2029	186 125	193 528	198 866	204 323	209 890
Demanda CVC ENERGÍA	206 430	214 463	220 450	226 572	232 816
Variación (%)	+ 11%	+ 11%	+ 11%	+ 11%	+ 11%
Sistema eléctrico "Cutervo y Querocoto"					
Demanda PI 2025-2029	20 305	20 936	21 585	22 249	22 926
Demanda CVC ENERGÍA	-	-	-	-	-
Variación (%)	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%

En ese sentido, es necesario que CVC ENERGÍA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Las diferencias de las proyecciones de demanda de energía de los sistemas eléctricos "Bagua - Jaén" y "Cutervo y Querocoto" señalado por Osinerghmin se debe a que, como lo menciona CVC Energía en su PROPUESTA INICIAL, se utilizó el criterio tomado por Osinerghmin en la regulación anterior, que señalaba el traslado de

demanda del sistema eléctrico “Cutervo y Querocoto” al sistema eléctrico “Bagua-Jaén”.

Sin perjuicio de ello, se acoge lo observado, en el sentido que CVC Energía en su PROPUESTA FINAL ha considerado el sistema eléctrico “Cutervo y Querocoto” como parte del estudio, por lo que ya no se observa diferencias entre la demanda del PIT 25-29 y la Propuesta de CVC Energía, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 02 Demanda de Energía del Área de Demanda 2.

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 2					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico “Bagua - Jaén”					
Demanda PI 2025-2029	186 125	193 528	198 866	204 323	209 890
Demanda CVC ENERGÍA	186 125	193 528	198 866	204 323	209 890
Variación (%)	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Sistema eléctrico “Cutervo y Querocoto”					
Demanda PI 2025-2029	20 305	20 936	21 585	22 249	22 926
Demanda CVC ENERGÍA	20 305	20 936	21 585	22 249	22 926
Variación (%)	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: Elaboración propia.

Análisis de Osinerghmin

Al considerarse la inclusión del sistema eléctrico “Cutervo y Querocoto” en la totalidad de los sistemas eléctricos, se verifica que ha absuelto esta observación.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

11.- Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD02.xls”, en las hojas “Pot_max_Sist”, “Pot_Coinc_SEIN”, “Proy_Dem”; se observa que no ha considerado el sistema eléctrico “Cutervo y Querocoto”. Al respecto, es importante que CVC ENERGÍA presente las demandas correspondientes asignadas por sistema eléctrico y nivel de tensión del PI 2025-2029, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como ya se indicó en la respuesta de la observación anterior, la demanda del sistema “Cutervo y Querocoto” se trasladó al sistema eléctrico “Bagua Jaén” siguiendo el mismo criterio de Osinerghmin en la regulación anterior. Para la PROPUESTA FINAL, CVC Energía ha considerado el sistema “Cutervo y Querocoto en el cálculo de Factores de Pérdidas Medias.

Análisis de Osinerghmin

En línea con los análisis proporcionados a las respuestas de las observaciones 9 y 10, esta observación queda absuelta.

Conclusión

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

12.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29.pfd", presentado por CVC ENERGÍA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- CVC ENERGÍA en su Propuesta considera la SE Bagua Chica 60/22.9/10 kV fuera de servicio al año 2029 de igual forma la LT 60 Bagua -Muyo se encuentra abierta en el lado de Bagua60 para el año 2029, se requiere que CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.
- Asimismo, los nombres de barra y la demanda cargada en el archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de CVC ENERGÍA difiere con los formatos F-121 y F-122 aprobados en el PI 2025-2029, que a su vez difieren con la demanda presentada en el formato F-500 de su propuesta. Por ejemplo, SECHO10C (Propuesta CVC ENERGÍA) y SECHO10 (PI 2025-2029). Se requiere que CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.
- De igual forma, se observa que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 2. Por ejemplo, entre otros, las cargas "CHOTA10", "CHOTA23" y "Iod Ccorona22.9" no son coherentes con la Demanda aprobado en el Formato "F-122". Al respecto, es necesario que CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

- CVC Energía utilizó el archivo de flujo aprobado en el PI 25-29 como base para el cálculo de Factores de Pérdidas Medias, además como ya se pronunció Osinerghmin en procesos anteriores, no se puede modificar el modelamiento aprobado en el Plan de Inversiones para el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias.
- En la PROPUESTA FINAL se ha realizado la revisión y corrección de los nombres de barra y demanda cargada del archivo de Flujo de Carga, así como también de los Formatos F-121, F-122 y F-500.
- Se procedió a revisar y corregir la demanda del formato F-122, de tal manera que sea coherente con la demanda aprobada en el PI 25-29

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se tienen los siguientes análisis:

- a) Al respecto, si bien lo indicado por CVC ENERGIA es correcto, se identifica que el presente caso corresponde a una omisión en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia del PI 2025-2029, toda vez que, en dicho Plan de Inversiones - aprobado con Resolución N° 135-2024-OS/CD - se consideró la renovación de las celdas asociadas a la SET Bagua y no se aprobaron Bajas relacionadas a los Elementos que están fuera de servicio en el modelamiento en cuestión. En ese sentido, se ha procedido a actualizar el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia y se precisa que se trata de una omisión en el modelamiento y que su actualización no tiene impacto en el planeamiento.
- b) Respecto a la coherencia entre los nombres de las barras. De la revisión se ha verificado que se ha actualizado y corregido.

- c) En relación a la base de datos de demanda incluida en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29", para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" que corresponden a los formatos F-121 y F-122 respectivamente. De la revisión, se verifica que se han actualizado y corregido los valores.

Conclusión

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

13.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD02.xls", presentado por CVC ENERGÍA, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas" del formato F-500, se identifica que algunos Elementos de transmisión han sido asignados a Sistemas Eléctricos distintos al del proceso anterior. Por ejemplo, la "LT 60 kV LAMBAYEQUE - ILLIMO", "lne CHIC_LAM_81", "lne LAM_ILLM_81", han sido asignados al Sistema Eléctrico Chiclayo Baja Densidad, cuando estos Elementos fueron asignados al Sistema Eléctrico Chiclayo. En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA especifique y/o corrija donde corresponda.
- Se observa que el archivo de Flujo de Carga de CVC ENERGÍA presenta diferencias en la cantidad y nombres de líneas respecto al formato F-500; por ejemplo, Lne60_Bagua-JaenNorte, Lne60_JaenNorte-Jaen, Lne60_NuevaJaen-JaenNorte, etc. Se requiere CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.
- Se observa que el archivo de Flujo de Carga de CVC ENERGÍA presenta diferencias en la cantidad de transformadores respecto al formato F-500; es decir, en su archivo de Flujo de Carga tiene 51 transformadores y en su formato F-500 tiene 53. Se requiere CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.
- De igual forma, de la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xls" se aprecia que no se ha considerado las inyecciones de potencia de todos los generadores locales asociados al Área de Demanda 2. Al respecto como se puede observar en la hoja "Pot_Coinc_SEIN", por ejemplo, no se ha considerado la inyección de potencia de la C.E. Huambos entre otras centrales asociadas a dicha área y que cuentan con registros de su operación en el COES; en ese sentido, corresponde que CVC ENERGÍA sustente los valores de inyecciones propuestas y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- Respecto a la asignación de Elementos por sistema eléctrico:
CVC Energía, en su PROPUESTA FINAL, ha realizado la revisión y corrección de las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas".
- Respecto a la diferencia de cantidad y nombre de líneas en el archivo de flujo de carga.

En la PROPUESTA FINAL se ha actualizado los nombres y cantidades de las líneas del archivo de flujo de carga de tal manera que sea coherente con el formato F-500.

- Respecto a la diferencia de cantidad de transformadores en el archivo de flujo de carga.

En la PROPUESTA FINAL se ha actualizado la cantidad de transformadores presentes en el archivo de flujo de carga de tal manera que sea coherente con el formato F-500.

- Respecto a las inyecciones de potencia de los generadores:

En el numeral 11.1 de la PROPUESTA INICIAL de CVC Energía del AD2 se detalla el sustento de las inyecciones de cinco (05) plantas de generación, las cuales fueron obtenidas del archivo de flujo de carga aprobado en el PI 2025-2029. De acuerdo con lo observado por Osinergrmin, en la PROPUESTA FINAL se procede a agregar tres (03) centrales más, estas cuentan con registros en los "Reportes de Máxima Demanda del COES" según se encuentra en el siguiente enlace:

<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>

En el siguiente cuadro se muestra las plantas de generación tomadas en cuenta para el cálculo de Factores de Pérdidas Medias.

Cuadro N° 03 Cuadro N° 18 del "Informe Técnico AD2".

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT	Fuente
2	C.H. El Muyo	5.32	5.32	5.32	5.32	3.49	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	DMT	Flujo
2	C.H. La Pelota	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	DMT	Flujo
2	C.H. Quanda	2.80	2.80	2.80	2.76	2.76	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	DMT	Flujo
2	C.H. Zaña	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	Chiclayo Baja Densidad	DATB	Flujo
2	C.H. Caclic	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	DMT	Flujo
2	C.H. Las Pizarras	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	Chota, Chongoyape y Chota Rural	DMT	COES
2	C.E. Huambos	3.34	3.34	3.34	3.34	3.34	Cutervo y Querocoto	DMT	COES
2	C.E. Dunas	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	Cutervo y Querocoto	DMT	COES

Fuente: **Elaboración propia**

Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se tienen los siguientes análisis:

- Respecto a la corrección en la asignación de Elementos por Sistema Eléctrico. De la revisión a las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias presentado por CVC ENERGÍA en la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que se ha corregido la asignación de los Elementos referidos en la observación. Sin embargo, aún existen algunos Elementos adicionales que no pertenecen al Sistema Eléctrico que han sido asignados.
- Respecto a la observación de la cantidad y nombres de líneas considerados entre el archivo de Flujo de Potencia y el formato F-500. De la revisión se ha verificado que se han actualizado y corregido las denominaciones.
- Respecto a la diferencia en la cantidad de transformadores que se considera entre el archivo de Flujo de Potencia y el formato F-500. De la revisión a las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sistema_lineas", del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias de la PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC ENERGÍA no está considerando la totalidad de Elementos para la determinación del

Factor de Pérdidas Medias, en relación a lo indicado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.

- d) Con relación a las inyecciones de potencia, CVC ENERGÍA ha incluido en la hoja "Pot_Coinc_SEIN", información adicional de centrales no consideradas en su PROPUESTA INICIAL; al respecto, como se puede observar en su respuesta, la calificación de nivel de tensión de la red a la que se encuentra conectada alguna de ellas, no corresponde. Por ejemplo, en el caso de la C.E. Huambos la concesionaria ha asignado como red de conexión "DMT", a pesar que dicha central se encuentra conectada en 138 kV siendo una red de Muy Alta Tensión (MAT). Por lo tanto, la observación realizada se encuentra parcialmente absuelta.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

14.- Sobre el Formato F-500 (Peajes)

- En la hoja "Indicadores" del archivo "Peaje 25-29_2.xlsm", CVC ENERGÍA está utilizando valores correspondientes a dos meses distintos. Por ejemplo, en los indicadores de agosto de 2024, el valor del tipo de cambio y el IPM corresponden a julio de 2024, mientras que los indicadores de cobre y aluminio son de agosto de 2024. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe corregir los indicadores para que correspondan al mismo periodo.
- En los archivos "Peaje 25-29_2.xlsm", CVC ENERGÍA no considera el Ingreso Tarifario mencionado en el numeral 25.1 de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe incorporar este Ingreso Tarifario en los cálculos de los peajes correspondientes al AD2 o, en caso contrario, justificar por qué no corresponde su uso.

Respuesta

- Respecto a los indicadores:
En la PROPUESTA FINAL se ha utilizado valores de los indicadores con fecha de corte a noviembre 2024 (disponibles hasta el momento), valores que deberán ser actualizados al último día hábil de marzo 2025.
- Respecto al Ingreso Tarifario:
En la PROPUESTA FINAL se actualizaron los valores de los Ingresos Tarifarios para el periodo 2025-2029, tal como se puede apreciar en la siguiente imagen.

Gráfica N° 1. Ingreso Tarifario.

Area	IT	Titular	Nivel	año 1	año 2	año 3	año 4
1	Potencia	REP	Transmisión MAT				
1	Energía	REP	Transmisión MAT	10,232	9,349	7,934	5,443
2	Potencia	ELECTRONORTE	Transmisión MAT				
2	Energía	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	4,004	3,944	3,897	3,692
2	Energía	ELECTRONORTE	Transformación MAT/MAT				
2	Potencia	ELECTRONORTE	Transmisión MAT				
2	Energía	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	4,050	3,979	3,925	3,694
SST CONELSUR AD3	Potencia	CONELSUR	Transmisión MAT				
SST CONELSUR AD3	Energía	CONELSUR	Transmisión MAT	122	68	7	193
5	Potencia	UNACEM	Transmisión MAT				
5	Potencia	STATKRAFT	Transmisión MAT				
5	Potencia	REP	Transmisión MAT				
5	Energía	UNACEM	Transmisión MAT				
5	Energía	STATKRAFT	Transmisión MAT	1,058	724	1,062	2,949
5	Energía	REP	Transmisión MAT				
5	Energía	REP	Transformación MAT/MAT				
6	Potencia	STATKRAFT	Transmisión MAT				
6	Potencia	REP AdicRAG	Transformación MAT/MAT				
6	Energía	STATKRAFT	Transmisión MAT	988	1,435	1,087	992
6	Energía	REP AdicRAG	Transformación MAT/MAT	351	511	387	351
8	Potencia	ISA	Transmisión MAT				
8	Potencia	REP AdicRAG	Transmisión MAT				
8	Energía	TRANSANTARO	Transmisión MAT	176	0	231	-
8	Energía	REP AdicRAG	Transmisión MAT	176	0	231	-
10	Potencia	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT				
10	Energía	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT	3,973	1,039	841	-
12	Potencia	ENGIE	Transmisión MAT				
12	Potencia	ENGIE	Transformación MAT/MAT				
12	Potencia	REP	Transmisión MAT				
12	Energía	ENGIE	Transmisión MAT	24,770*	24,641	25,629	25,057
12	Energía	ENGIE	Transformación MAT/MAT				
12	Energía	REP	Transmisión MAT	1,255	1,095	1,058	1,006
15	Potencia	REP	Transmisión MAT				
15	Energía	REP	Transmisión MAT	32,994	44,909	48,670	44,509

Fuente: Anexo I Formatos / "Peaje 25-29 2" / Hoja Aux-IT.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "Peajes 25-29_2.xlsm" se verifica que CVC Energía ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Respecto al ingreso tarifario, CVC Energía ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 2; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, CVC Energía no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

15.- Actualización del CMA del SCT

Respecto al acta "APES-001-2024-CVC" se indica en el acta que involucra un cambio de característica en el módulo aprobado, donde inicialmente se planificó una celda de transformador, no obstante, se instaló una celda de línea. Que conforme indica la normativa, los cambios de característica deben estar sustentados mediante informe técnico. En consecuencia, CVC ENERGÍA **deber adjuntar el informe de cambio de característica que justifique la implementación de la celda de línea.**

- Celda de Línea 60kV, SET Pampa Pañala "APES-001-2024-CVC", **no incluye informe cambio de característica**).

Por tanto, es necesario que CVC ENERGÍA presente la información adicional y sustento necesario para los nuevos Elementos que no fueron incluidos en la última liquidación anual.

Respuesta

La situación problema de este caso fue explicada con la carta CEV 4102-2023/DIR.DIR de fecha 14 de diciembre 2023 (Anexo VI), la cual motivó la suscripción del APES por parte de la DSE de Osinergmin. Como evidencia se acompañan ambos documentos.

Es necesario mencionar que en la Resolución N° 093-2024-OS/CD que resuelve nuestro recurso de reconsideración dentro del procedimiento de Liquidaciones 2024 se indicó que:

“la solicitud de reconocimiento será considerada dentro del cálculo de la Liquidación Anual de Ingresos para el periodo del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026”

Consecuentemente, en mérito a lo señalado, para la liquidación de ingresos del año 2025 se deberá considerar la remuneración de dichos equipos a partir de la fecha de puesta en servicio que se indica en el APES (22.01.2024).

Análisis de Osinergmin

Al respecto, CVC envió como sustento la carta CEV N° 4102-2023/DIR.DIR remitida a la DSE de Osinergmin, en la cual se justifica el motivo del cambio de características de esta celda. Este documento se complementa con lo señalado en el Acta N° 001-2024-COELVISAC, que también se recibió de la misma. Esta información fue revisada por GRT para determinar el CMA que corresponde le sea remunerado.

Cabe señalar que la Resolución N° 093-2024-OS/CD establece que, para el reconocimiento de la remuneración de esta instalación, CVC ENERGÍA debía presentar la respectiva acta, requisito necesario para su inclusión en el presente proceso de fijación de peajes y liquidación de ingresos de los SST y SCT.

Conclusión

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

16.- Sobre los costos de Inversión

Respecto a la Base de Datos a Utilizar

Que, respecto a la valorización de los nuevos Elementos, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que, para los Elementos pertenecientes a los Planes de Inversión 2013-2017 y 2017 -2021 estos deben ser valorizados con la Base de Datos de Módulos aprobados con resolución 062-2021-OS/CD, conforme a las disposiciones complementarias finales de la resolución 179-2018-OS/CD.

En ese sentido, se observa que el Elemento “Celda de Línea 60kV, SET Pampa Pañalá” el cual es un Elemento aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021 no ha sido valorizado con la Base de Datos aprobada con resolución 062-2021-OS/CD. En ese sentido, se debe reformular la valorización (costos directos e indirectos) del Elemento de cuestión considerando lo mencionado.

Respecto al cambio de características

Según lo indicado en el numeral 5.5 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobado con resolución N° 056-2020-OS/CD:

“Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por Osinergmin”.

En consecuencia, CVC ENERGÍA debe sustentar la motivación de instalar una celda de línea cuando, en el Plan de Inversiones, se aprobó una celda de transformador en la SET Pampa Pañalá.

Se solicita que CVC ENERGÍA detalle los equipamientos existentes en 60 kV cuando el patio estaba compuesto únicamente por una celda de línea-transformador, que era propiedad de ENSA. Asimismo, es necesario especificar cuáles son los nuevos equipamientos instalados en la celda de transformador y en la celda de línea, incluyendo la propiedad de cada uno de estos Elementos.

Esto se debe a que, al analizar la configuración anterior, se identificó, por ejemplo, que la celda línea-transformador original incluía un seccionador de barra. Sin embargo, en la nueva configuración, donde las celdas de línea y transformador están separadas, se requieren dos seccionadores de barra. En este contexto, no queda claro quién es el propietario del seccionador de barra adicional.

Respecto a la metodología utilizada por CVC ENERGÍA para el reconocimiento de Inversión del acta APES-001-2024-CVC, se observa que los equipos principales instalados por CVC ENERGÍA corresponden a un (01) seccionador de línea y un (01) interruptor de línea. Al respecto, se observa que CVC ENERGÍA ha valorizado utilizando un criterio de repartición (alícuota). Al respecto, se verifica que con la metodología utilizada por CVC ENERGÍA se está considerando un doble pago a ENSA, debido a que se ya se le viene remunerando una celda línea – transformador desde la liquidación correspondiente al año 2018. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe sustentar este posible doble pago que a favor de ELECTRNORTE, o caso contrario, debe corregir su metodología donde corresponda.

Respecto a los equipamientos complementarios utilizados

Los equipos complementarios que componen el módulo “CE-060CORICIESBLI2” son los siguientes:

- Sistema de Barras, Conexiones de A.T.
- Control, Protección y Medición
- Cables de Control
- Conexión al sistema de RTP de los equipos
- Estructuras metálicas de los pórticos

Al respecto, CVC ENERGÍA debe aclar la titularidad de estas instalaciones, con la finalidad que el regulador tenga conocimiento sobre la titularidad de cada uno de los Elementos que componen la celda de línea instalada.

Respuesta

Respecto a la base de datos de costos de módulos estándares, para la PROPUESTA FINAL se aplica la indicada en la presente observación (resolución 062-2021-OS/CD).

En cuanto a la explicación del cambio de características que se indica en esta observación, es válida la respuesta dada a la observación 15.

Sobre la titularidad de los Elementos que componen la celda de línea instalada y otros, debe considerarse lo siguiente:

- Sistema de Barras, Conexiones de A.T. (CVC)
- Control, Protección y Medición (ENSA)

- Cables de Control (ENSA y CVC)
- Conexión al sistema de RTP de los equipos (ENSA y CVC)
- Estructuras metálicas de los pórticos (CVC)

Sobre el supuesto doble pago, cabe aclarar que CVC sólo está considerando los dos equipos que ha implementado pendientes de pago (Seccionador de Línea con cuchilla de puesta a tierra e Interruptor de Línea), puesto que la celda de medición 60kV ya viene siendo remunerada. Sin perjuicio de lo cual, contrariamente al supuesto doble pago, cabe mencionar que respecto a los equipos que conforman esta celda de línea, a la empresa ENSA no se le estaría pagando por el seccionador de barras (sólo se le paga por una celda Línea-Transformador).

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que en el archivo 'Peajes 25-29_2.xlsm', CVC ENERGÍA está considerando los formatos F-300 de valorizaciones, sobre los cuales se detalla el análisis realizado a continuación:

- CVC ENERGÍA no está considerando la BDME 062-2021-OS/CD y continúa utilizando una base de datos distinta.
- Respecto al informe de cambio de características, este fue presentado, tal como se detalla en el análisis de la observación específica N° 15.
- CVC ENERGÍA no detalla cómo ha cambiado la configuración final respecto a la configuración inicial en la SET Pampa Pañalá.
- En cuanto al doble pago, si bien CVC ENERGÍA indica que solo está considerando los equipamientos que le corresponden remunerar, esta afirmación contradice la información de sus propios archivos. En la hoja 'Asignación de pago' de su archivo, se incluyen instalaciones para ENSA.

Conclusión

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

17.- Factor de Actualización

CVC ENERGÍA, en la hoja "Indicadores" del archivo "Peajes 25-29_2.xlsm", no consigna de manera correcta los valores de los indicadores TC e IPM, correspondiente a los periodos desde abril-2021 hasta agosto-2024. Por otro lado, para el indicador IPP solo se ha presentado información hasta marzo-2021. Al respecto, CVC ENERGÍA debe actualizar de manera correcta los valores correspondientes y la actualización del CMA de los SCT.

Por otro lado, se observa que en la hoja "SCT" del archivo "Peajes 25-29_2.xlsm" se ha alterado la fórmula del CMA actualizado en las columnas "BA" y "BB". Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el sustento de los cambios efectuados o, en su defecto, realizar las correcciones que correspondan.

Respuesta

- Respecto a los valores de los indicadores presentados en el archivo "Peajes 25-29_2.xlsm":

En la PROPUESTA FINAL, se ha revisado y corregido los valores de los indicadores del TC e IPM, se está tomando como fecha de corte noviembre del 2024, de igual manera se ha actualizado los valores del indicador IPP hasta noviembre 2024, lo cual deberá ser actualizado al último día hábil del mes de marzo 2025.

- Respecto a la fórmula de actualización del CMA:

Se ha corregido la fórmula de actualización del CMA en estricto cumplimiento de lo establecido en el numeral 24.6 de la NORMA TARIFAS, el cual se transcribe textualmente a continuación:

24.6. El CMA se calcula en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se expresa en moneda nacional con el tipo de cambio determinado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú (SBS), tipo de cambio valor venta, correspondiente al último día hábil de marzo del año de fijación tarifaria.

Párrafo en el cual queda claramente establecido que el CMA, fijado en dólares, recién se expresa en moneda nacional en cada fijación tarifaria con el tipo de cambio valor venta al último día hábil de marzo del año de dicha fijación tarifaria; es decir en cada procedimiento de fijación tarifaria primero se hace la actualización en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica para luego recién convertirlo a moneda nacional, en el presente corresponde ser actualizado al último día hábil del mes de marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

Respecto a los factores de actualización, se verifica que han sido considerados a noviembre del 2024 (últimos valores disponibles a la fecha de presentación de la Propuesta Final).

Por otro lado, respecto a la fórmula de actualización del CMA, si bien CVC ENERGÍA hace mención al numeral 24.6 de la NORMA TARIFAS; este numeral se debe complementar con lo señalado en el numeral 24.5 y anteriores numerales de dicha norma. Cabe señalar, que la actualización del CMA en soles fue considerado desde la primera fijación de pajes y compensaciones y aceptada por todos los agentes en los distintos procesos regulatorios.

Conclusión

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

18.- Sobre la actualización del SCTLN

- Respecto al SCTLN Felam – Tierras Nuevas, mencionado por CVC ENERGÍA en el numeral 8 de su ESTUDIO, se observa que dicha instalación no ha sido considerada en los peajes del AD2. Por ello, se solicita a CVC ENERGÍA incluir esta instalación en la determinación de los peajes correspondientes al AD2.
- Para determinar la asignación de responsabilidad de pago del SCTLN Felam – Tierras Nuevas, se solicita que CVC ENERGÍA envíe los datos de sus medidores relacionados a dicho proyecto, con la información disponible a la fecha de entrega de su propuesta final; con la finalidad de determinar preliminarmente la responsabilidad de pago que se le asignará al AD2.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL, se ha incluido la asignación de responsabilidad de pagos del SCTLN Felam-Tierras Nuevas, según los registros de demanda de potencia al mes de diciembre 2024, a fin de verificar si la asignación de responsabilidad de pagos se mantiene o debe ser reajustado.

Análisis de Osinergmin

Como parte de su sustento, CVC ENERGÍA adjunta la carpeta “Anexo V Peaje FE-TN” donde se encuentra el cálculo de responsabilidad de pago que le corresponde pagar al AD2 por el proyecto SCTLN Felam – Tierras Nuevas.

Conclusión

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

Sobre el Área de Demanda 8

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

19.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo “Peaje 25-29_8.xlsm” se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del Área de Demanda 8 del PI 2025-2029 porque los totales de energía por sistema eléctrico no coinciden.

Asimismo, en el Formato F-501 del archivo “Peaje 25-29_8.xlsm” se observa que CVC ENERGÍA ha aplicado el factor de pérdidas equivalente (MT + BT) directamente a la demanda regulada sin tomar en cuenta el nivel de tensión de cada sistema eléctrico, lo cual es incorrecto. Al respecto, debe seguirse lo que se indica en el numeral 8.1.2.d de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- Respecto a los registros de energía por sistema eléctrico del año 2022:

Se ha realizado la revisión de la energía considerada en nuestra PROPUESTA INICIAL y lo publicado en el PI 2025-2029 (F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx), en el cual se verifica que los registros de energía son concordantes a lo publicado en el PI 2025-2029 tal como se demuestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 04 PROPUESTA INICIAL - SICOM 2022 vs F-100 PI 2025-2029.

Sistema Eléctrico	SICOM 2022 (I)			SICOM 2022 con factor de pérdidas (II)			F-100 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN OSINERGMIN (III)			VALIDACIÓN Δ(III-II)
	Regulados	Libres	Total (MWh)	Regulados	Libres	Total (MWh)	F-109	F-115	F-119 (MWh)	
Villacuri	73,900.97	114,456.62	188,357.59	78,896.05	122,192.92	201,088.97	78,896.05	122,192.92	201,088.97	0.00
Ica	306,586.70	141,858.94	448,445.64	327,309.36	151,447.40	478,756.76	327,309.36	151,447.40	478,756.76	0.00
Chincha	145,823.57	435,228.62	581,052.19	155,680.00	445,850.04	601,530.05	155,680.00	445,850.04	601,530.05	0.00
Pisco	84,476.43	989,026.27	1,073,502.70	90,186.32	994,709.26	1,084,895.58	90,186.32	994,709.26	1,084,895.58	0.00
Coracora, Chavíña, Incuyo y Pausa	17,986.60	18,829.14	36,815.74	19,202.34	20,101.83	39,304.17	19,202.34	20,101.83	39,304.17	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	66,662.60	1,022,232.39	1,088,894.99	71,168.43	1,054,503.45	1,125,671.88	71,168.43	1,054,503.45	1,125,671.88	0.00
Bella Unión - Chala	21,411.82	456,609.26	478,021.08	22,859.08	487,472.17	510,331.25	22,859.08	487,472.17	510,331.25	0.00

Fuente: Anexo I Formatos / “Peaje 25-29_8.xlsx” / Hoja Comp F-119.

Sin embargo, debido a la Observación N° 23 el Usuario Libre “SHOUGANG HIERRO PERÚ (JAHUAY) (13)” debe pasar del sistema eléctrico “Bella Unión - Chala” a “Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural”, así como también, con base en lo establecido en el numeral 2.6 del Anexo A.2 del Informe Técnico N° 221-2021-GRT, la energía de dicho cliente pasa de MT a AT lo cual hace que la energía disminuya ya que al estar en AT no es afectado por el factor de pérdidas equivalente (MT+BT), por lo descrito

anteriormente se genera una diferencia en la energía de nuestra PROPUESTA FINAL tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 05 PROPUESTA FINAL - SICOM 2022 vs F-100 PI 2025-2029.

Sistema Eléctrico	SICOM 2022 (I)			SICOM2022 con factor de pérdidas (II)			F-100 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN OSINERGHMIN (III)			VALIDACIÓN Δ (III-II)
	Regulados	Libres	Total (MWh)	Regulados	Libres	Total (MWh)	F-109	F-115	F-119 (MWh)	
Villavieja	73,900.97	114,456.62	188,357.59	78,896.05	122,192.92	201,088.97	78,896.05	122,192.92	201,088.97	0.00
Ica	306,586.70	141,858.94	448,445.64	327,309.36	151,447.40	478,756.76	327,309.36	151,447.40	478,756.76	0.00
Chincha	145,823.57	435,228.62	581,052.19	155,680.00	445,850.04	601,530.05	155,680.00	445,850.04	601,530.05	0.00
Pisco	84,476.43	989,026.27	1,073,502.70	90,186.32	994,709.26	1,084,895.58	90,186.32	994,709.26	1,084,895.58	0.00
Coracora, Chavín, Inca y Pampa	17,986.60	18,829.14	36,815.74	19,202.34	20,101.83	39,304.17	19,202.34	20,101.83	39,304.17	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	66,662.60	1,024,434.94	1,091,097.54	71,168.43	1,056,706.00	1,127,874.43	71,168.43	1,054,503.45	1,125,671.88	-2,202.55
Bella Unión - Chala	21,411.82	454,406.71	475,818.53	22,859.08	485,120.75	507,979.83	22,859.08	487,472.17	510,331.25	2,351.42

Fuente: Anexo I Formatos / "Peaje 25-29 8.xlsx" / Hoja Comp F-119.

- Respecto al factor de pérdidas aplicado:
 La energía que entra al cálculo es la consignada en los formatos F-121 y F-122, estos resultan de la hoja "Tasas" que considera la aplicación del factor de pérdidas equivalente (MT + BT). En ese sentido y a fin de obtener los valores de energía concordantes a los formatos F-121 y F-122 se aplica el mismo criterio que la hoja "Tasas" del archivo Excel "F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx" publicado por Osinerghmin como parte del PI 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

En los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se verifica las correcciones efectuadas.

Adicionalmente, la demanda del cliente libre "SHOUGANG HIERRO PERÚ (JAHUAY) (13)" se está considerando en el sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" con nivel de tensión DAT B.

Conclusión

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

20.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx" presentado por CVC ENERGÍA, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tienen las siguientes observaciones:

- CVC ENERGÍA ha calificado la demanda de la barra POROMA-220 en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B, según lo establece el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, se observa que dicha barra ha sido considerada en el sistema eléctrico "Bella Unión - Chala", cuando debe estar en el sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".
- En las hojas "F-115" y "F-121" las demandas de las barras MINA SHOUGANG-60, INDEPENDENCIA-60, ALTO LA LUNA-60, FUNSUR-60 han sido calificadas en DAT B. Por otro lado, en la hoja "F-122" las mismas barras han sido calificadas en DAT A. Al respecto, se requiere revisar y corregir donde corresponda.

Por tanto, CVC ENERGÍA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de

peajes "Peaje 25-29_8.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha realizado la revisión del archivo "F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsm", con el objetivo de verificar las siguientes observaciones:

- En nuestra PROPUESTA FINAL se considera la barra POROMA220 como DMAT B y en el sistema eléctrico (SE) "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural", dicho cambio de SE a fin de no modificar el archivo Excel publicado por Osinerghmin se verifica en la hoja F-121-P y F-122-P, tal como se evidencia en la siguiente gráfica.

Gráfica N° 2. Clasificación de Parte del Sistema Eléctrico – Formato F-121-P.

Inclusión de potencia de POROMA220 al SE Nazca

Fuente: Anexo I Formatos / "F-100_AD08_PI 25-29_RR" / Hoja F-121-P

- En nuestra PROPUESTA FINAL se considera de manera uniforme en los formatos F-115, F-121 y F-122 la clasificación de las demandas de las barras MINA SHOUANG-60, ALTO LA LUNA-60, FUNSUR-60 se han clasificado como DAT B, mientras que la demanda de INDEPENDENCIA-60 ha sido clasificada como DAT A, las Gráficas N° 3, N° 4 y N° 5 muestran lo anteriormente descrito.

Gráfica N° 3. Clasificación de Parte del Sistema Eléctrico – Formato F-115.

Fuente: Anexo I Formatos / "F-100_AD08_PI 25-29_RR" / Hoja F-115.

Gráfica N° 4. Clasificación de Parte del Sistema Eléctrico – Formato F-121.

Fuente: Anexo I Formatos / "F-100 AD08 PI 25-29 RR" / Hoja F-121.

Gráfica N° 5. Clasificación de Parte del Sistema Eléctrico – Formato F-122.

F-122												
DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SEIN (MW)												
BARRA	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (MW)										Parte
		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	TC	
DESIE220	220	30.98	30.98	30.98	30.98	30.98	30.98	30.98	30.98	30.98		DMAT B
INDEP220	220	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00		DMAT A
INDEP060	60	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45		DAT A
ALTOLO60	60	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87		DAT B
FUNSUR	60	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11		DAT B
JAHUA010	10	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26		DAT B
SHOUG060	60	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48		DAT B
MARCO220	220	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60	17.60		DMAT A
POROMA220	220	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75	0.0%	DMAT B

Fuente: Anexo I Formatos / "F-100_AD08_PI 25-29_RR" / Hoja F-122.

Análisis de Osinerghmin

En los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se verifica las correcciones de la calificación de la demanda de las barras POROMA-220, MINA SHOUGANG-60, ALTO LA LUNA-60 y FUNSUR-60.

Con respecto a la demanda de la barra INDEPENDENCIA-60, CVC ENERGÍA señala haberla calificado como DAT A. Sin embargo, se verifica que dicha barra podría ser alimentada desde las centrales de Independencia y Pisco, por lo que, de acuerdo con el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS le corresponde la calificación DAT B.

De otro lado, respecto de la PROPUESTA INICIAL, CVC ENERGÍA en esta etapa ha cambiado la calificación de la demanda de la barra DESIERTO-220 de DMAT A a DMAT B, lo cual no corresponde con lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

21.- Sobre el Formato F-505

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", en el formato "F-505" celda "P46" se observa se ha obtenido como resultado un factor de carga de 1,15 para el sistema eléctrico "Nazca", lo cual es incorrecto. Al respecto, CVC ENERGÍA debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se está consignando el factor de carga menor a la unidad tal como se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica N° 6. PROPUESTA FINAL - Factor de Carga del Sistema Eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".

Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural														
Total	2.18	2.24	2.22	2.30	2.32	2.41	2.12	1.93	2.39	2.11	2.30	2.42	2.65	0.94 MAT
Transformación MAT	Figas	98.99	101.28	100.07	104.42	105.19	109.09	96.24	87.22	97.35	93.80	98.76	1.179.11	0.94 MAT
Variables		146.76	150.15	149.26	154.81	155.96	161.75	142.68	129.31	151.04	133.59	145.54	1.774.09	0.94 MAT
Total		245.75	251.43	249.33	259.23	261.14	270.84	238.92	216.52	248.39	227.39	244.30	2.953.20	
Transformación AT	Total	1.017.94	1.150.81	1.149.73	1.138.82	1.127.59	1.183.89	1.094.78	1.073.31	980.85	971.04	1.097.00	1.175.97	0.94 AT
Transformación ATMT	Figas	141.21	163.82	161.45	144.10	147.73	175.55	163.94	182.62	151.75	145.56	171.97	1.917.69	0.94 AT
Variables		91.50	106.14	104.61	83.37	86.72	113.74	106.22	118.32	104.03	99.79	117.89	1.155.09	0.94 AT
Total		232.71	269.97	266.06	227.47	234.45	289.29	270.15	300.94	256.78	245.35	289.86	3.072.78	

Fuente: Anexo I Formatos / "F_500_FactPerd_AD08" / Hoja F-505.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica que los factores de carga consignados para cada sistema eléctrico son correctos, por ser menores a la unidad.

Conclusión

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

22.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Potencia "BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas" presentado por CVC ENERGÍA en su Propuesta, se tienen las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Potencia no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el Plan de Inversiones 2025-2029, para el Área de Demanda 8. Por ejemplo, entre otros, la carga "lod Snico13a" tiene un "Factor de Potencia" igual a "0,81", para el análisis de la Demanda del Formato "F-121" y "F-122". Al respecto, es necesario que CVC ENERGÍA corrija donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinerghmin en el Plan de Inversiones, o en su defecto explique las razones de los cambios efectuados.
- De la revisión del archivo de Flujo de Potencia para los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN", se advierte que, el proyecto transformador 60/20/10 kV – 15 MVA SET Palpa, aprobado en el PI 2025-2029 mediante Resolución N° 112-2024-OS/CD para ingresar el año 2026, se ha modelado a partir del año 2025. Al Respecto, CVC ENERGÍA debe modelar dicho proyecto desde el año 2026, conforme se aprobó en el citado Plan de Inversiones.

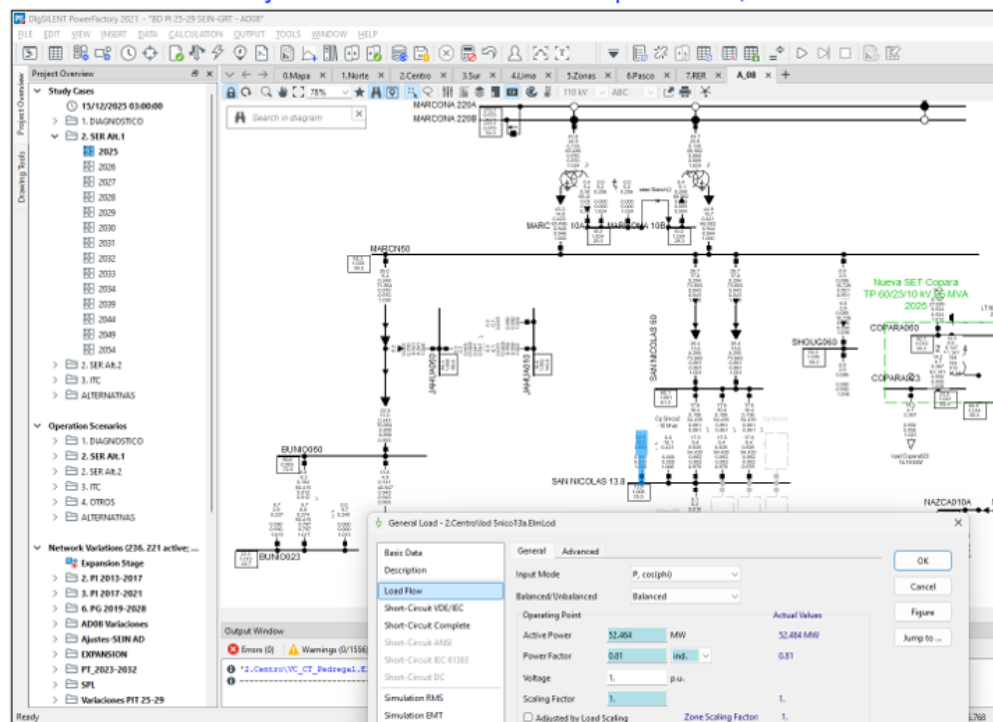
En ese sentido, es necesario que CVC ENERGÍA presente el archivo de Flujo de Potencia con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Nuestra PROPUESTA INICIAL se realizó con base en el archivo pfd publicado por Osinerghmin como parte del PI 2025-2029 el cual contiene los errores observados. No obstante, en nuestra PROPUESTA FINAL se realizó las correcciones solicitadas, e inclusive se movieron lo TAP's de la SET Marcona a la posición 1 en el año 2025 y a la posición 2 en el año 2026-2027, además, se movió el TAP de la SET Bella Unión a la posición -2 en el año 2026, ya que al cambiar el FC de 0.81 a 0.95 se generaban sobretensiones en los sistemas "Bella Unión – Chala" y "Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" tal como se muestra en la siguiente Gráfica N° 7, N° 8 y N° 9.

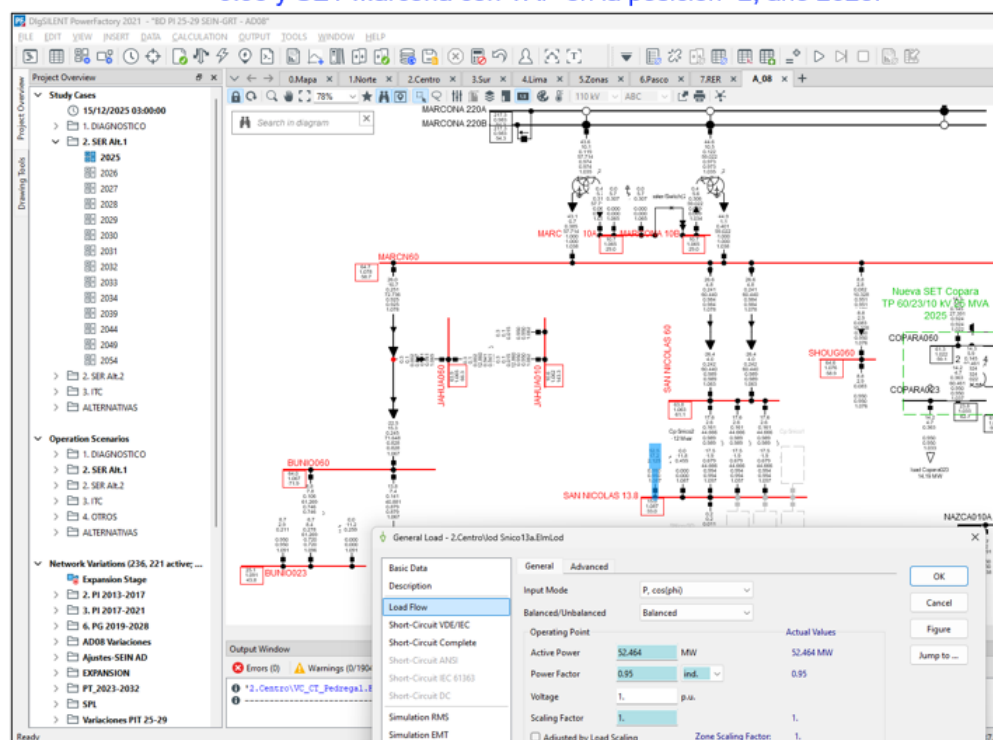
Lo anterior puede ser revisado en el Anexo II Análisis Eléctrico

Gráfica N° 7. FLUJO DE POTENCIA PI 2025-2029 – Carga “lod Snico13a” con fp de 0.81 y SET Marcona con TAP en la posición -2, año 2025.



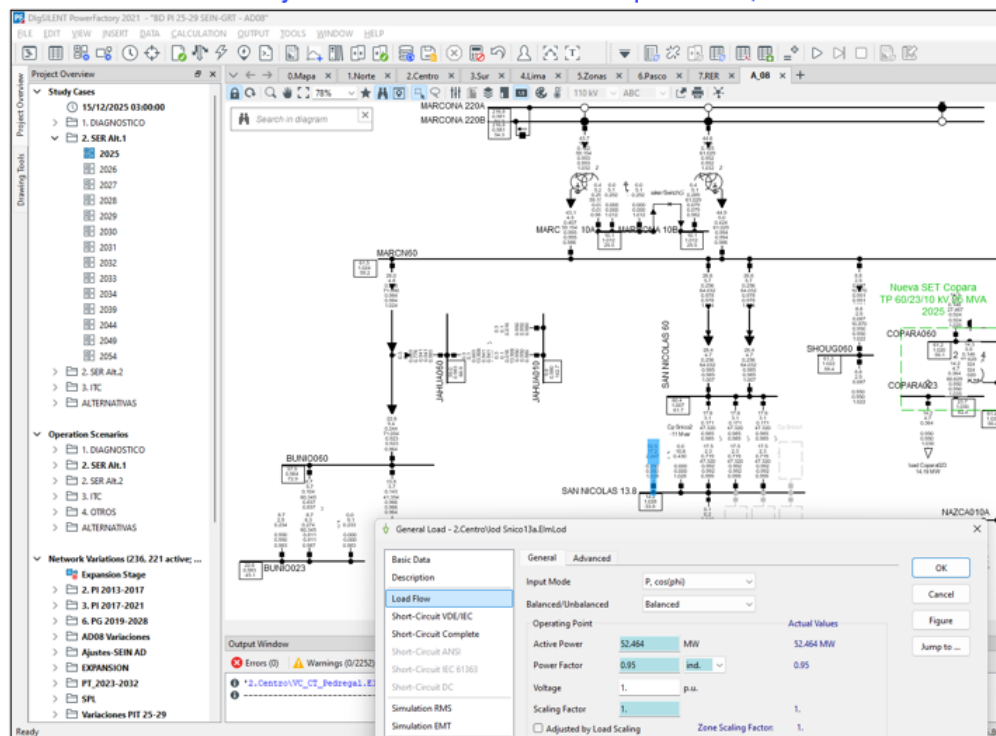
Fuente: Anexo II Análisis Eléctrico / “BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas”.

Gráfica N° 8. FLUJO DE POTENCIA PI 2025-2029 - Carga “lod Snico13a” con fp de 0.95 y SET Marcona con TAP en la posición -2, año 2025.



Fuente: Anexo II Análisis Eléctrico / “BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas”.

Gráfica N° 9. FLUJO DE POTENCIA PI 2025-2029 - Carga "lod Snico13a" con fp de 0.95 y SET Marcona con TAP en la posición 1, año 2025.



Fuente: Anexo II Análisis Eléctrico / "BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se tiene el siguiente análisis:

- Respecto a la revisión de la base de datos de demanda contenida en el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que el factor de potencia de la carga "lod Snico13a", ha sido actualizado conforme a lo establecido en el numeral 12 de la NORMA TARIFAS. Sin perjuicio de ello, se ha identificado una omisión en la magnitud de demanda de la carga "lod Snico13a" para el escenario "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121), la misma que ha sido actualizada, según corresponda.
- Respecto al modelamiento del TP 60/22,9/10 kV – 15 MVA de la SET Palpa, de la revisión al archivo de Flujo de Potencia correspondiente a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se ha verificado la corrección, considerando su ingreso a partir del año 2026, conforme a lo aprobado en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

23.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión al archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", presentado por CVC ENERGÍA, se tiene las siguientes observaciones:

- Se observa que, los valores de demanda presentados por CVC ENERGÍA en las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN" no son coherentes con la información de la demanda aprobada por Osinerghmin en el PI 2025 – 2029. En ese sentido, CVC ENERGÍA debe explicar las razones de su propuesta o en

su defecto corregir y utilizar la demanda aprobada por Osinergrmin en el PI 2025 – 2029.

- Se observa que CVC ENERGÍA presenta para la determinación de los factores de pérdidas medias, las pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, ha considerado las pérdidas del Elemento “T59-261” (TP SET ICA 220/60/10 kV), “Jahuay” (SET Jahuay), entre otros. Al respecto, CVC ENERGÍA debe explicar las razones por las que ha incluido este Elemento y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.
- De la revisión de las hojas “BD_Sein_trafo” y “BD_Sist_trafo”, se verifica que CVC ENERGÍA no asocia correctamente los Elementos con el Sistema Eléctrico al que pertenece. Por ejemplo, ha asignado el Elemento “Jahuay” (TP SET Jahuay) al Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala, cuando estos Elementos pertenecen al Sistema Eléctrico Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural. En tal sentido, CVC ENERGÍA debe revisar todos los Elementos del SST y SCT y asociarlos correctamente con el Sistema Eléctrico al que pertenece.
- De igual forma, de la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD08.xlsm”, en la hoja “Pot_Coinc_SEIN” se verifica que CVC ENERGÍA no presenta el sustento de las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, ya que, por ejemplo, considera la C.T. Independencia sin sustentar los valores de inyecciones. En ese sentido, la concesionaria debe verificar y sustentar los valores de inyecciones en las barras según el actual sistema eléctrico.

Respuesta

- Respecto a la demanda presentada:

Se ha realizado la revisión de los valores de demanda considerada en nuestra PROPUESTA INICIAL y lo publicado en el PI 2025-2029 (F-100_AD08_Pi 25-29_RR.xlsx), en el cual se verifica que las demandas de las “Pot_max_Sist” y “Pot_Coinc_SEIN” son concordantes a lo publicado en el PI 2025-2029 tal como se demuestra en la Cuadro N° 6, correspondiente a la Hoja “Comp F-121, F-122”.

Cuadro N° 06 PROPUESTA INICIAL – Hojas “Pot_max_Sist” y “Pot_Coinc_SEIN” vs F-100 Osinergmin.

Sistema Eléctrico	HOJA "Pot_max_Sist" EN MW (I)					F-121 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN EN MW (II)					VALIDACIÓN Δ (II-I)				
	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029
Villacuri	60.51	66.53	74.92	81.83	83.35	60.51	66.53	74.92	81.83	83.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ica	105.00	108.83	112.90	116.85	120.58	105.00	108.83	112.90	116.85	120.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chincha	104.06	108.41	110.85	112.62	113.96	104.06	108.41	110.85	112.62	113.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco	238.82	241.61	242.61	243.63	244.45	238.82	241.61	242.61	243.63	244.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	8.92	9.07	9.24	9.43	9.62	8.92	9.07	9.24	9.43	9.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	116.88	118.74	119.70	120.28	120.88	116.88	118.74	119.70	120.28	120.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bella Unión - Chala	114.88	115.89	117.37	118.30	118.96	114.88	115.89	117.37	118.30	118.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Sistema Eléctrico	HOJA "Pot_Coinc_SEIN" EN MW (I)					F-122 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN EN MW (II)					VALIDACIÓN Δ (II-I)				
	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029
Villacuri	33.87	38.02	43.92	48.70	49.66	33.87	38.02	43.92	48.70	49.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ica	89.32	92.49	95.90	99.28	102.55	89.32	92.49	95.90	99.28	102.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chincha	84.55	88.46	90.77	92.56	93.89	84.55	88.46	90.77	92.56	93.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco	75.82	78.12	79.01	79.94	80.78	75.82	78.12	79.01	79.94	80.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	7.78	7.92	8.09	8.26	8.45	7.78	7.92	8.09	8.26	8.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	110.07	111.65	112.56	113.12	113.71	110.07	111.65	112.56	113.12	113.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bella Unión - Chala	110.05	110.97	112.33	113.19	113.80	110.05	110.97	112.33	113.19	113.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Anexo I Formatos / “F_500_FactPerd_AD08” / Hoja Comp F-121, F-122.

Sin embargo, como se explica en la Observación N° 20, la barra “POROMA” en los Formatos F-121 y F-122 se encuentra en el sistema eléctrico de “Bella Unión – Chala”, la cual se trasladó al Sistema Eléctrico de “Nazca – Palpa- Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural”, debido a esta asignación ha generado una diferencia de demanda entre los sistemas eléctricos de “Nazca – Palpa – Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural” y “Bella Unión – Chala” para los formatos de Peajes y Factores de Perdidas Medias, como se puede observar en la Cuadro N° 07:

Cuadro N° 07 PROPUESTA FINAL - Hojas “Pot_max_Sist” y “Pot_Coinc_SEIN” vs F-100 Osinergmin

Sistema Eléctrico	HOJA "Pot_max_Sist" EN MW (I)					F-121 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN EN MW (II)					VALIDACIÓN Δ (II-I)				
	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029
Villacuri	60.51	66.53	74.92	81.83	83.35	60.51	66.53	74.92	81.83	83.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ica	105.00	108.83	112.90	116.85	120.58	105.00	108.83	112.90	116.85	120.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chincha	104.06	108.41	110.85	112.62	113.96	104.06	108.41	110.85	112.62	113.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco	238.82	241.61	242.61	243.63	244.45	238.82	241.61	242.61	243.63	244.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	8.92	9.07	9.24	9.43	9.62	8.92	9.07	9.24	9.43	9.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	160.56	162.42	163.38	163.96	164.56	116.88	118.74	119.70	120.28	120.88	43.68	43.68	43.68	43.68	43.68
Bella Unión - Chala	71.20	72.21	73.69	74.62	75.28	114.88	115.89	117.37	118.30	118.96	-43.68	-43.68	-43.68	-43.68	-43.68

Sistema Eléctrico	HOJA "Pot_Coinc_SEIN" EN MW (I)					F-122 RECURSO DE RECONSIDERACIÓN EN MW (II)					VALIDACIÓN Δ (II-I)				
	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029	2025	2026	2027	2028	2029
Villacuri	33.87	38.02	43.92	48.70	49.66	33.87	38.02	43.92	48.70	49.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ica	89.32	92.49	95.90	99.28	102.55	89.32	92.49	95.90	99.28	102.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chincha	84.55	88.46	90.77	92.56	93.89	84.55	88.46	90.77	92.56	93.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco	75.82	78.12	79.01	79.94	80.78	75.82	78.12	79.01	79.94	80.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	7.78	7.92	8.09	8.26	8.45	7.78	7.92	8.09	8.26	8.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	154.83	156.40	157.31	157.88	158.46	110.07	111.65	112.56	113.12	113.71	44.75	44.75	44.75	44.75	44.75
Bella Unión - Chala	65.30	66.22	67.57	68.44	69.05	110.05	110.97	112.33	113.19	113.80	-44.75	-44.75	-44.75	-44.75	-44.75

Fuente: Anexo I Formatos / “F_500_FactPerd_AD08” / Hoja Comp F-121, F-122.

- Respecto a la determinación de Factores de Pérdidas Medias:

En nuestra PROPUESTA FINAL solo se consideran Elementos del SST y SCT, tal como se evidencia en las siguientes gráficas.

Gráfica N° 10. Transformadores de dos devanados involucrados en el cálculo del FPMd – Año 2029.

Name	Type TypTr2	HV-Side Substation	HV-Side	LV-Side Substation	LV-Side
tr2 villar_801(1)	Huarango		HUARANG060		HUARANG023
tr2 tmora_801	TMORA_801		TMORA060		TMORA010A
tr2 pisco_801	TP Pisco				
tr2 ican_802(1)	ICAN_802		ICANT060		ICANT010A
tr2 csl_Luren	LUREN-1		PISCO060		PISCO010
Villacuri	Nuevo TP Villacuri		COELV060		COELV023
Tr2 Pueblo Nuevo(2)	PUEBLO NUEVO		PNUEV060		PNUEV010
T23-61	SNI_671		SAN NICOLAS 60		SAN NICOLAS 13.8
T22-61	SNI_671		SAN NICOLAS 60		SAN NICOLAS 13.8
T21-61	SNI_671		SAN NICOLAS 60		SAN NICOLAS 13.8
Pedregal(1)	PEDREGAL Nuevo		PEDRE060		PEDRE010
Lomas	Lomas		LOMAS060		LOMAS023
Bella Unión (Nuevo Propuesto)2014(1)	Tr2 60/23kV 25MVA +-13x1%		CHALA060		CHALA023
Bella Unión (Nuevo Propuesto)2014	BELLA UNION Nuevo 60/23 K...		BUNIO060		BUNIO023
2-Winding Transformer(7)	TP Huerto 20MVA		Huerto 60		Huerto 23
2-Winding Transformer(1)	PEDRE_801		TMORA060		TMORA010

Fuente: Anexo II Análisis Eléctrico / "BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas".

Gráfica N° 11. Transformadores Trifásicos involucrados en el cálculo del FPMd – Año 2029.

Name	Type TypTr3	HV-Side Substation	HV-Side	MV-Side Substation	MV-Side	LV-Side Substation	LV-Side
3-Winding Transformer	TPBUnión 138		Chapama 138		Chapama 60		Chapama 23
3-Winding Transformer(3)	TP Chincha Nueva 40MVA		CHINCHA60		CHINCHA33		CHINCHA10
3-Winding Transformer(6)	TP 220/60/23kV 50MVA ex...		MAVORAZGO 220		Occupe60		Mayoreaga23
T112-261	ICA_T112-261	ICA 220	ICA 220B		ICAPA60B		ICAT9C
T3-261	IND_2671	INDEPENDENCIA 220	INDEPENDENCIA 220B		INDEP60		- INDEPENDENCIA 10A
T4-261	IND_2672	INDEPENDENCIA 220	INDEPENDENCIA 220B		INDEP60		INDEPENDENCIA 10B
T5-261	ICA_T5-261	ICA 220	ICA 220B		ICAPA60		ICA 10A
T6-261	MAR_T6-261	MARCONA 220	MARCONA 220B		MARCM60		MARCONA 10A
T62-261	MAR_T62-261	MARCONA 220	MARCONA 220B		MARCM60		MARCONA 10B
TP Alto La Luna	01. Alto La Luna		ALTOL060		ALTOL023		ALTOL010
TP Angel220	TP 220/60/23kV 120/120/30M...		ELANGEL220		ELANGEL060		ELANGEL010_1
TP Ica Norte	40 MVA(2)		SLURE060		SLURE023		SLURE010
TP Nazca	12. Nazca		NAZCA060		NAZCA023A		Naz01
TP Nazca(7)	10. TP Nazca 15/10/10 MVA		NAZCA060		- NAZCA023		NAZCA10
TP Paracas	01. PARACAS (Nuevo Propue...		PARAC060		PARAC023		PARAC010A
TP Rot. Chincha Nue	Tecoma/Napello TR3 15/7/15...		ELANGEL060		ELANGEL_23		ELANGEL_10
TP Luren	40/20/25 MVA(3)		ICANT060		ICANT023		ICANT010
TP TorresChincha 220	MAR_T6-261(3)		CHINCHA220		CHINCHA60		CHINCHA010
TR Corazon(1)	06. Corazon 15/15/15 MVA		CORAC060		CORAC023		Coro10
TR3 Cahuachi	TR3 Nueva Nazca		CAHUACH023		CAHUACH060		CAHUACH10
tr1 Copara	TP Nazca 40MVA		COPARA060		COPARA023		Tecoma(23)
tr3 palpa_8001	TP Palpa		PALPA060		PALPA023		PALPA010
tr3 parac_8001	03 y 4. Pueblo Nuevo		PNUEV060		PNUEV023A		PNUEV010
tr3 parac_8001_a	Tecoma 40 MVA		TACAM060		TACAM023		TACAM010
tr3 puzquia_8001	11. PUQUIO_8001		PUQIO060		PUQIO023		PUQIO010
tr3 smarg nuevo(7)	05. SMARGANTA Nuevo		CARM060		CARM023		CARM010
tr3 smarg nuevo(2)	40 MVA(4)		SMARG060		SMARG023		SMARG010

Fuente: Anexo II Análisis Eléctrico / "BD SEIN-GRT - AD08 - Pérdidas".

- Respecto a la asignación de Elementos por sistema eléctrico:

En nuestra PROPUESTA FINAL se ha realizado la revisión y corrección de las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas".

- Respecto a las inyecciones de generación

En el numeral 10.1 del Informe Técnico AD8 se detalla el sustento de las inyecciones de potencia de cuatro (04) plantas de generación de la Empresa EGESUR, las cuales fueron obtenidas del Portal del COES. El criterio aplicado se ajusta a lo establecido en el numeral 1.5 del Anexo A.1 Hidrandina S.A. (HIDRANDINA) del Informe Técnico N° 221-2021-GRT, correspondiente a la Resolución N° 070-2021-OS/CD. Los datos de dichas inyecciones se presentan en la Gráfica N° 12 y Cuadro N° 08:

Gráfica N° 12. Reporte de Máxima Demanda del Portal del COES.

Máxima demanda en hora punta		Interconexión		
Fecha	Hora	PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	SEB MW
13/12/2022	17:15	0.000	0.000	22.633
Nota: Se considera el periodo de Horas Punta desde los 17:00 h a 23:00				
Empresa	Central	Unidad	MW	
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR1	5.609	
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR2	5.650	
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR3	5.691	
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	INDEP_WAR4	5.683	

Fuente: “Reporte de Máxima Demanda del COES” (ruta:
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>).

Cuadro N° 08 Cuadro N° 17 del archivo “Informe Técnico AD8”.

Empresa	Central	Unidad	MW
EGESUR	C.T. Independencia	INDEP_WAR1	5.609
EGESUR	C.T. Independencia	INDEP_WAR2	5.650
EGESUR	C.T. Independencia	INDEP_WAR3	5.691
EGESUR	C.T. Independencia	INDEP_WAR4	5.683

Fuente: Área de Demanda 08 – Informe Técnico AD8.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA se tiene los siguientes análisis:

- En la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica las correcciones efectuadas, según se señala en la respuesta a esta observación. Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante indicar que, se debe considerar la reasignación de las barras SAN NICOLAS-13 y POROMA-220 al sistema eléctrico “Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural”.
- En relación a la inclusión de Elementos que no forman parte del SST y SCT en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, de la revisión del archivo de cálculo correspondiente a la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que CVC ENERGÍA ha actualizado la base de datos de Elementos, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- Respecto a la observación sobre la incorrecta asociación de los Elementos incluidos en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias con el Sistema Eléctrico al que pertenecen, se ha verificado que aún persisten asignaciones incorrectas. Por ejemplo, de la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD08”, se verifica que los Elementos “2-Winding Transformer(7)” y “LT60kV El Lomas-Huerto” (SET Huerto) están asociados al Sistema Eléctrico de “Pisco” cuando pertenecen al Sistema Eléctrico “Villacurí”.
- Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por CVC ENERGÍA, se aprecia que la concesionaria ha incluido información de sustento para las inyecciones propuestas de la C.T. Independencia. Al respecto, CVC Energía basa su respuesta en su apreciación de lo indicado en el numeral 1.5 del Anexo A.1 Hidrandina S.A. (HIDRANDINA) del Informe Técnico N° 221-2021-GRT; sin embargo, cabe mencionar que en el análisis mostrado en dicho numeral del referido Informe Técnico, se tomó en cuenta el valor sugerido por la

concesionaria, más no se definió algún método para establecer dichos valores. Por otra parte, del sustento presentado por CVC Energía respecto a los valores de inyección propuestos que estarían relacionados a los registros de máxima demanda de diciembre 2022, cabe observar que la fecha consignada en su respuesta no corresponde a la fecha aprobada por el COES para dicho mes; por lo tanto, la observación realizada se encuentra parcialmente absuelta.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

24.- Sobre el Formato F-500 (Peajes)

En relación con el Ingreso Tarifario en la hoja 'Aux-IT' del archivo "Peaje 25-29_8.xlsm", CVC ENERGÍA considera los ingresos tarifarios utilizados en la Fijación de peajes para el periodo 2021-2025; por lo tanto, CVC ENERGÍA debe actualizar los valores para el periodo 2025-2029.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se actualizaron los valores de los Ingresos Tarifarios para el periodo 2025-2029, tal como se puede apreciar en la siguiente Gráfica.

Gráfica N° 13. Ingreso Tarifario.

Area	IT	Titular	Nivel	año 1	año 2	año 3	año 4
1	Potencia	REP	Transmisión MAT				
1	Energía	REP	Transmisión MAT	10,232	9,349	7,934	5,443
2	Potencia	ELECTRONORTE	Transmisión MAT				
2	Energía	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	4,004	3,944	3,897	3,692
2	Potencia	ELECTRONORTE	Transformación MAT/MAT				
2	Potencia	ELECTRONORTE	Transmisión MAT				
2	Energía	ELECTRONORTE	Transmisión MAT	4,050	3,979	3,925	3,694
SST CONELSUR AD3	Potencia	CONELSUR	Transmisión MAT				
SST CONELSUR AD3	Energía	CONELSUR	Transmisión MAT	122	68	7	193
5	Potencia	UNACEM	Transmisión MAT				
5	Potencia	STATKRAFT	Transmisión MAT				
5	Potencia	REP	Transmisión MAT				
5	Energía	UNACEM	Transmisión MAT				
5	Energía	STATKRAFT	Transmisión MAT	1,058	724	1,062	2,949
5	Energía	REP	Transmisión MAT				
5	Potencia	REP	Transformación MAT/MAT				
6	Potencia	STATKRAFT	Transmisión MAT				
6	Potencia	REP_AdicRAG	Transformación MAT/MAT				
6	Energía	STATKRAFT	Transmisión MAT	988	1,435	1,087	992
6	Energía	REP_AdicRAG	Transformación MAT/MAT	351	511	387	351
8	Potencia	ISA	Transmisión MAT				
8	Potencia	REP_AdicRAG	Transmisión MAT				
8	Energía	TRANSMANTARO	Transmisión MAT	176	0	231	-
8	Energía	REP_AdicRAG	Transmisión MAT	176	0	231	-
10	Potencia	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT				
10	Energía	ELECTRO SUR ESTE	Transmisión MAT	3,973	1,039	841	-
12	Potencia	ENGIE	Transmisión MAT				
12	Potencia	ENGIE	Transformación MAT/MAT				
12	Potencia	REP	Transmisión MAT				
12	Energía	ENGIE	Transmisión MAT	24,770	24,641	25,629	25,057
12	Energía	ENGIE	Transformación MAT/MAT				
12	Energía	REP	Transmisión MAT	1,255	1,095	1,058	1,006
15	Potencia	REP	Transmisión MAT				
15	Energía	REP	Transmisión MAT	32,994	44,909	48,670	44,509

Fuente: Anexo I Formatos / "Peaje 25-29_8" / Hoja Aux-IT.

Análisis de Osinergmin

Respecto al ingreso tarifario, CVC Energía ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 8; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, CVC Energía no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

25.- Actualización del CMA del SCT

Respecto a la PROPUESTA presentada por CVC ENERGÍA sobre los Elementos que han incluido del PIT 21-25 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de agosto de 2024, señalamos que, los Elementos que se encuentran en la hoja "SCT" del archivo "Peaje 25-29_8.xlsm". Al respecto, de acuerdo a lo indicado en los numerales 24.8 y 24.10 de la NORMA TARIFAS, solo deben considerarse las Altas y Bajas validadas a través de las liquidaciones anuales de ingresos por el servicio de transmisión de SST y SCT y, aquellos Elementos puestos en servicio validados con sus respectivas Actas de Puesta en Servicio o de Retiro Definitivo (APES o ARDO) o Acta de Verificación de Alta o Baja (AVA o AVB) que no fueron incluidos en el proceso de liquidación anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria en curso.

En efecto, CVC ENERGÍA ha incluido en su archivo de cálculo los siguientes Elementos:

Correspondientes al Área de Demanda 8

- Celda de Línea 60kV hacia SET Coelvisac I (sin acta).
- Celda de Línea 60kV hacia SET Independencia (sin acta).
- Línea Transmisión SET Independencia - SET Coelvisac I (sin acta).

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se ha retirado dicha instalación.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha retirado los Elementos que no tienen actas suscritas, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

26.- Factor de Actualización

Se observa que en la hoja "SCT" del archivo "Peaje 25-29_8.xlsm" se ha alterado la fórmula del CMA actualizado en las columnas "BA" y "BB". Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el sustento de los cambios efectuados o, en su defecto, realizar las correcciones que correspondan.

Respuesta

Se ha corregido la fórmula de actualización del CMA en estricto cumplimiento de lo establecido en el numeral 24.6 de la NORMA TARIFAS, el cual se transcribe textualmente a continuación:

24.6. El CMA se calcula en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se expresa en moneda nacional con el tipo de cambio determinado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú (SBS), tipo de cambio valor venta, correspondiente al último día hábil de marzo del año de fijación tarifaria.

Párrafo en el cual queda claramente establecido que el CMA, fijado en dólares, recién se expresa en moneda nacional en cada fijación tarifaria con el tipo de cambio valor

venta al último día hábil de marzo del año de dicha fijación tarifaria; es decir en cada procedimiento de fijación tarifaria primero se hace la actualización en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica para luego recién convertirlo a moneda nacional, en el presente caso al último día hábil del mes de marzo 2025.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, si bien CVC ENERGÍA hace mención al numeral 24.6 de la NORMA TARIFAS; este numeral se debe complementar con lo señalado en el numeral 24.5 de dicha norma. Cabe señalar, que la actualización del CMA en soles fue considerado desde la primera fijación de pajes y compensaciones correspondiente al año 2009 y aceptado por todos los agentes.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

27.- Reformulación de Propuesta

En mérito de las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 2 y 8.

Se requiere, por tanto, que CVC ENERGÍA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias y acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Nuestra PROPUESTA FINAL considera la absolución de todas las observaciones realizadas por OSINERGHMIN.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTROSURESTE (ELSE)

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ELSE no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, ELSE debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos. Este ajuste asegura el cumplimiento con la normativa vigente, facilitando su revisión.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELSE, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELSE debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a realizar una revisión de los valores presentados de la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025 - 2029. En tal sentido, se han realizado los ajustes conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELSE se verifica que los valores de demanda del año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con los del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de cada sistema eléctrico, no.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ELSE revise

y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Respecto a las inconsistencias identificadas en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para el Área de Demanda 10, se ha efectuado una revisión detallada de los mismos para identificar y corregir cualquier error, asegurando en la Propuesta Final, la consistencia de los datos y cálculos presentados.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 10 y 11 para el Área de Demanda 10. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que ELSE aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 10.

Conclusión

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

4.- Observación

Sobre los indicadores macroeconómicos (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear en la propuesta los últimos indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

En atención a lo señalado en la NORMA TARIFAS y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, ELSE ha procedido a actualizar el CMA utilizando los últimos valores disponibles de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor, y precios del Cobre y del Aluminio) vigentes a la fecha de presentación de la presente Propuesta, correspondiendo a noviembre 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm" se verifica que ELSE ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

5.- Observación

ELSE menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del Plan de Inversiones 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de agosto de 2024. Al respecto, ELSE no ha presentado las respectivas Actas de Verificación y/o Puesta en Servicio (AVA o APES) de los proyectos mencionados en su

Propuesta ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300). Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas– en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En respuesta a lo observado, debemos mencionar que se ha ajustado la propuesta para incluir exclusivamente los Elementos de transmisión que han sido dados de Alta hasta la fecha.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que la propuesta de ELSE considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024 y que cuentas con actas suscrita, en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

6.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELSE se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELSE debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido, en los casos que corresponda, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la Propuesta Final.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por ELSE en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

7.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELSE el total de energía del año 2022 asciende a 4 114 673 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 107 686 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se ha observado que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ELSE los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=3,40% y PEBT=8,51%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, ELSE debe corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones presentadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área de demanda 10 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).
- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F 501.xlsx".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELSE se verifica que los valores de demanda del año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con los del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de cada sistema eléctrico, no.

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm", se observa que ELSE ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía del sistema eléctrico "Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural" para el nivel de tensión MT no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que ELSE presente tales factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido en los casos que corresponda, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

En tal sentido, los factores estacionales han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas y demanda del año base corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501.xlsx".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELSE, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía están vinculados entre los archivos de cálculo.

Conclusión

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

9.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-F100-AD10.xlsx" presentado por ELSE, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tiene las siguientes observaciones:

- ELSE ha calificado la demanda de la barra CACHIMAYO-138 en DMAT B, sin embargo, se verifica que dicha barra es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT A, según lo establece el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELSE debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD10.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en base a la topología de la red, se ha cumplido en aplicar lo dispuesto en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, procediendo a corregir la asignación de la barra CACHIMAYO 138 kV como "DAT A".

Análisis de Osinergmin

De la revisión del archivo "Reportes-F100-AD10.xlsx" remitido por ELSE en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica la corrección efectuada en las hojas "F-

121" y "F-109+F-115". Sin embargo, en la hoja "F-122" se mantiene la observación sobre la barra CACHIMAYO-138 en DMAT B.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias

10.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd", presentado por ELSE en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Potencia no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 10. Por ejemplo, entre otros, las cargas "Tintaya023", "lod comba24" y "lod tinta010", no son coherentes con la Demanda aprobado en el Formato "F-122". Al respecto, es necesario que ELSE corrija donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinerghmin en el Plan de Inversiones.

En ese sentido, es necesario que ELSE presente el archivo de Flujo de Potencia con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención lo observado, debemos mencionar que, sobre la base de la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd" y a las observaciones realizadas, presentamos las acciones consideradas para corregir las inconsistencias identificadas:

- Se ha revisado y ajustado las cargas "Tintaya023", "lod comba24" y "lod tinta010" para alinearlas con los valores de Demanda aprobados en el Formato "F-122" y considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 10.
- El archivo de Flujo de Potencia ha sido corregido para garantizar que se sigan los criterios y valores asumidos por OSINERGHMIN, conforme a la NORMA TARIFAS. Los ajustes realizados aseguran que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea representativo y cumpla con los requisitos normativos.
- Se validó la demanda de los formatos F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200 AD10 PI 2025-2029_RR.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

SISTEMAS ELECTRICOS		2025	2026	2027	2028	2029
F-122	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuc	198.14	198.87	199.61	200.35	201.09
DIGSILENT	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuc	31.28	32.02	32.76	33.49	34.23
		166.86	166.86	166.86	166.86	166.86
F-122	Cusco	61.98	63.82	65.65	67.49	69.34
DIGSILENT	Cusco	61.98	63.82	65.65	67.49	69.34
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	La Convención, Machupicchu y La Convenc	9.61	9.93	10.26	10.58	10.90
DIGSILENT	La Convención, Machupicchu y La Convenc	9.61	9.93	10.26	10.58	10.90
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldor	22.35	23.10	23.85	24.60	25.36
DIGSILENT	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldor	22.35	23.10	23.85	24.60	25.36
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani	12.41	12.83	13.25	13.66	14.08
DIGSILENT	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani	12.41	12.83	13.25	13.66	14.08
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle	45.89	46.39	50.11	50.61	51.11
DIGSILENT	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle	46.81	47.31	51.05	51.55	52.06
		-0.91	-0.92	-0.93	-0.94	-0.95
F-122	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sag	2.89	2.98	3.08	3.18	3.27
DIGSILENT	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sag	2.89	2.98	3.08	3.18	3.27
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Yauri y SER Tintaya Yauri	211.51	211.65	211.80	211.94	212.08
DIGSILENT	Yauri y SER Tintaya Yauri	128.41	128.55	128.69	128.83	128.98
		83.11	83.11	83.11	83.11	83.11

Se ha identificado que, en la base de datos utilizada para el proceso de fijación de los Peajes y Compensaciones aprobado previamente en el Plan de Inversiones 2025-2029, las cargas a nivel de MAT en Cotaruse y Tintaya 220 kV no fueron consideradas en la simulación del estudio. Esto se debe a que, según la opinión de OSINERGHMIN, dichas cargas no condicionan la aprobación de nuevos proyectos en el mencionado plan de inversiones.

Adicionalmente, en el Sistema Eléctrico de Valle Sagrados 1, se incluyó en el formato F-200 la demanda de Salvación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la base de datos de demanda incluida en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10-rev1" correspondiente a la PROPUESTA FINAL de ELSE, se ha verificado que los valores de demanda correspondientes al escenario de "Máxima Demanda a Nivel SEIN" (F-122) han sido actualizados, manteniendo la coherencia con la demanda aprobada en el formato F-122.

Conclusión

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

II.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión al archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD10.xlsm", presentado por ELSE, se tiene las siguientes observaciones:

- En el archivo "F_500_FactPerd_AD10.xls", se observa que las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas", "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Carga presentado por ELSE. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sist_trafo" en el año 2026 para el Elemento "Tr3 Huaro" (SET Huaro) se le asigna pérdidas de "0,002595 MW" y "0,003266 MW", pero del archivo de Flujo de Carga se verifica pérdidas con valor de "0,0164375 MW" y "0,017199 MW". Al respecto, ELSE debe actualizar su archivo de Flujo de Carga y exportar correctamente las pérdidas de los Elementos de transmisión para sustentar su Propuesta.
- Se verifica que, para todos los años, ELSE está considerando para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, entre otros, en el archivo "F_500_FactPerd_AD10.xls" hoja

"BD_Sist_lineas", se están considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 138 kV San Gabán – Mazuco (L-1014(1)). Al respecto, ELSE debe revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, conforme se indica en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.

- Se observa que, los valores de demanda presentados por ELSE en las hojas "Pot_max_Sist" y "Pot_Coinc_SEIN" no son coherentes con la información de la demanda aprobada por Osinergmin en el PI 2025 – 2029 para el Sistema Eléctrico "Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3" (DMAT A). En ese sentido, ELSE debe explicar las razones de su propuesta o en su defecto corregir y utilizar la demanda del PI 2025 – 2029.
- De la revisión del archivo de cálculo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm", se verifica que ELSE para la determinación de los FPMd en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", excluye las pérdidas de algunos Elementos que forman parte de las instalaciones de los SST y SCT al asignarle un valor de "0" en la columna "Incluir" de dichas hojas. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sein_trafo" no considera, entre otros, las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(9)" (TP SET Tintaya 138 kV), aprobado para el año 2026 en el PI 2025-2029. Al respecto, ELSE debe incluir en el cálculo de FPMd todas las instalaciones del SST y SCT y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, en concordancia al numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- De igual forma, de la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm", en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se han indicado los valores considerados para las potencias inyectadas para la C.H. Hercca; sin embargo, estos valores no han sido sustentados. Por otra parte, se debe sustentar el motivo de la no inclusión de otras centrales ubicadas en el Área de Demanda 10, como por ejemplo, las centrales ubicadas en la zona de Sicuani, Andahuaylas, entre otras. En ese sentido, corresponde que ELSE sustente los valores de inyecciones propuestas y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico de todos los generadores locales asociados a dicha área, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, es necesario que ELSE presente el archivo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En respuesta a las observaciones realizadas sobre el archivo "F_500_FactPerd_AD10.xlsm" detallamos las acciones adoptadas para corregir las inconsistencias y asegurar que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias cumpla con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

- Se ha revisado y ajustado las pérdidas reportadas en las hojas "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas", "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" para que sean consistentes con los resultados obtenidos del archivo de Flujo de Carga actualizado.
- Se ha evaluado y ajustado la inclusión/exclusión de instalaciones de transmisión en función del numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. En este sentido, se excluyen las pérdidas de las instalaciones conectadas entre dos barras

con Precios en Barra, como la “Línea de Transmisión 138 kV San Gabán – Mazuco – L-1014(1).

- Se ha corregido los valores de demanda para los sistemas eléctricos “Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3” (DMAT A) utilizando la demanda aprobada en el PI 2025-2029.
- Se ha revisado la columna “Incluir” para asegurar que las pérdidas de todos los Elementos del SST y SCT sean correctamente consideradas en el cálculo de los FPMd, conforme a lo indicado en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, el transformador “2Winding Transformer(9)” (TP SET Tintaya 138 kV) para el año 2026 ha sido incluido en el cálculo.
- Se ha procedido a incorporar en la hoja “Pot_Coinc_SEIN”, las potencias inyectadas de las centrales hidroeléctricas de titularidad de ELSE.

Electro Sur Este S.A.A., opera grupos de generación hidráulica y térmica de su propiedad con el objeto de suministrar energía eléctrica a clientes ubicados en las provincias, distritos y localidades cercanas a las centrales hidroeléctricas. Se cuenta con una capacidad instalada de 12.32 MW y una potencia efectiva de 10.810 MW.

Centrales de Generación				
Central	Ubicación	Número de Grupos	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
C. T. Iberia	Madre de Dios	1	2.000	1.200
Total Generación Térmica		1	2.000	1.200
C. H. Chuyapi	Cusco	3	1.500	1.350
C. H. Hercca	Cusco	3	1.040	0.960
C. H. Matará	Apurímac	3	1.604	1.515
C. H. Chumbao	Apurímac	2	1.996	1.890
C. H. Huancaray	Apurímac	2	0.580	0.530
C. H. Mancahuara	Apurímac	2	3.200	3.000
C. H. Vocabamba	Apurímac	2	0.400	0.365
Total Generación Hidráulica		17	10.320	9.610
TOTAL ELSE		18	12.320	10.810

Fuente: Memoria Anual ELSE 2022

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELSE se tiene los siguientes análisis:

- Respecto a la coherencia entre los valores de pérdidas que considera ELSE en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD10” y el archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10-rev1” correspondiente a su PROPUESTA FINAL, se ha verificado que los valores de pérdidas del archivo de cálculo corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Potencia.
- En relación a la observación sobre excluir de la determinación de los Factores de Pérdidas Medias los Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Se ha verificado que ELSE se ha limitado a corregir solo el ejemplo citado en la observación, dado que ha excluido las pérdidas del Elemento “L-1014(1)” (LT 138 kV San Gabán – Mazuco, sin embargo, continúa considerando las pérdidas del Elemento “L-1015” (LT 138 kV Mazuco – Puerto Maldonado), que está conectado entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra.
- De la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD10”, se verifica la corrección efectuada en la hoja “Pot_max_Sist”. Sin embargo, en las hojas “Pot_Coinc_SEIN” y “Proy_Dem” se mantiene la observación.

- d) En relación a los Elementos que ELSE está considerando para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha verificado que ha incluido las pérdidas del Elemento "2-Winding Transformer(9)" (TP SET Tintaya 138 Kv). No obstante, se observa que ELSE no está considerando la totalidad de Elementos conforme a lo señalado en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, los Elementos "Ine deriv3-que" (LT 138 kV Quencoro - Parque Industrial) y "L-6003" (LT 60 kV Tamburco-Andahuaylas) que forman parte de las instalaciones SST y SCT, tienen asignados un valor de "0" en la columna "Incluir", por lo que se están excluyendo del cálculo del Factor de Pérdidas Medias.
- e) Con relación a las inyecciones de potencia, ELSE ha incluido en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd_AD10" de su PROPUESTA FINAL, inyecciones de potencia de las centrales que opera; sin embargo, en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "Reportes-F100-AD10.xlsx" que adjunta a su propuesta, sólo figura las inyecciones de la C.H. Hercca, lo cual no es consistente con la información alcanzada para las inyecciones de sus centrales. Por lo tanto, la presente observación se encuentra parcialmente subsanada.

Conclusión

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

Sobre el Ingreso Tarifario

- 12.-** ELSE ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 10; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.

Al respecto, es necesario que ELSE presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En base a lo observado, se ha efectuado las siguientes acciones:

- Se ha procedido a revisar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511" y "F-512", precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.
- Se ha incluido los archivos fuente de respaldo, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.
- Se ha revisado y sustentado los valores consignados en la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A10.xlsm", asegurando que los resultados sean trazables y estén respaldados por los archivos fuente.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la Propuesta Final.

Análisis de Osinergmin

ELSE ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 10; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ELSE no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

Sobre la lista de instalaciones pertenecientes al SST

- 13.-** En el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm", hoja "SST", en cuanto al registro "OR" correspondiente al transformador 33/10 kV de la SET Oropeza, ELSE debe especificar si este transformador se encuentra actualmente en dicha subestación o si ha sido rotado a otra ubicación. Para ello, debe adjuntar un registro fotográfico, y cualquier otro documento que permita verificar el uso de dicho transformador.

Esto con la finalidad de verificar que la SET Oropeza aun cuenta con instalaciones del SST.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el transformador actual de la SE Oropeza, corresponde al transformador rotado de la SE Huaro, de acuerdo a lo aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017 – 2021. No obstante, el transformador anterior de Oropeza quedaba como reserva, toda vez que no se aprobó la Baja. En este sentido, debido a la limitación de espacio en la SE Oropeza, el transformador retirado ha sido trasladado a los almacenes de ELSE. Cabe mencionar que, en el proceso de modificación del PIT 2025 – 2029, se tiene previsto solicitar la Baja de dicho transformador.

Análisis de Osinergmin

Al respecto ELSE aclara que el transformador perteneciente al SST que estaba listado como parte de la SET Oropeza, actualmente se encuentra en sus almacenes. Sin embargo, registro fotográfico u otra documentación que sustente su afirmación.

Por último, se verifica que en el numeral 6.2.3.4 del Informe Técnico N° 344-2016-GRT, señala lo siguiente:

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2

De acuerdo al diagnóstico realizado, el transformador de la SET Huaró al año 2018 presenta una cargabilidad de 109,53%. Luego, se ha evaluado y verificado la mejor alternativa que presentada por ELSE en su PROPUESTA FINAL, sobre la base de la cual se plantea como PROPUESTA Osinerghmin lo siguiente:

- Reemplazo del TP de la SET Huaró de 33/22,9/10 kV – 4/2/2 MVA por uno de 33/22,9/10 kV – 6/6/6 MVA, previsto para el año 2018.
- Rotación del TP 33/22,9/10 kV – 4/2/2 MVA de la SET Huaró a la SET Oropeza, el año 2018. Dicho transformador reemplaza al TP 33/10 kV - 2,5 MVA existente.
- Celda de Transformador, Medición y Alimentador de 23 kV en la SET Oropeza, el año 2018.

Conclusión

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

- 14.-** En el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm", hoja "SST", en cuanto al registro "UP" correspondiente al transformador 60/23/10 kV de la SET Uripata, ELSE debe especificar si este transformador se encuentra actualmente en dicha subestación o si ha sido rotado a otra ubicación. Para ello, debe adjuntar un registro fotográfico, y cualquier otro documento que permita verificar el uso de dicho transformador.

Esto con la finalidad de verificar que la SET Uripata aun cuenta con instalaciones del SST.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el transformador actual 60/23/10 kV de la SE Uripata fue dado de Alta con fecha 21 de marzo de 2018 con el acta de Alta N° 001-2018-ELECTRO SUR ESTE. Asimismo, el transformador retirado ha sido trasladado a los almacenes de ELSE. No obstante, en el proceso de modificación del PIT 2025 – 2029, se tiene previsto solicitar la Baja de dicho transformador.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto ELSE aclara que el transformador perteneciente al SST que estaba listado como parte de la SET Uripata, actualmente se encuentra en sus almacenes. Sin embargo, registro fotográfico u otra documentación que sustente su afirmación.

Conclusión

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

15.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCT

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ELSE ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ELSE debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm" se verifica que ELSE ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

16.- Actualización del CMA del SCT

Respecto a la premisa indicada por ELSE sobre los Elementos que han incluido del Plan de Inversiones 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de agosto de 2024, señalamos que dichos Elementos no se encuentran en la hoja "SCT" de su archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_10.xlsm". Al respecto, de acuerdo a lo indicado en los numerales 24.8 y 24.10 de la NORMA TARIFAS, solo deben considerarse las Altas y Bajas validadas a través de las liquidaciones anuales de ingresos por el servicio de transmisión de SST y SCT y, aquellos Elementos puestos en servicio validados con sus respectivas Actas de Verificación de Alta (AVA) que no fueron incluidos en el proceso de liquidación anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria en curso.

Por tanto, es necesario que ELSE presente la información y sustento necesario para los nuevos Elementos que no fueron incluidos en la última liquidación anual.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a ajustar la propuesta para incluir exclusivamente los Elementos de transmisión que han sido dados de Alta hasta la fecha.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la propuesta ELSE considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024 y que cuentas con actas suscrita, en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

17.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 10.

Se requiere, por lo tanto, que ELSE presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que ELSE ha realizado los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para el Área de Demanda 10 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELSE, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTRO ORIENTE (ELOR)

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ELOR no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, ELOR debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

Para esta oportunidad se está entregando los archivos vinculados entre sí para que se permita la trazabilidad de estos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se verifica que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 de los archivos "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" y "F_500_FactPerd_AD04.xlsm" se mantienen con datos no vinculados. Además, se observa que los valores en dichos archivos no son los mismos que los presentados en el formato F-502 de los archivos "ELOR-AD2-PeajesF-501a522_(LO).xlsx" y "ELOR-AD4-PeajesF-501a522(LO).xlsx", respectivamente.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ELOR debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Es correcta la observación, ya que por error se había tomado como año representativo el año 2023. En esta oportunidad ya se ha hecho la corrección tomándose como año representativo la data del año 2022 considerado en el PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR, la observación se mantiene para el Área de Demanda 2; mientras que, para el Área de Demanda 4, la observación ha sido subsanada.

Conclusión

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

3.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS

indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

En esta oportunidad para la actualización del CMA se están empleando los últimos indicadores disponibles, y que son los indicadores vigentes al mes de noviembre del 2024 que ya ha sido publicado por Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "ELOR-AD2-PeajesF-501a522_(LO).xlsx" y "ELOR-AD4-PeajesF-501a522(LO).xlsx" se verifica que ELOR ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

4.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se verifica inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, ELOR debe revisar y corregir dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En relación con las inconsistencias señaladas en los cálculos de los Factores de Pérdidas Medias y los archivos de Flujo de Carga, se realizaron las siguientes acciones:

- Se revisaron detalladamente los archivos de cálculo y las simulaciones de flujo de carga en DIGSILENT, identificando las inconsistencias con lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS y se ajustaron las pérdidas considerando las características propias de la red.
- Se verificaron los datos de entrada utilizados en las simulaciones de flujo de carga para garantizar coherencia con la Base de datos aprobada en el Plan de Inversiones 2025 - 2029.
- Los archivos de cálculo y simulaciones actualizados se adjuntan para su evaluación, indicándose claramente los cambios realizados y cómo estos cumplen con la normativa mencionada.

Análisis de Osinerghmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 10 y 11 para el Área de Demanda 2 y las observaciones específicas 21 y 22 para el Área de Demanda 4. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien ELOR ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para las Áreas de Demanda 2 y 4.

Conclusión

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

5.- Observación

ELOR menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del PI 2021-2025 que entraron en operación comercial durante el año 2024 (de 01 de enero hasta el 31 de diciembre). Sin embargo, no ha presentado las respectivas Actas de Verificación (AVA) de dichos proyectos ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300). Es preciso aclarar que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Para esta oportunidad solo se está considerando proyectos que han ingresado hasta el 31 de diciembre del 2024, sin embargo, para estos proyectos todavía no se cuentan con las Actas de Verificación (AVA), las mismas que se encuentran en trámite y serán enviadas para la siguiente etapa del presente proceso de fijación de Peajes.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la propuesta de ELOR considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024 y que cuentas con actas suscrita, en cumplimiento a los dispuesto en el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

6.- Observación

La Propuesta no cumple con los requisitos establecidos en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS en cuanto no ha incluido un resumen ejecutivo. Al respecto, ELOR debe incorporar el Resumen Ejecutivo a la Propuesta.

Respuesta

En esta oportunidad se está incluyendo el resumen ejecutivo dentro del informe presentado.

Análisis de Osinergmin

Se verifica la incorporación del Resumen Ejecutivo a la Propuesta.

Conclusión

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

Observaciones Específicas**Sobre el Área de Demanda 2****Sobre la Presentación del Informe****7.- Sobre la Trazabilidad del Documento**

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS

Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELOR se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELOR debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se verifica que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" contiene datos no vinculados. Además, se observa que los valores en dicho archivo no son los mismos que los presentados en el formato F-502 del archivo "ELOR-AD2-PeajesF-501a522_(LO).xlsx".

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

8.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "ELOR-AD2-PeajesF-501a522vf4.xlsx" se verifica que los registros de Energía presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELOR, el total de energía asciende a 887 874 MWh; en el PI 2025-2029, alcanza los 1 342 712 MWh.

De la revisión efectuada al Informe Técnico N° GE-002-2024, que es parte de la Propuesta de ELOR, se indica estar considerando el 2023 como Año Representativo. Al respecto, la NORMA TARIFAS define al Año Representativo como el "Año anterior (enero a diciembre) al que corresponde la presentación del estudio del Plan de Inversiones". En ese sentido, debe tomarse el 2022 como Año Representativo.

Respuesta

Es correcta la observación, ya que por error se había tomado como año representativo el año 2023. En esta oportunidad ya se ha hecho la corrección tomándose la data del año 2022 considerado en el PI 2025-2029, y, para el desglose mensual se ha utilizado la estructura mensual del SICOM (mercado regulado) y la estructura mensual del SICLI (para el mercado libre).

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR, se observa que la demanda del año representativo 2022 por sistema eléctrico y a nivel de Área de Demanda no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm", se observa que ELOR ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Asimismo, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "ELOR-AD2-PeajesF-501a522vf4.xlsx" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que ELOR presente tales factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como ya se ha respondido en la observación 7, se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

En esta oportunidad el formato F-502 utilizado para el cálculo de los factores de pérdidas es el mismo que el utilizado para el cálculo de los peajes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR, se mantiene la observación de que los valores mensuales de los factores estacionales de energía de los sistemas eléctricos "Chachapoyas, Chachapoyas Rural", "Chota, Chongoyape y Chota Rural" y "Cutervo y Querocoto" en el nivel de tensión DMT del formato F-502 no son los mismos en los archivos "ELOR-AD2-PeajesF-501a522_(LO).xlsx" y "F_500_FactPerd_AD02.xlsm".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

10.- Archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD02 VF(1).pdf", se observa lo siguiente:

- Los criterios, la información de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), la distribución de Carga, los factores de Escala y de Potencia del Área de Demanda 2 no corresponden a los del PI 2025-2029. Por ejemplo, las cargas "CHOTA10", "CHOTA23", "PAMPA023", "SUREÑO23", "TNUEVAS023" y "lod Ccorona22.9" no coinciden con las del PI 2025-2029 (Formato F-122).

En ese sentido, se requiere que ELOR presente el archivo de Flujo de Carga con las correcciones, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo señalado, se ha procedido a efectuar las siguientes correcciones: Se validó la demanda de los formatos F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200_AD02_PI 25-29_RR.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

BARRA DIGSILENT	2025	2026	2027	2028	2029
LAMBA010A	3.13	3.16	3.19	4.54	4.57
LAMBA10B	7.52	8.24	8.94	8.03	8.25
LAMBA23	5.32	5.30	5.27	5.41	5.42
PAMPA023	6.05	6.12	6.20	6.28	6.36
TNUEVAS023	4.56	4.97	5.47	5.97	6.39
CHOTA23	2.56	2.65	2.75	2.85	2.95
CHOTA10	1.10	1.14	1.18	1.22	1.26
LOD CCORONA22.9	3.83	4.00	4.17	4.34	4.52
SUREÑO23	7.40	10.39	12.16	14.52	16.18

Fuente: F-122 (SER) elaborado a partir del formulario "F-121 (RER)"

Análisis de Osinerghmin

De la revisión a la base de datos de demanda del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD02 VF(1)-v2rev" presentado por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se han actualizado y corregido los valores de demanda de las cargas para el escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122), folder "2.SEIN" en el archivo de Flujo de Potencia.

Conclusión

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

II.- Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xls", se observa lo siguiente:

- ELOR ha considerado pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, en todos los años. Por ejemplo, están las pérdidas del Elemento "TP Carhuaquero 100MVA" (TP SET CARHUAQUERO 220/138/23/10 kV). Al respecto, ELOR debe revisar y corregir donde corresponda.
- En el cálculo de pérdidas coincidente con el sistema, se verifica diferencias entre el archivo DIGSILENT y el PI 2025-2029, en el año 2029. Por ejemplo, en la Propuesta, ELOR ha consignado pérdidas de 0,06935 para la LT 60 kV Bagua-Nueva Jaén; cuando en el PI 2025-2029, las pérdidas son de 0,0185. Al respecto, se requiere que ELOR revise y corrija donde corresponda.
- En las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_trafo", se ha considerado las pérdidas de las líneas "Lne220_Caclic-JaenNorte-L1" y "Lne220_Caclic-JaenNorte-L2" en el año 2026. Sin embargo, en los siguientes años (2027, 2028 y 2029), estas fueron excluidas de las bases de datos de las hojas referidas. Al respecto, se requiere que ELOR revise y corrija donde corresponda.
- En la relación de inyecciones de potencia de los generadores del Área de Demanda 2 que ELOR muestra en su Propuesta, y en el que precisa que estas inyecciones han sido descontadas de los retiros del sistema eléctrico equivalente, se ha observado que en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm", se han consignado valores sin sustento en las potencias inyectadas. Por ejemplo, en el caso de la C.H. Zaña se ha verificado diferencias notables en las inyecciones de potencia (4,8 MW) y la capacidad de potencia de la central (13,20 MW). En ese sentido, ELOR debe sustentar los

valores de las inyecciones de su Propuesta y actualizar la información, clasificando por barra y sistema eléctrico en todos los generadores locales del Área de Demanda 2, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ELOR debe presentar el archivo de Flujo de Carga y los Formatos F-500 corregidos, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias se encuentre conforme según la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha identificado que, de manera incorrecta, se incluyeron pérdidas de Elementos de transmisión que no forman parte de las Instalaciones de los SST y SCT, como el transformador de potencia “TP Carhuaquero 100MVA”. Se han revisado y actualizado los cálculos correspondientes, excluyendo dichos Elementos del análisis.

Por otro lado, se verificó que el valor de pérdidas consignados para el año 2029 para el Elemento “LT 60 kV Bagua – Nueva Jaén” es el correcto, según la data flexible extraída de la BD del DIGSILENT:

Name	Losses kW
LT 60 kV BAGUA - NUEVA JAÉN	69.3542

Se identificó que las pérdidas de las líneas “Lne220_Caclic-JaénNorte-L1” y “Lne220_Caclic JaénNorte-L2” fueron incluidas solo en el año 2026 y excluidas en los años posteriores. Esta omisión ha sido corregida, y las bases de datos han sido actualizadas para incluir estos Elementos en los años 2027, 2028 y 2029, de acuerdo con su operación esperada.

Respecto a las diferencias observadas en las inyecciones de potencia, se agregó las mediciones de las Centrales propias de ELOR y las integrantes del COES, consignando la participación de cada una de ellas en la hora de máxima demanda del SEIN para el año 2022:

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
2	C.H. El Muyo	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. La Pelota	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. Quanda	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. Zaña	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	Chiclayo Baja Densidad	DAT B
2	C.E. HUAMBOS	3.34	3.34	3.34	3.34	3.34	Chiclayo Baja Densidad	DMAT B
2	C.E. DUNA	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	Chiclayo Baja Densidad	DMAT B
2	C.H. LAS PIZARRAS	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	Chiclayo Baja Densidad	DMAT B

Para el caso de la C.H. Zaña, al ser no integrante COES, se consideraron las magnitudes asignadas en la BD de DIGSILENT aprobado en el PIT 2025 – 2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR se tiene el siguiente análisis:

- a) Respecto a la revisión de los Elementos que se están incluyendo para determinar el Factor de Pérdidas Medias en las hojas “BD_Sein_trafo”, “BD_Sein_lineas”, “BD_Sist_trafo” y “BD_Sist_lineas”, se verifica que ELOR no está considerando la totalidad de Elementos para el cálculo correcto del Factor de Pérdidas Medias, el cual debe ser concordante con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.
- Asimismo, sobre considerar el Elemento “TP Carhuaquero 100MVA” para efectos de determinar el Factor de Pérdidas Medias, se debe señalar que, de la revisión del caso concreto, se ha identificado que actualmente dicho transformador se

encuentra alimentando demanda regulada (carga "CARH023"), debido a que está reemplazando al Transformador de Potencia 220/60/23 kV de 25 MVA que forma parte del SST. En ese sentido, por las razones descritas y tratándose de un caso particular, es necesario incluir dicho Elemento en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias.

- b) Respecto a la coherencia entre los valores de pérdidas del archivo de Flujo de Potencia del PI 2025-2029 y de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se ha identificado que se siguen manteniendo diferencias. Cabe señalar que, se ha actualizado el modelamiento del archivo de flujo del PI 2025-2029, en relación a lo indicado en el Análisis de Osinerghmin, Observación 12 de CVC ENERGÍA.
- c) De la revisión se identifica que se han actualizado las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", considerando las pérdidas de los Elementos "Lne220_Caclic-JaenNorte-L2" y "Lne220_Caclic-JaenNorte-L1" los años 2026, 2027, 2028 y 2029. No obstante, no corresponde incluir estos Elementos para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, debido a que no cumplen con lo señalado en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia, ELOR ha modificado los valores de inyección de la hoja "Pot_Coinc_SEIN" en comparación a lo presentado en su PROPUESTA INICIAL, adjuntando para ello información de registros de medición de sus centrales, y en base a los mismos registros de medición se identifica que la C.H. Cáclic registra valores de inyección; sin embargo, ELOR no ha sustentado la no consideración de esta central como parte de las centrales de su listado en la hoja "Pot_Coinc_SEIN". Por lo tanto, la observación realizada se encuentra parcialmente absuelta.

Conclusión

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

12.- Ingresos Tarifarios

Se verifica que ELOR ha presentado información de los Ingresos Tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 2; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base" se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO no consideran información actualizada con respecto a proyección de demanda y, los planes de obras de generación y de transmisión en los seis años (2024-2029). Al respecto, ELOR, en su propuesta final, debe utilizar información cerrada al año 2024 en cuanto a hidrología, mantenimientos, combustibles y entre otros, y precisar la fuente como sustento.

Por tanto, es necesario que ELOR presente los cálculos de los Ingresos Tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, como producto de esos cálculos, debe adjuntar los Formatos "F-511", "F-512" y "F-513" debidamente vinculados y los archivos fuente empleados en el cálculo de los Ingresos Tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Se identificó que los datos de entrada del modelo PERSEO, ubicadas en la carpeta de sustento "Caso Base", no estaban actualizados conforme a las proyecciones más recientes de demanda, ni incorporaban los planes de obras de generación y transmisión correspondientes al periodo 2024-2029.

En tal sentido se actualizaron los datos de entrada del modelo PERSEO, utilizando información más actualizada al año 2024 I, en concordancia con lo establecido en la observación. Esto incluye:

- Hidrología: Incorporación de la serie hidrológica del año 2023.
- Mantenimientos: Programación de mantenimientos según los cronogramas más recientes.
- Combustibles: Actualización de precios de combustibles y disponibilidad según lo reportado por el Subcomité de Generadores.
- Proyección de demanda: Ajuste de la proyección de demanda utilizando la información comercial del año 2024 y expectativas macro económicas más recientes.
- Planes de obras: Inclusión de las obras de generación y transmisión planificadas y comprometidas para el periodo de evaluación.

Análisis de Osinergmin

ELOR ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 2; sin embargo, en la carpeta de sustento “Caso Base”, se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ELOR no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

13.- Indicadores y actualización del CMA SSTD

- Los valores de los indicadores históricos para la actualización del CMASSTD deben mantenerse con los de la última regulación. Dicho ello, en la hoja “Indicadores” del archivo “ELOR-AD2-PeajesF-501a522vf4.xlsx” se verifica que ELOR ha considerado en su Propuesta un valor de 228,9479 (redondeado) para el índice de precios IPM del periodo de abril 2020, cuando, en realidad, el valor histórico que corresponde a ese índice en dicho periodo es 229,4646 (redondeado), según la última regulación.
- Por tanto, ELOR debe corregir el valor observado del IPM y en el caso que corresponda actualizar los CMASSTD.
- Los indicadores utilizados por ELOR en el cálculo del CMA_{SSTD} y CMA_{CTD} están a agosto de 2024. En la propuesta final, se requiere que ELOR actualice los CMA considerando los valores de los indicadores últimos vigentes a la fecha de regulación.

Respuesta

Es correcta la observación, y para esta oportunidad se ha tomado los indicadores económicos finales registrados en el proceso de fijación de Peajes 2021-2025, donde

se encuentran los indicadores hasta el mes marzo 2021 y para el período abril 2021 hasta noviembre del 2024, se ha tomado los indicadores publicados por Osinerghmin.

En esta oportunidad para la actualización del CMA se están empleando los últimos indicadores disponibles, y que son los indicadores vigentes al mes de noviembre del 2024 publicados por el Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "ELOR-AD2-PeajesF-501a522_(LO).xlsx" se verifica que ELOR ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

14.- Elementos dados de Alta

De acuerdo al numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS, el CMA resulta de la suma del CMA de los SSTD y de cada Elemento de los SCT existentes, en el que debe considerarse únicamente las Bajas y Altas debidamente validadas en la Liquidación Anual de Ingresos por Transmisión de los SST y SCT, realizada el mismo año de la fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT.

Al respecto, de la revisión de la hoja "SCT" del archivo "ELOR-AD2-PeajesF-501a522vf4.xlsx", se verifica que ELOR ha incluido los siguientes Elementos de transmisión:

- Celda de Línea 60kV, SET MAT/AT/MT Nueva Jaén (PI 17-21).
- Celda de Línea a Cutervo 138kV, SET MAT/AT/MT Nueva Jaén (PI 17-21).
- Celda de Transformador 138kV, SET MAT/AT/MT Nueva Jaén (PI 17-21).
- Transformador 138/60/23kV - 30MVA, SET MAT/AT/MT Nueva Jaén (PI 17-21).
- Celda Transformador 60kV, SET MAT/AT/MT Nueva Jaén (PI 17-21).
- Celda de Alimentador 23kV, SET AT/MT "CACLIC" (PI 25-29).

Para tales Elementos, la Propuesta indica como fecha de puesta de operación el año 2025 lo que corresponde ser evaluado dentro del Proceso de Liquidación Anual de Ingresos por Transmisión de los SST y SCT del año 2026, de ser el caso.

Por tanto, es necesario que ELOR revise y absuelva lo indicado.

Respuesta

Tomando en cuenta el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS, el CMA de Elementos de transmisión que van a ingresar con posterioridad al 31.12.24 no deben de ser considerados en la propuesta de Peajes 2025-2029, ya que serán considerados en el proceso de liquidación. Es por lo anterior, que estamos retirando el Proyecto del nuevo transformador de potencia 138/60/23 kV y celdas conexas para la subestación Nueva Jaén, el mismo que estaba programado su ingreso para marzo del 2025.

Con respecto al celda de alimentador en la SET Cállic, aprobada recientemente en el PI 2025-2029, sí se está solicitando para la presente propuesta de Peajes, ya que es un Elemento que ya se encuentra en operación comercial; sin embargo, todavía no se cuenta con Acta de verificación, la misma que se al encontrarse en trámite, será alcanzada en la siguiente etapa del proceso.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que la propuesta de ELOR considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los que cuentan con AVA a la fecha de emitir la resolución, tal como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

En sentido, también corresponde mencionar que en el caso de la SET Cáclic, se advierte que esta no cuenta con el AVA, por lo tanto, no corresponde fijar el CMA en el presente proceso regulatorio, sino en la liquidación anual de los ingresos de transmisión eléctrica a realizarse en el año 2026, previa presentación del AVA. Debe tenerse en cuenta que este proyecto se encuentra aprobado en el PI 2025-2029, el mismo que entrará en vigencia el 1 de mayo de 2025, en dicho sentido, la remuneración del proyecto debe producirse a partir de la mencionada fecha y no antes, sin perjuicio de que se adjunte el AVA.

Conclusión

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

Sobre el Área de Demanda 4**Sobre la Presentación del Informe****15.- Sobre la Trazabilidad del Documento**

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ELOR se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD04.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, ELOR debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR se verifica que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD04.xlsm" contiene datos no vinculados. Además, se observa que los valores en dicho archivo no son los mismos que los presentados en el formato F-502 del archivo "ELOR-AD4-PeajesF-501a522(LO).xlsx".

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

16.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx" se verifica que los registros de Energía presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ELOR el total de energía asciende a 478 741 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 458 649 MWh.

De la revisión efectuada al Informe Técnico N° GE-003-2024, que es parte de la Propuesta de ELOR, se indica estar considerando el 2023 como Año Representativo. Al respecto, la NORMA TARIFAS define al Año Representativo como el "Año anterior (enero a diciembre) al que corresponde la presentación del estudio del Plan de Inversiones". En ese sentido, debe tomarse el 2022 como Año Representativo.

De otro lado, para el desglose de la demanda a registros mensuales, es necesario consultar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ELOR debe realizar las correcciones y/o actualizaciones que correspondan y presente su propuesta utilizando el 2022 como Año Representativo.

Respuesta

Es correcta la observación, ya que por error se había tomado como año representativo el año 2023. En esta oportunidad ya se ha hecho la corrección tomándose la data del año 2022 que fue considerado en el PI 2025-2029, y para el desglose mensual, se ha utilizado la estructura mensual del SICOM (mercado regulado) y la estructura mensual del SICLI (para el mercado libre).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se verifica que los resultados de la demanda del año representativo 2022 por nivel de tensión y a nivel de Área de Demanda consignados en el formato F-501 coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

17.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD04.xlsm", se observa que ELOR ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que ELOR presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS, debidamente sustentados.

Respuesta

Como ya se ha respondido en la observación 15, se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

En esta oportunidad el formato F-502 utilizado para el cálculo de los factores de pérdidas es el mismo que el utilizado para el cálculo de los peajes

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se sigue observando que los valores mensuales de los factores estacionales de energía consignados en el formato F-502 no son los mismos entre los archivos "ELOR-AD4-PeajesF-501a522(LO).xlsx" y "F_500_FactPerd_AD04.xlsm" en los niveles de tensión AT y MT.

Conclusión

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

18.- Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es la información resultante de los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. En ese sentido, de la revisión del archivo "ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx" se verifica que las demandas presentadas en el Formato F-503 no coinciden con las del PI 2025-2029, las diferencias encontradas están en las demandas calificadas en DAT B y DMT, como se aprecia en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 4 Sistema eléctrico "Moyobamba"					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda calificada en DAT B					
PI 2025-2029	93 393	95 221	97 067	98 932	100 813
ELOR	44 295	44 295	44 295	44 295	44 295
Variación (%)	- 53%	- 53%	- 54%	- 55%	- 56%
Demanda calificada en DMT					
PI 2025-2029	404 883	417 677	430 610	443 666	456 837
ELOR	453 981	468 602	483 382	498 302	513 355
Variación (%)	+ 12%	+ 12%	+ 12%	+ 12%	+ 12%

Por tanto, se requiere que ELOR sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS o, en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

La demanda total proyectada 2025-2029, sí fue obtenida del PI 2025-2029, y la diferencia que señala la observación solo se debe a diferencias entre las demandas parciales entre lo que fue considerado para la demanda de AT y lo que fue considerado en la demanda MT. En nuestra propuesta, solo se está considerando para la demanda en AT a la demanda al nivel de tensión 60 kV; en cambio en el PI 2025-2029, para la alta tensión se considera tanto la demanda en 60 kV como la demanda en 33 kV. Estamos considerando la primera distribución, ya que de la misma manera se consideró y fue aprobado en el proceso de fijación de Peajes 2021-2025.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR se observa valores diferentes de demanda en los niveles de tensión DAT B y DMT entre los formatos de cálculo de peajes y factores de pérdidas medias. Las diferencias se muestran a continuación:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 4					
Propuesta Final ELOR					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda calificada en DAT B					
ELOR (Formato F-503)	44 295	44 295	44 295	44 295	44 295
ELOR (Hoja "Proy_Dem")	38 561	38 561	38 561	38 561	38 561
Demanda calificada en DMT					
ELOR (Formato F-503)	453 981	468 602	483 382	498 302	513 355
ELOR (Hoja "Proy_Dem")	458 867	473 488	488 268	503 188	518 240

Conclusión

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

19.- Demanda calificada, según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

En el archivo de sustento "Reportes-FI00-AD04.xlsx", ELOR consigna la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; observándose lo siguiente:

- ELOR ha calificado la demanda de la barra YURIMAGUAS-33 en DMT, sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.

Por tanto, ELOR debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones en los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser recogidas tanto en el archivo de peajes "ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx" como en el archivo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD04.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Esta pregunta se responde con los mismos argumentos de la respuesta a la observación N° 18, y por ello la demanda en el nivel de 33 kV lo estamos considerando como demanda en MT.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR se verifica que la demanda de la barra YURIMAGUAS-33 está calificada en DMT en los archivos de cálculo de peajes y factores de pérdidas medias. Sin embargo, los totales de demanda por nivel de tensión no coinciden.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

20.- Demanda considerada en la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD04.xlsm", en la hoja "Proy_Dem" se observa que las demandas del sistema eléctrico "Moyobamba, Tarapoto, Yurimaguas, Bellavista, Gera, Rioja

Oriente, Tarapoto Rural y SER Bellavista” no coinciden con las del PI 2025-2029. Al respecto, ELOR debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En esta oportunidad ya hay coincidencia en la demanda utilizada en el cálculo de los Factores de Pérdidas con las consideradas en el PI 2025-2029. Esta pregunta se responde con los mismos argumentos de la respuesta a la observación N°18, y por ello la demanda.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELOR se observa que la demanda en el nivel de tensión DMT consignada en la hoja “Proy_Dem” del archivo “F_500_FactPerd_AD04.xlsm” no coincide con la demanda del PI 2025-2029, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 4 Sistema eléctrico “Moyobamba”					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda calificada en DAT B					
PI 2025-2029	38 561	38 561	38 561	38 561	38 561
ELOR (Hoja “Proy_Dem”)	38 561	38 561	38 561	38 561	38 561
Demanda calificada en DMT					
PI 2025-2029	459 716	474 337	489 116	504 037	519 089
ELOR (Hoja “Proy_Dem”)	458 867	473 488	488 268	503 188	518 240

Conclusión

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

21.- Archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD04.pfd”, se tiene las siguientes observaciones:

- La información de demanda consignada en la Propuesta no coincide con la del PI 2025-2029, como se puede apreciar en la imagen siguiente y, difiere, además, de los Formatos F-500. En ese sentido, se requiere que ELOR revise y corrija donde corresponda.

DEMANDA F-121	2025	2026	2027	2028	2029
PI 2025-2029	99.8	103.0	106.3	109.6	112.9
Propuesta ELOR	92.3	95.3	98.3	101.3	104.4
Diferencia	7.5	7.7	8.0	8.3	8.5
F-500	99.8	103.0	106.3	109.6	112.9
Diferencia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Archivo DigSilent

- Los criterios, la información de Demanda (“Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”), la distribución de Carga, los factores de Escala y de Potencia del Área de Demanda 4 no corresponden a los del PI 2025-2029. Por ejemplo, las cargas “BELLA010”, “BELLA023”, “JJUI010”, “JJUI023”, “TARA010” y “Iod Picota023” no coinciden con las del PI 2025-2029 (Formato F-121); al igual que, las cargas “BELLA010”,

"BELLA023", "JJUI010", "JJUI023", "TARA010" y "tarab10" no coinciden con las del PI 2025-2029 (Formato F-122).

En ese sentido, ELOR debe revisar y corregir donde corresponda, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La diferencia en la demanda consignada en el modelo DIGSILENT se debe a la corrección de la demanda asignada a la barra Pongo Caynarachi 33 kV. Por ejemplo, en el gráfico se observa que la demanda de la carga "PONGO33" es de 4.06 MW coincidente con el sistema, mientras que en el Formato F-100 se registró una demanda de 11.55 MW para el año 2025. Esta diferencia se explica porque el valor consignado en el formato F-121 ya incluía la demanda correspondiente a la SET Yurimaguas, lo que ocasionó un ajuste en los cálculos ("F-200_AD04_PI 25-29.xlsx") para evitar duplicidades.

Respecto a los criterios de cálculo de la Demanda Máxima Coincidente a Nivel Sistema y SEIN, distribución de carga, factores de escala y factores de potencia, se verificaron las diferencias en las cargas observadas ("BELLA010", "BELLA023", "JJUI010", "JJUI023", "TARA010", "lod Picota023" y "tarab10") en comparación con los Formatos F-121 y F-122 del PI 2025-2029, se efectuó lo siguiente:

- Se verificó la correcta distribución de cargas en el Área de Demanda 4.
- Se actualizaron los criterios y parámetros utilizados en el archivo de Flujo de Carga para que sean coherentes con los establecidos en el PI 2025-2029.
- Se corrigieron las cargas discrepantes en los Formatos F-121 y F-122, asegurando la consistencia con los valores oficiales del PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR se tiene el siguiente análisis:

- a) Respecto a la observación acerca de la coherencia de la demanda aprobada en el PI 2025-2029 y la demanda consignada en la Propuesta de ELOR, se ha verificado que lo señalado por ELOR es correcto.
- b) De la revisión a la base de datos de demanda cargada en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD04-v21-rev" correspondiente a la PROPUESTA FINAL de ELOR, se ha verificado la corrección de las magnitudes de las cargas. Sin embargo, aún se identifican algunas cargas que no coinciden con la demanda aprobada en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

22.- Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión al archivo "F_500_FactPerd_AD04.xlsm", se tiene las siguientes observaciones:

- En el archivo de Flujo de Carga y en los Formatos F-500 se han consignado distintos valores de pérdidas de líneas con respecto al PI 2025-2029. Por ejemplo, las líneas "138kV 240mm2 AAAC Bellavista-Juanjui", "L-1017_A3", "L-1017_A4" y "Lne Bellavista-Tarapoto(1)" presentan diferencias porcentuales

máximas de 41,5%, 104,3%, 74,9% y 51%, respectivamente, en el periodo de cálculo. Al respecto, se requiere que ELOR revise y corrija donde corresponda.

- En las hojas de cálculo "BD_Sist_trafo", "BD_Sein_trafo", "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas", se han consignado pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT para el año 2025. Por ejemplo, están las pérdidas de los Elementos "Lne 60 kV Shima-Bellavista" (LT 60 kV Shima – Bellavista) y entre otros. Al respecto, se requiere que ELOR revise y corrija donde corresponda o en su defecto, presentar la aclaración correspondiente.

Al respecto, es necesario que ELOR presente el archivo "F_500_FactPerd_AREA04" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido a revisar exhaustivamente los parámetros eléctricos y los datos de demanda consignados en la BD del DIGSILENT aprobados en el PI 2025-2029 y procedido a corregir en donde corresponda los valores de pérdidas en el archivo "F_500_FactPerd_AD04.xlsm".

Asimismo, se procedió a eliminar los Elementos no pertenecientes a las Instalaciones de los SST y SCT.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELOR se tiene el siguiente análisis:

- a) De la revisión de las magnitudes de pérdidas que se consideran en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD04" de la PROPUESTA FINAL de ELOR, se verifica que aún existen diferencias en los valores de pérdidas de algunos Elementos.
- b) En relación a la cantidad de Elementos de transmisión considerados por ELOR en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD04" - hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas", se ha verificado que, si bien ELOR ha corregido la consideración de ciertos Elementos, aún se continúan incluyendo Elementos que no cumplen lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

23.- Ingresos Tarifarios

Se verifica que ELOR no ha presentado información de los Ingresos Tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 4 o, en su defecto, no ha sustentado que no corresponde ingresos tarifarios para dicha área de demanda. Cabe indicar que, debe adjuntar los archivos de entrada del modelo PERSEO en el que se considere información actualizada con respecto a proyección de demanda y, los planes de obras de generación y de transmisión) en los seis años (2024-2029). Asimismo, ELOR, en su propuesta final debe utilizar información cerrada al año 2024 en cuanto a hidrología, mantenimientos, combustibles y entre otros, y precisar la fuente.

Por tanto, se requiere que ELOR presente los cálculos de los Ingresos Tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, como producto de esos cálculos, ELOR adjunte los Formatos “F-511”, “F-512” y “F-513” debidamente vinculados y los archivos fuente empleados en el cálculo de los Ingresos Tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

No corresponde efectuar al cálculo de Ingresos Tarifarios en el área de demanda 4, puesto que no se cumple lo dispuesto en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de ELOR, respecto a los Ingresos Tarifarios del área de demanda 4, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de ELOR del área de demanda 4, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

24.- Indicadores y actualización del CMA SSTD

- Los valores de los indicadores históricos para la actualización del CMASSTD deben mantenerse con los de la última regulación. Dicho ello, en la hoja “Indicadores” del archivo “ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx” se verifica que ELOR ha considerado en su Propuesta un valor de 228,9479 (redondeado) para el índice de precios IPM del periodo de abril 2020, cuando, en realidad, el valor histórico que corresponde a ese índice en dicho periodo es 229,4646 (redondeado), según la última regulación.

Por tanto, ELOR debe corregir el valor observado del IPM y en el caso que corresponda actualizar los CMASSTD.

- Los indicadores utilizados por ELOR en el cálculo del CMASSTD y CMASCTD están a agosto de 2024. En la propuesta final, se requiere que ELOR actualice los CMA considerando los valores de los indicadores últimos vigentes a la fecha de regulación.

Respuesta

Es correcta la observación, y para esta oportunidad se ha tomado los indicadores económicos finales registrados en el proceso de fijación de Peajes 2021-2025, y donde se encuentran los indicadores hasta el mes marzo 2021, y para el período abril 2021 hasta noviembre del 2024 se ha tomado los indicadores publicados por Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “ELOR-AD4-PeajesF-501a522_(LO).xlsx” se verifica que ELOR ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

25.- Elementos dados de Alta

De acuerdo al numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS, el CMA resulta de la suma del CMA de los SSTD y de cada Elemento de los SCT existentes, en el que debe considerarse únicamente las Bajas y Altas debidamente validadas en la Liquidación Anual de Ingresos por Transmisión de los SST y SCT, realizada el mismo año de la fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT.

Al respecto, de la revisión de la hoja "SCT" del archivo "ELOR-AD4-PeajesF-501a522vf4.xlsx", se verifica que ELOR ha incluido los siguientes Elementos de transmisión:

- Línea Pongo Cainarachi – Yurimaguas (PI 13-17).
- Celda de Línea a Tarapoto, SET AT/MT PONGO (PI 13-27).
- Celda de Línea a Yurimaguas, SET AT/MT PONGO (PI 13-17).
- Celda de Línea Transformador a Pongo Cainarachi, SET AT/MT YURIMAGUAS (PI 13-27).
- Transformador de Potencia 60/33/10 kV, 15 MVA, SET AT/MT YURIMAGUAS (PI 13-17).
- Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT YURIMAGUAS (PI 17-21).
- Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT YURIMAGUAS (PI 17-21).
- Celda de Transformador (no especifica ubicación).
- Celda de Línea A Moyobamba (no especifica ubicación).
- Transformador de Potencia 60/23 kV, 20 MVA (no especifica ubicación).

Para tales Elementos, la Propuesta indica como fecha de puesta de operación el año 2025 lo que corresponde ser evaluado dentro del Proceso de Liquidación Anual de Ingresos por Transmisión de los SST y SCT del año 2026, de ser el caso.

Por tanto, es necesario que ELOR revise y absuelva lo indicado.

Respuesta

Solo se está considerando el proyecto Pongo de Caynarachi – Yurimaguas, proyecto que ya viene operando pero que aún no cuenta con Acta de Verificación (acta en trámite). Se tiene programado que el Acta de verificación será entregada en la siguiente etapa del presente proceso de fijación de peajes.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la propuesta de ELOR considera los Elementos que entraron en operación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

26.- Reformulación de Propuesta

En mérito de las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 2 y 4.

Se requiere, por tanto, que ELOR presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias y acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

De acuerdo a las respuestas de levantamiento de observaciones descritas anteriormente se ha procedido a recalcular las fórmulas de actualización, el CMA, Factores de Pérdidas, Peajes, etc. y que son presentados a través de una nueva versión de propuesta de Peajes.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ELOR, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ADINELSA

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ADINELSA no incluye a las Áreas de Demanda 1, 2 y 5, limitándose a considerar instalaciones de las Áreas de Demanda 6 y 8. Cabe señalar que, ADINELSA cuenta con instalaciones de SST en las Áreas de Demanda 1, 2, 5, 6 y 8; además es titular de instalaciones del SCT en el Área de Demanda 8, según archivos de cálculo que sustentan la Resolución N° 109-2024-OS/CD. En ese sentido, ADINELSA debe actualizar su Propuesta considerando la información de las otras Áreas de Demanda, o en su defecto, justificar el motivo por el cual omite la información de las áreas restantes.

Respuesta

ADINELSA a la fecha tiene suscrito acuerdos de administración, operación y mantenimiento de sus instalaciones de transmisión con los titulares principales del Área de Demanda 1, 2 y 5. En tal sentido, en los estudios propuestos por cada titular se ha incluido presentado la estimación de los peajes, los factores de pérdidas medias y los factores de actualización.

En el caso del Área de Demanda 1 las instalaciones de Adinelsa han sido incluidos en el estudio de Electronoroeste, para el caso del Área de Demanda 2 las instalaciones de Adinelsa han sido incluidos en el estudio de Electronorte y así también para el caso del Área de Demanda 5 las instalaciones de Adinelsa han sido incluidos en el estudio de Electrocentro.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ADINELSA señala que mantiene acuerdos de administración, operación y mantenimientos de sus instalaciones con los titulares de las Áreas de Demanda 1, 2 y 5. Sin embargo, no presenta evidencia de tales acuerdos, dado que, en las resoluciones de peajes ADINELSA aparece como titular de instalaciones en dichas Áreas de Demanda.

Conclusión

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

2.- Observación

La Propuesta de ADINELSA no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, ADINELSA debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

Según menciona el numeral 5.6. de la NORMA TARIFAS, se ha procedido a corregir las hojas de cálculo que no se encontraban debidamente vinculadas entre sí, estas hojas de cálculo corresponden a la relación entre:

- Los archivos de la demanda de los F-100 de las áreas de demanda 6 y 8. Los cuales están vinculados al archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx” con la demanda del SICOM y SICLI del año 2022, estas se encuentran en la carpeta Anexo 1_Demanda. Como se visualiza en la figura:

Figura 1: Archivos contenidos en la carpeta Anexo 1_Demanda

 Demanda_Adinelsa vf.xlsx	31/12/2024 10:34	Hoja de cálculo d...	6,058 KB
 F-100_AD06_PI 25-29_PUB.xlsx	30/12/2024 23:13	Hoja de cálculo d...	5,100 KB
 F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx	30/12/2024 23:30	Hoja de cálculo d...	27,593 KB

- El archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx” está vinculado con los archivos:
 - ✓ 05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm
 - ✓ 05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm
 - ✓ F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xlsm
 - ✓ F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xlsm
- El archivo “F-500_IT_A15(P).xlsm” está vinculado con los archivos:
 - ✓ 05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm
 - ✓ 05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm

Por lo tanto, Adinelsa acoge la observación

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

3.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ADINELSA debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Adinelsa acoge la observación realizada por Osinergmin respecto al Año Representativo. Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029, considerando la demanda del año 2022, para las Áreas de Demanda 6 y 8.

Cuadro N° 1: Demanda del año 2022 – Área de Demanda 6

Sistema	2022 (MWh)
Andahuasi	27,616
Huacho	217,720
Huaral-Chancay	252,240
Huarmey	26,232
Lima Norte	8,093,110
Paramonga	334,058
Supe-Barranca-Pativilca	103,845
Total	9,054,821

Fuente: Res. 149-2024-OS/CD

Cuadro N° 2: Demanda del año 2022 – Área de Demanda 8

Sistema	2022 (MWh)
Bella Unión - Chala	510,331
Chincha	601,530
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	39,304
Ica	478,757
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	1,125,672
Pisco	1,084,896
Villacuri	201,089
Total	4,041,579

Fuente: Res. 149-2024-OS/CD

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, la observación se mantiene para el Área de Demanda 6; mientras que, para el Área de Demanda 8 la observación sí ha sido subsanada.

Conclusión

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

4.- Observación

La demanda utilizada en el cálculo de los peajes de las Área de Demanda 6 y 8 no corresponden con la aprobada en el PI 2025-2029. Al respecto, ADINELSA debe sustentar y/o realizar las correcciones donde corresponda, teniendo en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Adinelsa acoge la observación realizada por Osinerghmin respecto a la demanda utilizada en el cálculo de los peajes para las áreas de demanda 6 y 8. Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029.

A continuación, vemos la proyección de demanda del PI 2025-2029 aprobada con Res. 149 2024-OS/CD, para las áreas de demanda 6 y 8.

Cuadro N° 3: Proyección de Demanda – Área de Demanda 6

Sistema	2025 (MWh)	2026 (MWh)	2027 (MWh)	2028 (MWh)	2029 (MWh)
Andahuasi	44,359	53,442	60,003	60,666	61,345
Huacho	229,333	233,808	238,369	243,028	246,788
Huaral-Chancay	273,702	282,268	290,946	296,479	299,981
Huarmey	27,921	28,533	29,159	29,801	30,459
Lima Norte	8,706,745	9,304,860	10,005,348	10,223,702	10,394,583
Paramonga	335,619	336,184	336,763	337,357	337,964
Supé-Barranca-Pativilca	108,855	110,670	112,529	114,433	116,384
Total	9,726,535	10,349,766	11,073,117	11,305,465	11,487,504

Fuente: Formato F-119

Cuadro N° 4: Proyección de Demanda – Área de Demanda 8

Sistema	2025 (MWh)	2026 (MWh)	2027 (MWh)	2028 (MWh)	2029 (MWh)
Bella Unión - Chala	564,817	572,994	585,087	592,517	597,540
Chincha	681,514	709,420	724,731	735,566	743,285
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	48,952	49,657	50,502	51,379	52,288
Ica	553,795	578,188	603,916	628,661	651,542
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	1,173,800	1,186,223	1,192,794	1,196,043	1,199,414
Pisco	1,141,889	1,157,186	1,162,453	1,167,869	1,172,141
Villacurí	304,393	340,348	388,186	428,606	436,290
Total	4,469,160	4,594,016	4,707,668	4,800,640	4,852,500

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por ADINELSA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que el archivo F-100 presentado corresponde a la demanda del PI 2025-2029.

Asimismo, como parte de la revisión, se ha considerado la reasignación de las barras SAN NICOLAS-13 y POROMA-220 al sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" en el Área de Demanda 8.

Conclusión

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

5.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias de las Áreas de Demanda 6 y 8, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ADINELSA revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido a corregir las hojas de cálculo considerando las exclusiones por instalaciones de transmisión cuyas barras han sido incluidas dentro de las tarifas en barra, adicionalmente se ha actualizado la demanda y se han vinculado los archivos a la demanda y a los factores de estacionalidad de energía.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 15 y 16 para el Área de Demanda 6, y a las observaciones específicas 28 y 29 para el Área de Demanda 8. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien ADINELSA ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para las Áreas de Demanda 6 y 8.

Conclusión

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

6.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los indicadores a emplearse en la actualización del CMA al mes de noviembre de 2024 preliminarmente, considerando que es el último disponible a la fecha de presentación de la propuesta final.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsx" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" se verifica que ADINELSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre el Área de Demanda 6

Sobre la Presentación del Informe

7.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ADINELSA se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" y el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls" contienen datos no vinculados.

En consecuencia, ADINELSA debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Según menciona el numeral 5.6. de la NORMA TARIFAS, se ha procedido a corregir las hojas de cálculo que no se encontraban debidamente vinculadas entre sí, tal como se describió en la respuesta a la observación 2 del presente informe.

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

8.- Sobre el Formato F-100 utilizado

Se ha verificado en la Propuesta de ADINELSA que la demanda del archivo "F-100_AD06_PI 25-29_Adinelsa.xlsx" utilizado para el cálculo de los Peajes y Factores de Pérdidas Medias no corresponde con la demanda del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 6. Al respecto, ADINELSA debe considerar y utilizar los formatos de demanda del Plan de Inversiones, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

De la observación realizada por Osinerghmin respecto a la demanda utilizada en el cálculo de los peajes para el área de demanda 6 (en adelante AD6). Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029, tal como se describió en la respuesta a la observación 4 del presente informe.

Por lo tanto, se acoge la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por ADINELSA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que el archivo F-100 presentado corresponde con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ADINELSA el total de energía del año 2022 asciende a 9 196 548 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 8 962 738 MWh.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ADINELSA debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, los “Registros Mensuales de Energía del Año Representativo” (2022) (Formato F-501) se obtienen de la información estadística comercial publicada por el Osinergmin para el año 2022, el cual está vinculado el archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx” con la demanda del SICOM y SICLI del año 2022, el cual se ha vinculado al archivo 05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm, donde se ubica el Formato F 501.

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, la observación de que la demanda total de los registros de energía del año 2022 consignados en el Formato F-501 del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm” (9 054 821 MWh) no coincide con la demanda del PI 2025-2029 (8 962 738 MWh), sigue manteniéndose.

Conclusión

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

10.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls”, se observa que ADINELSA ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que ADINELSA presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, los “Factores Estacionales de Energía” (Formato F-502) se determinan a partir de las energías mensuales incluidas en el Formato F-501, “Registros Mensuales de Energía del Año Representativo”, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 9.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía son los mismos entre los archivos de cálculo de peajes “05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm” y factores de pérdidas medias “F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xlsm”.

Conclusión

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

11.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ADINELSA en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 6					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Andahuasi"					
Demanda PI 2025-2029	44 359	53 442	60 003	60 666	61 345
Demanda ADINELSA	29 361	29 992	30 640	31 303	31 982
Variación (%)	- 34%	- 44%	- 49%	- 48%	- 48%
Sistema eléctrico "Huacho"					
Demanda PI 2025-2029	229 333	233 808	238 369	243 028	246 788
Demanda ADINELSA	227 377	230 875	234 459	238 129	241 889
Variación (%)	- 1%	- 1%	- 2%	- 2%	- 2%
Sistema eléctrico "Huaral-Chancay"					
Demanda PI 2025-2029	273 702	282 268	290 946	296 479	299 981
Demanda ADINELSA	0	0	0	0	0
Variación (%)	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%
Sistema eléctrico "Lima Norte"					
Demanda PI 2025-2029	8 706 745	9 304 860	10 005 348	10 223 702	10 394 583
Demanda ADINELSA	8 412 930	8 543 894	8 678 050	8 815 474	8 956 255
Variación (%)	- 3%	- 8%	- 13%	- 14%	- 14%

En ese sentido, es necesario que ADINELSA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en el Formato F 503 se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD06_PI 25-29_PUB.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025 2029 del AD6. A continuación, vemos la proyección de demanda.

Cuadro N° 5: Proyección de Demanda – Área de Demanda 6

Sistema	2025 (MWh)	2026 (MWh)	2027 (MWh)	2028 (MWh)	2029 (MWh)
Andahuasi	44,359	53,442	60,003	60,666	61,345
Huacho	229,333	233,808	238,369	243,028	246,788
Huaral-Chancay	273,702	282,268	290,946	296,479	299,981
Huarmey	27,921	28,533	29,159	29,801	30,459
Lima Norte	8,706,745	9,304,860	10,005,348	10,223,702	10,394,583
Paramonga	335,619	336,184	336,763	337,357	337,964
Supe-Barranca-Pativilca	108,855	110,670	112,529	114,433	116,384
Total	9,726,535	10,349,766	11,073,117	11,305,465	11,487,504

Fuente: Formato F-119

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica la corrección de la demanda consignada en el formato F-503.

Conclusión

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

12.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm", se observa que las demandas de los sistemas eléctricos "Andahuasi", "Huacho", "Huaral-Chancay" y "Lima Norte" no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en el Formato Aux-F119 se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD06_PI 25-29_PUB.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025 2029 del AD6. Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029, tal como se describió en la respuesta de la observación 11 del presente informe.

Por lo tanto, ADINELSA acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se verifica la corrección de la demanda consignada en la hoja "Aux-F119".

Conclusión

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

13.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de la Propuesta de ADINELSA, considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

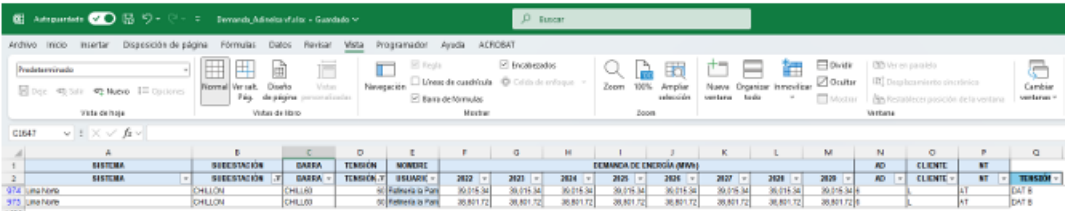
- No se ha presentado el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.
- Se observa que la barra CHILLÓN-60 habría sido calificada en DAT A. Al respecto, se solicita revisar la calificación que se asigne y realizar las correcciones según corresponda.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, se ha realizado el consolidado de la clasificación de la demanda según el tipo de conexión en la hoja "Consolidado" del archivo "Demanda_Adinelsa vf.xlsx", el cual está vinculado en el archivo de cálculo de peajes "05- Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xlsm".

Así también se ha procedido a corregir la clasificación de conexión de la barra CHILLÓN 60, tal como se aprecia en la figura.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
	SISTEMA	ESTACION	BARRA	TENSION	NOMBRE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	AD	CLIENTE	NT	TENSION
174	Lima Norte	CHILLÓN	CHILLÓN	60	Palmera la Cruz	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	3	NT		DAT B
175	Lima Sur	CHILLÓN	CHILLÓN	60	Palmera la Cruz	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	30,811.72	3	NT		DAT B

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx”, se detalla la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.

Con respecto a la barra CHILLON-60, se verifica que se ha corregido la calificación de la demanda a DAT B. No obstante, se observa que la demanda de las barras MIRADOR-60, LOMERA-60 y MALVINAS-60 se ha calificado en DAT A, cuando el tipo de conexión que les corresponde es DAT B.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

14.- Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls”, en la hoja “Proy_Dem” se observa que las demandas de los sistemas eléctricos “Andahuasi”, “Huacho”, “Huaral-Chancay” y “Lima Norte” no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en la hoja “Proy_Dem” del archivo “F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls” se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025-2029 del AD8, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 2, 4 y 8. Por lo tanto, se acoge la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que las demandas de los sistemas eléctricos “Andahuasi”, “Huacho”, “Huaral-Chancay” y “Lima Norte” coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Cabe indicar que, en respuesta a la observación, ADINELSA, erróneamente, se refiere al Área de Demanda 6 como Área de Demanda 8.

Conclusión

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

15.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD06.pfd" presentado por ADINELSA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- No se identifica los casos de estudio o escenarios del análisis eléctrico considerando la Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN (F-122), por lo cual no se puede realizar la trazabilidad de los valores de demanda considerados y el cálculo de pérdidas correspondiente. Al respecto, ADINELSA debe completar el archivo de Flujo de Carga considerando para tal efecto los criterios del Plan de Inversiones.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el archivo de Flujo de Carga incluyendo los casos de estudio considerando la demanda de los Formatos F-121 y F-122 con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualiza las demandas de acuerdo con las demandas aprobadas en el PI 2025-2029, y se corre flujo considerando la Máxima Demanda según Sistema Eléctrico y SEIN, demandas que se puede apreciar en el archivo "Demanda_Adinelsa vf.xlsx" en las hojas "F-121" y "F-122".

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ADINELSA no brinda respuesta sobre cuáles son los casos de estudio del archivo de Flujo de Potencia que contienen la demanda de los Formatos F-121 y F-122.

Conclusión

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

16.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls" presentado por ADINELSA, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", se está considerando las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, se considera las pérdidas del Elemento "L-2213" (LT 220 kV Medio Mundo – Huacho), entre otros. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda, con la finalidad de cumplir con el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de ADINELSA. Por ejemplo, para el año 2025 para el Elemento "BARS1_TR-1_AT-AT_180" se le asigna "Pérdidas I²r" y "Pérdidas Núcleo" de "0,384 MW" y "0,11169909 MW" respectivamente. Sin embargo, del archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de ADINELSA se obtienen valores de "Pérdidas I²r" y "Pérdidas Núcleo" de "0,203830669 MW" y "0,105376517 MW"; que

representan un 47% y 6% de diferencia porcentual. Al respecto, ADINELSA revisar y corrija donde corresponda.

- En la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se ha considerado la relación de centrales e inyecciones de potencia del proceso de "Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, para el periodo 2021-2025". Por ejemplo, no se ha considerado la inyección de potencia de la C.H. Rucuy la cual es colindante con la C.H. Chancay que presenta valores de inyección; asimismo, no se ha considerado a la C.H. Yanapampa, entre otras centrales asociadas a dicha área y que cuentan con registros de su operación en el COES. Al respecto, ADINELSA debe actualizar la relación de centrales y sus valores de inyecciones correspondientes para el periodo 2025-2029, sustentando los valores de inyecciones propuestos, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el archivo "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls" con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualiza las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", de acuerdo con el flujo de carga simulado, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 15.

Así también se ingresa las nuevas centrales en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del "F_500_FactPerd_AD06_Adinelsa.xls", como consecuencia de la observación recibida por Osinergmin, como se aprecia en la figura.

AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM
Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
6	C.H. Roncador	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	Supé-Barranc	DMT
6	C.H. Purnacana	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18	Supé-Barranc	DMT
6	C.T. Paramonga	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	Lima Norte	DAT B
6	C.T. Oquendo	25.90	25.90	25.90	25.90	25.90	Lima Norte	DAT B
6	C.H. Chancay	17.11	17.11	17.11	17.11	17.11	Huaral-Chanc	DMT
6	C.H. Yarucaya	15.50	15.50	15.50	15.50	15.50	Andahuasi	DAT B
6	C.H. Yanapampa	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	Supé-Barranc	DAT B
6	C.H. Rucuy	17.11	17.11	17.11	17.11	17.11	Huaral-Chanc	DAT B

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

- De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, persiste la observación que en las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas" se está incluyendo las pérdidas de Elementos de transmisión conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra, como por ejemplo: L-2213, L-2125, L-2701, entre otros.
- Por otro lado, en las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" persiste la observación que los valores de "Pérdidas I²r" y "Pérdidas Núcleo" siguen sin corresponder con las pérdidas obtenidas del archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA.
- Con relación a las inyecciones de potencia, ADINELSA ha incluido centrales adicionales a las consideradas en su PROPUESTA INICIAL en la hoja "Pot_Coinc_SEIN"; sin embargo, no ha sustentado los valores de inyección que considera en su propuesta. Por otro lado, se observa que para el mismo punto de conexión correspondiente a la C.H. Chancay y C.H. Rucuy considera calificaciones distintas en el nivel de tensión. Por lo tanto, la observación relacionada a las inyecciones de potencia se encuentra parcialmente subsanada.

Conclusión

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

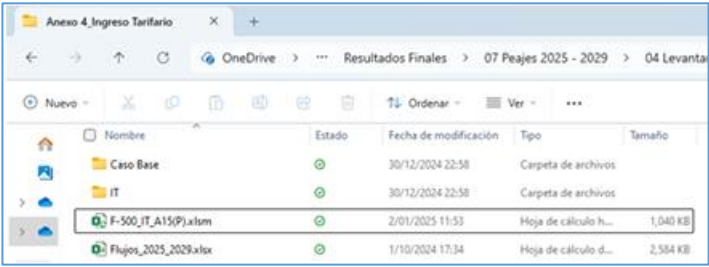
17.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

En la hoja “Aux-IT” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm” se consignan valores de ingresos tarifarios de energía del Área de Demanda 6, sin embargo, no se presenta la fuente y/o archivos de sustento de dichos valores.

Al respecto, ADINELSA debe presentar los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados se debe presentar los Formatos F-511, F-512 y F-513 correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, se ha realizado los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS y se adjunta en la propuesta la carpeta “Anexo 4_Ingreso Tarifario”, el cual contiene los formatos F-511, F-512 y F513, tal como se aprecia en la figura.



Así mismo, se procede actualizar la hoja “Aux-IT” del archivo “05-Tarifas Rev_2025_2029_6.xlsm” el cual consignan los valores de ingresos tarifarios de energía y de potencia del AD6 en la hoja “Resumen (US\$)” del archivo “F-500_IT_A15(P).xlsm”

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes

Análisis de Osinergmin

ADINELSA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 6; sin embargo, en la carpeta de sustento “Caso Base” se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO –como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros– deben utilizar la información de cierre al año 2024.

Asimismo, respecto a los proyectos de generación y transmisión, es necesario especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ADINELSA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización**18.- Actualización del CMA SST y CMA SCTD**

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SST} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ADINELSA ha actualizado dichos indicadores a marzo de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ADINELSA debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se acoge la observación de Osinergrmin. Se ha procedido a corregir los indicadores a emplearse en la actualización del CMA al mes de noviembre de 2024 preliminarmente, considerando que es el último disponible a la fecha de presentación de la propuesta final.

Considerado los indicadores macroeconómicos publicados por Osinergrmin el 04.12.2024 y los valores preliminares IPP obtenidos de la web "Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU (<https://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>).

Análisis de Osinergrmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsx" se verifica que ADINELSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

19.- Actualización del CMA del SCT

En la hoja "SCT" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm" de la Propuesta de ADINELSA se ha incluido Elementos del Plan de Inversiones 2021-2025, para los cuales no se ha adjuntado su Acta correspondiente.

Al respecto, de acuerdo a lo indicado en los numerales 24.8 y 24.10 de la NORMA TARIFAS, solo deben considerarse las Altas y Bajas validadas a través de las liquidaciones anuales de ingresos por el servicio de transmisión de SST y SCT y, aquellos Elementos puestos en servicio validados con sus respectivas Actas de Puesta en Servicio o de Retiro Definitivo (APES o ARDO) o Acta de Verificación de Alta o Baja (AVA o AVB) que no fueron incluidos en el proceso de liquidación anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria en curso. Además, debe presentar los formatos de valorización F-300 respectivos. Cabe precisar que, es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Los Elementos incluidos por ADINELSA en la hoja "SCT" son los siguientes:

- Celda Transformador 60 kV, SET Andahuasi (sin Acta).
- Transformador 60/22,9kV – 09 MVA, SET San Andahuasi (sin Acta).
- Celda Transformador 23 kV, SET San Andahuasi (sin Acta).
- Celda Acoplamiento 23 kV, SET San Andahuasi (sin Acta).

Por tanto, es necesario que ADINELSA presente la información adicional y sustento necesario para los nuevos Elementos que no fueron incluidos en la última liquidación anual.

Respuesta

Se acoge la observación de Osinergmin y se procede a excluir los Elementos en el AD6 de los sistemas complementarios de transmisión y se actualiza en la hoja “SCT” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm”, pero se precisa que estas obras finaliza la construcción en febrero 2025, para ello se seguirán los Lineamientos aprobados en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica" correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) aprobado mediante Resolución N° 261-2012-OS/CD y modificatorias. De los siguientes Elementos:

Cuadro N° 6: Instalaciones SCT – Área de Demanda 6

ID	Año	Elemento	Instalación	Módulo Estándar	Tensión	Inversión Base	COyM	CMA
					kV	US\$	US\$	US\$
1	2025	Celda Transformador 60 kV	SET AT/MT Andahuasi	CE-060COC1ESBTR	60	240,916.68	6,817.94	36,726
2	2025	Trasformador 60/22.9kV - 09 MVA	SET AT/MT Andahuasi	TP-060MT-009COE	60/22.9	568,544.53	16,089.81	86,671
3	2025	Celda Transformador 23 kV	SET AT/MT Andahuasi	CE-023COMCISBTR	22.9	63,737.57	2,861.82	10,774
4	2025	Celda de Acoplamiento 23 kV	SET AT/MT Andahuasi	CE-023COMCISBLA	22.9	17,417.80	782.06	2,944

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ADINELSA, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ADINELSA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre el Área de Demanda 8

Sobre la Presentación del Informe

20.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ADINELSA se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-501 del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm” y el Formato F-502 del archivo “F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls” contienen datos no vinculados.

En consecuencia, ADINELSA debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

Según menciona el numeral 5.6. de la NORMA TARIFAS, se ha procedido a corregir las hojas de cálculo que no se encontraban debidamente vinculadas entre sí, tal como se describió en la respuesta a la observación 2 del presente informe.

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

21.- Sobre el Formato F-100 utilizado

Se ha verificado en la Propuesta de ADINELSA que la demanda del archivo "F-100_AD08_PI 25-29_Adinelsa.xlsx" utilizado para el cálculo de los Peajes y Factores de Pérdidas Medias no corresponde con la demanda del PI 2025-2029 para el Área de Demanda 8. Al respecto, ADINELSA debe considerar y utilizar los formatos de demanda del Plan de Inversiones, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

ADINELSA acoge la observación realizada por Osinerghmin respecto a la demanda utilizada en el cálculo de los peajes para el área de demanda 8 (en adelante AD8). Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029, tal como se describió en la respuesta a la observación 4 del presente informe.

Por lo tanto, ADINELSA acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por ADINELSA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que el archivo F-100 presentado corresponde con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

22.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ADINELSA el total de energía del año 2022 asciende a 4 077 428 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 4 041 579 MWh.

Así, tampoco se ha evidenciado el archivo que sustenta los valores consignados en el Formato F-501. Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, ADINELSA debe corregir lo indicado y presentar los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, los “Registros Mensuales de Energía del Año Representativo” (2022) (Formato F-501) se obtienen de la información estadística comercial publicada por el Osinergmin para el año 2022, el cual está vinculado el archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx” con la demanda del SICOM y SICLI del año 2022, el cual se ha vinculado al archivo 05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsm, donde se ubica el Formato F 501.

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica la corrección señalada en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

23.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls”, se observa que ADINELSA ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que ADINELSA presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, los “Factores Estacionales de Energía” (Formato F-502) se determinan a partir de las energías mensuales incluidas en el Formato F-501, “Registros Mensuales de Energía del Año Representativo”, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 22.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía se encuentran vinculados entre los archivos de cálculo de peajes “05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm” y factores de pérdidas medias “F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xlsm”.

Conclusión

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

24.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ADINELSA en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 8

	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	4 469 160	4 594 016	4 707 668	4 800 640	4 852 500
Demanda ADINELSA	4 216 345	4 244 448	4 278 121	4 313 060	4 349 313
Variación (%)	- 6%	- 8%	- 9%	- 10%	- 10%

En ese sentido, es necesario que ADINELSA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en el Formato F 503 se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025 2029 del AD8. A continuación, vemos la proyección de demanda.

Cuadro N° 7: Proyección de Demanda – Área de Demanda 8

Sistema	2025 (MWh)	2026 (MWh)	2027 (MWh)	2028 (MWh)	2029 (MWh)
Bella Unión - Chala	564,817	572,994	585,087	592,517	597,540
Chincha	681,514	709,420	724,731	735,566	743,285
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	48,952	49,657	50,502	51,379	52,288
Ica	553,795	578,188	603,916	628,661	651,542
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	1,173,800	1,186,223	1,192,794	1,196,043	1,199,414
Pisco	1,141,889	1,157,186	1,162,453	1,167,869	1,172,141
Villacurí	304,393	340,348	388,186	428,606	436,290
Total	4,469,160	4,594,016	4,707,668	4,800,640	4,852,500

Fuente: Formato F-119

Por lo tanto, se acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los valores de la demanda han sido corregidos en el Formato F-503, según se señala en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante indicar que, en el Área de Demanda 8 se debe considerar la reasignación de las barras SAN NICOLAS-13 y POROMA-220 al sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".

25.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm", se observa que las demandas en el nivel de tensión DMT de todos los sistemas eléctricos del Área de Demanda 8 no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en el Formato Aux-F119 se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025 2029 del AD8. Se ha procedido a corregir la demanda presentada en el cálculo de los correspondientes archivos del PI 2025-2029, tal como se describió

en la respuesta de la observación 24 del presente informe. Por lo tanto, ADINELSA acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los valores de las demandas del nivel de tensión DMT han sido corregidos en la hoja "Aux-F119", según señala en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante indicar que, en el Área de Demanda 8 se debe considerar la reasignación de las barras SAN NICOLAS-13 y POROMA-220 al sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".

26.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de la Propuesta de ADINELSA, considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

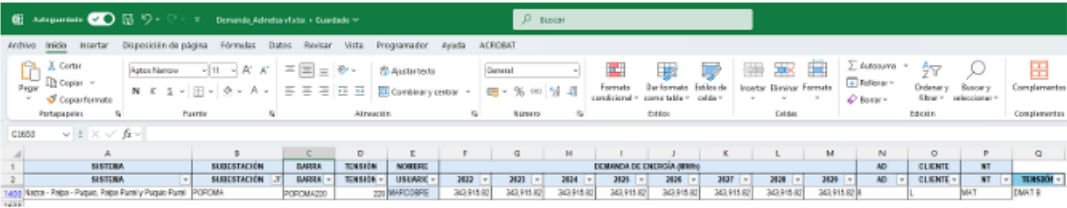
- No se ha presentado el sustento de la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT.
- Se observa que la barra POROMA-220 habría sido calificada en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, se ha realizado el consolidado de la clasificación de la demanda según el tipo de conexión en la hoja "Consolidado" del archivo "Demanda_Adinelsa vf.xlsx", el cual está vinculado en el archivo de cálculo de peajes "05- Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xlsm".

Así también se ha procedido a corregir la clasificación de conexión de la barra POROMA 220, tal como se aprecia en la figura.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
	SISTEMA	SUBESTACION	BARRA	TENSION	NOMBRE									AD	CLIENTE	NT	
1	SISTEMA	SUBESTACION	BARRA	TENSION	NOMBRE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	AD	CLIENTE	NT	TENSION
1400	Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	POROMA	POROMA220	220	MARCOSBR	343 915.82	343 915.82	343 915.82	343 915.82	343 915.82	343 915.82	343 915.82	343 915.82	AD	CLIENTE	NT	DMAT B

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, archivo "Demanda_Adinelsa vf.xlsx", se ha detallado la calificación de la demanda según el tipo de conexión: DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT, según lo requerido.

Con relación a la barra POROMA-220, se verifica que se ha corregido la calificación de su demanda a DMAT B en la hoja "Consolidado". Sin embargo, dicha barra está asignada en sistemas eléctricos diferentes en las hojas "F-121" y "F-122", cuando debió ser asignada al sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

27.- Sobre la Demanda considerada para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls", en la hoja "Proy_Dem" se observa que las demandas en el nivel de tensión DMT de todos los sistemas eléctricos del Área de Demanda 8 no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, la demanda incorporada en la hoja "Proy_Dem" del archivo "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls" se ha obtenido de los Formatos de demanda (F-100_AD08_PI 25-29_RR.xlsx) publicados por el Osinergmin como sustento de la Res. N° 149-2024-OS/CD del PI 2025-2029 del AD8, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 2, 4 y 21.

Por lo tanto, se acoge la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que los valores de las demandas del nivel de tensión DMT han sido corregidos, según señala en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante indicar que, en el Área de Demanda 8 se debe considerar la reasignación de las barras SAN NICOLAS-13 y POROMA-220 al sistema eléctrico "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural".

28.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd" presentado por ADINELSA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- No se identifica los casos de estudio o escenarios del análisis eléctrico considerando la Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN (F-122), por lo cual no se puede realizar la trazabilidad de los valores de demanda

considerados y el cálculo de pérdidas correspondiente. Al respecto, ADINELSA debe completar el archivo de Flujo de Carga considerando para tal efecto los criterios del Plan de Inversiones.

- El proyecto “Transformador 60/22,9/10 kV – 15 MVA SET Palpa” ha sido modelado a partir del año 2025. Al respecto, ADINELSA debe modelar dicho proyecto a partir del año 2026, conforme a lo aprobado en el PI 2025-2029 según Resolución N° 149-2024-OS/CD e Informe N° 565-2024-GRT que lo sustenta.
- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, “Distribución de Carga”, “Factor de Escala” y “Factor de Potencia”, que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029. Por ejemplo, entre otros, la carga “Iod Snicol3a” tiene un factor de potencia igual a 0,81 para el análisis con la Demanda del Formato F-121. Al respecto, es necesario que ADINELSA corrija donde corresponda.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el archivo de Flujo de Carga incluyendo los casos de estudio considerando la demanda de los Formatos F-121 y F-122 con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualiza las demandas de acuerdo con las demandas aprobadas en el PI 2025-2029, y se corre flujo considerando la Máxima Demanda según Sistema Eléctrico y SEIN, demandas que se puede apreciar en el archivo “Demanda_Adinelsa vf.xlsx” en las hojas “F-121” y “F-122”.

Por lo tanto, ADINELSA acogió la observación y procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se tienen los siguientes análisis:

- a) De la revisión del archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd” se verifica que, ADINELSA ha incluido el escenario de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”. Sin embargo, la base de datos de demanda incorporada no es coherente con la demanda “F-122” aprobada en el PI 2025-2029.
- b) Respecto al modelamiento del TP 60/22,9/10 kV – 15 MVA de la SET Palpa, de la revisión al archivo de Flujo de Potencia correspondiente a la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que, no ha corregido el año de ingreso del proyecto “Transformador 60/22,9/10 kV – 15 MVA SET Palpa”, manteniéndose modelado desde el año 2025.
- c) Respecto a la revisión de la base de datos de demanda contenida en el archivo de Flujo de Potencia de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se ha identificado que no ha corregido el factor de potencia de la carga “Iod Snicol3a”, según lo establecido en el numeral 12 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

29.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls" presentado por ADINELSA, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", se está considerando las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, se considera las pérdidas de los Elementos "L-2208_A" (LT 220 kV Desierto – Chinchá Nueva), "L-2208_B" (LT 220 kV Independencia – Chinchá Nueva), entre otros. Al respecto, ADINELSA debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda, con la finalidad de cumplir con el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de ADINELSA. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sist_trafo" para el Elemento "Pedregal(1)" para el año 2026 se le asigna "Pérdidas I^2R " y "Pérdidas Núcleo" de "0,195694051 MW" y "0,027177849 MW" respectivamente. Sin embargo, del archivo de Flujo de Carga de la Propuesta de ADINELSA se obtienen valores de "Pérdidas I^2R " y "Pérdidas Núcleo" de "0,09490414 MW" y "0,02664495 MW". Al respecto, ADINELSA revisar y corrija donde corresponda.
- Se verifica que ADINELSA ha calculado las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" considerando el modelamiento con la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema", lo cual no es correcto, toda vez que debió haberlo calculado considerando el modelamiento con la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122). En tal sentido, ADINELSA debe presentar las pérdidas en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sein_lineas" considerando la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122) y las pérdidas en las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" considerando la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121).
- En la hoja "BD_Sein_trafo" se advierte que se ha considerado como pérdidas variables ("Pérdidas I^2R ") las pérdidas totales del transformador. En tal sentido, ADINELSA debe efectuar correctamente el cálculo de las pérdidas "Pérdidas I^2R " y "Pérdidas Núcleo".
- En las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo" se presentan las pérdidas del Elemento "TR3 Tambo", de la revisión efectuada dicho Elemento no corresponde al Área de Demanda 8. En ese sentido, ADINELSA debe verificar los cálculos presentados y realizar las correcciones según corresponda.
- En la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se ha considerado la relación de centrales e inyecciones de potencia del proceso de "Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, para el periodo 2021-2025". Al respecto, ADINELSA debe actualizar la relación de centrales y sus valores de inyecciones correspondientes para el periodo 2025-2029, sustentando los valores de inyecciones propuestos, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ADINELSA debe presentar el archivo "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa.xls" con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualiza las hojas "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_lineas", de acuerdo con el flujo de carga simulado, cuyos datos se obtienen según lo indicado en la respuesta de la Observación 28.

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se tienen los siguientes análisis:

- a) En relación a la observación referida a excluir del cálculo del Factor de Pérdidas Medias, aquellos Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra, como esta señalado en la NORMA TARIFAS, se debe señalar que, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se observa que ADINELSA se limitó a corregir únicamente los casos citados como ejemplo referido a la observación, toda vez que se continúan considerando para el cálculo, Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra.
- b) De la revisión efectuada al archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08_Adinelsa", se ha identificado que ADINELSA ha empleado los valores de las pérdidas obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08" que presenta en su PROPUESTA FINAL.
- c) En relación a la coherencia de los valores de pérdidas presentes en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas" y "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias con los resultados de los escenarios de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122) y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd", de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se verifica que, ADINELSA ha incluido los valores de pérdidas coherentemente en las bases de datos de los Elementos.
- d) De la revisión a la hoja "BD_Sein_trafo" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se verifica que se ha actualizado considerando las pérdidas variables en la columna correspondiente ("Pérdidas I^2R ").
- e) En relación a los Elementos que ADINELSA está considerando para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se observa que ADINELSA corrigió la incongruencia de incluir las pérdidas del Elemento "TR3 Tambo". Sin embargo, de la revisión a las hojas "BD_Sist_trafo" "BD_Sein_trafo" - columna "L", se verifica que están excluidos del cálculo los Elementos "T21-61" y "T23-61" (SET San Nicolás), los cuales forman parte de instalaciones SST. En ese sentido, se verifica que ADINELSA no ha realizado la revisión integral de los Elementos que se deben incluir en el cálculo de Factor de Pérdidas Medias, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- f) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por ADINELSA, dicha concesionaria sólo se ha limitado a mantener los datos de las inyecciones consideradas en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" de su Propuesta Inicial, sin incluir algún sustento según la observación planteada. Por lo tanto, la observación relacionada a las inyecciones de potencia consideradas no ha sido absuelta.

Conclusión

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

30.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

En la hoja "Aux-IT" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" se consignan valores de ingresos tarifarios de energía del Área de Demanda 8, sin embargo, no se presenta la fuente y/o archivos de sustento de dichos valores.

Al respecto, ADINELSA debe presentar los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados se debe presentar los Formatos F-511, F-512 y F-513 correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

Como consecuencia de la observación recibida, se ha realizado los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS y se adjunta en la propuesta la carpeta "Anexo 4_Ingreso Tarifario", el cual contiene los formatos F-511, F-512 y F513.

Así mismo, se procede actualizar la hoja "Aux-IT" del archivo "05-Tarifas Rev_2025_2029_8.xlsm" el cual consignan los valores de ingresos tarifarios de energía y de potencia del AD6 en la hoja "Resumen (US\$)" del archivo "F-500_IT_A15(P).xlsm"

Por lo tanto, Adinelsa acogió la observación y se procedió a corregir los archivos correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

ADINELSA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 8; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ADINELSA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

31.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCTD

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ADINELSA ha actualizado dichos indicadores a marzo de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ADINELSA debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se acoge la observación de Osinerghmin. Se ha procedido a corregir los indicadores a emplearse en la actualización del CMA al mes de noviembre de 2024 preliminarmente, considerando que es el último disponible a la fecha de presentación de la propuesta final.

Considerado los indicadores macroeconómicos publicados por Osinerghmin el 04.12.2024 y los valores preliminares IPP obtenidos de la web "Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU (<https://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>).

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" se verifica que ADINELSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

32.- Actualización del CMA del SCT

En la hoja "SCT" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" de la Propuesta de ADINELSA se ha incluido Elementos del Plan de Inversiones 2021-2025, para los cuales no se ha adjuntado su Acta correspondiente.

Al respecto, de acuerdo a lo indicado en los numerales 24.8 y 24.10 de la NORMA TARIFAS, solo deben considerarse las Altas y Bajas validadas a través de las liquidaciones anuales de ingresos por el servicio de transmisión de SST y SCT y, aquellos Elementos puestos en servicio validados con sus respectivas Actas de Puesta en Servicio o de Retiro Definitivo (APES o ARDO) o Acta de Verificación de Alta o Baja (AVA o AVB) que no fueron incluidos en el proceso de liquidación anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria en curso. Además, debe presentar los formatos de valorización F-300 respectivos. Cabe precisar que, es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas – suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Los Elementos incluidos por ADINELSA en la hoja "SCT" son los siguientes:

- Transformador 60/22,9/10 kV- 15/15/15 MVA, SET Coracora (sin Acta).
- Celda Transformador 10 kV, SET Coracora (sin Acta).

Por tanto, es necesario que ADINELSA presente la información adicional y sustento necesario para los nuevos Elementos que no fueron incluidos en la última liquidación anual.

Respuesta

Se acoge la observación de Osinerghmin y se procede a excluir los Elementos en el AD8 de los sistemas complementarios de transmisión y se actualiza en la hoja "SCT" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm", pero se precisa que estas obras finaliza la construcción en febrero 2025, para ello se seguirán los Lineamientos aprobados en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica" correspondiente a la Liquidación Anual de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) aprobado mediante Resolución N° 261-2012-OS/CD y modificatorias. De los siguientes Elementos:

Cuadro N° 8: Instalaciones SCT – Área de demanda 8

ID	Año	Elemento	Instalación	Módulo Estándar	Tensión	Inversión Base	COyM	CMA
					kV	US\$	US\$	US\$
1	2025	Transformador 60/22,9/10 kV-15/15/15 MVA	SET AT/MT "Coracora"	TP-060MTMT-015SIE	60	788,123	28,294	126,134
2	2025	Celda Transformador 10 kV	SET AT/MT "Coracora"	CE-010SIC1ESBTR	10	69,400	3,706	12,322

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por ADINELSA, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ADINELSA ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritos en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

33.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT a las Áreas de Demanda 6 y 8; además que presente la información del resto de Áreas de Demanda.

Se requiere, por lo tanto, que ADINELSA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

En correspondencia a las observaciones acogidas se ha procedido a reformular la propuesta de los estudios de peajes y compensaciones de los sistemas secundarios y sistemas complementarios de transmisión de las áreas de demanda 6 y 8 para el periodo mayo 2025 – abril 2029 de la empresa Adinelsa.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ADINELSA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa LUZ DEL SUR (LDS)

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de LDS no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que algunos de los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, LDS debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

Lo observado en este punto, se responde detalladamente en la observación 6.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por LDS en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que LDS debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Lo observado en este punto, se responde detalladamente en la observación 7.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS, la observación de que los valores de demanda del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 se sigue manteniendo, porque los totales de energía no coinciden.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que LDS revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Lo observado en este punto, se responde detalladamente en las observaciones 11 y 12.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 11 y 12. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que LDS aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 7.

Conclusión

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

4.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, la NORMA TARIFAS indica que los Peajes son determinados con un CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Por tanto, se debe emplear los indicadores últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final para luego actualizar el CMA.

Respuesta

Lo observado en este punto, se responde detalladamente en las observaciones 13, 16 y 17.

Análisis de Osinergmin

El análisis de esta respuesta se revisa en los Análisis de Osinergmin a las observaciones 13, 16 y 17.

Conclusión

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

5.- Observación

LDS menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del Plan de Inversiones 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. Al respecto, LDS no ha presentado las respectivas Actas de Verificación de Alta (AVA) de los proyectos mencionados en su Propuesta ni sus respectivos formatos que corresponden a la valoración (F-300). Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas– en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Lo observado en este punto, se responde detalladamente en las observaciones 14 y 15.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la propuesta de LUZ DEL SUR considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024, adicionalmente ha adjuntado sustento del estado de los Elementos y actas suscritas en cumplimiento de los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

6.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de LDS se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd.xls" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, LDS debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

En la propuesta inicial, donde corresponde - según el numeral invocado por Osinergmin - todos los archivos MS Excel se presentaron debidamente vinculados, excepto en el caso del Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd.xls", respecto del cual se responde detalladamente en la observación 8.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por LDS en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

7.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "F_500_Peajes.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de LDS el total de energía del año 2022 asciende a 11 251 639 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 11 566 105 MWh.

Al respecto, el sustento de los valores propuestos proviene en parte de la demanda considerada en el archivo "8Demanda_2021_2025(RRLiq14).xlsx" del proceso de Liquidación Anual, sin embargo, es preciso indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por otro lado, para la demanda del sistema eléctrico "Cañete y Lunahuaná" se observa que LDS no ha considerado los registros mensuales de energía, limitándose a considerar la demanda del año dividido entre 12 para cada mes, incumpliendo lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Por tanto, LDS debe corregir lo indicado con la finalidad de determinar los “Factores Estacionales de Energía” consignados en el Formato F-502 de acuerdo con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Sobre los registros mensuales de energía del año representativo para el presente proceso, se precisa lo siguiente:

- a) Para la demanda base (año 2022), se consideró pertinente utilizar la demanda real registrada el 2022, la cual fue revisada y validada por Osinergrmin en el proceso de liquidación de dicho año (11 251 639 MWh), siendo además una cifra más actual. Además, dicha demanda incluye las pérdidas estándares de distribución, conforme lo establece el Artículo 41º. – Formatos de Factores de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario, de la NORMA TARIFAS en lo referente al formato F-501.- Registros mensuales de energía del Año Representativo, donde se indica:

“Los valores de energía en MT deben incluir las pérdidas estándares de distribución, con respecto a las ventas de energía en MT y BT”.

- b) Con respecto a la base de datos SICOM y SICLI, se procesó la data del 2022 y la energía total asciende a 11 303 251 MWh (ver archivo SICOM22.xlsx), valor que es diferente al considerado en el PI 2025-2029. Asimismo, dicho valor también difiere (aunque en bastante menos cantidad) de la demanda real considerada en la liquidación anual, debido a que la base de SICLI incluye como parte del Área de Demanda 7 a clientes que no pertenecen a dicha Área, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Cientes que no están en el Área de Demanda 7

CL	ID_AD (1)	Sistema (2)	NOMBRE_USUARIO_LIBRE (3)	DIRECCION_SUMINISTRO (3)
CL0717	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0718	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0719	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0720	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0721	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0722	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0723	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL0751	7	Lima Norte	Lambayeque Sur 10kV	Lurigancho Mz. N, Lt. 1A, Parc. Rust. Zarate, Lima
CL1372	7	Lima Norte	Naranjal 10 kV	Naranjal
CL1373	7	Lima Norte	Lambayeque Sur 10kV	Ca 7 M I - L6 LOT Campoy, Lima
CL3244	7	Lima Norte	Oquendo 10 kV	Callao
CL3449	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS RENT 2424311	JR OCOÑA 401 - 419
CL3451	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS RENT 2424288	AV NICOLAS DE PIEROLA 589
CL3452	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS COMP 1946628	JR. MIROQUESADA 191
CL3453	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS COMP 2251131	JR CARABAYA 801-815 EDIF. ENCARNACION
CL3454	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS COMP 2251074	JR CARABAYA 501-515 ESQ. JR. MIROQUESADA 212 EDIFICIO WIESE
CL3455	7	Lima Norte	ARTE EXPRESS COMP 2253053	JR CARABAYA 933 / CONTUMAZA 940 950
CL3456	7	Lima Norte	CLEAN ENERGY 2861253	LAS FRAGUAS 298 C-16 URB JND. EL NARANJAL - URB. INDUSTRIAL NARANJAL
CL3457	7	Lima Norte	CORP JULCAN	PROC DE LA INDEPENDENCIA 2556 SJL
CL3458	7	Lima Norte	GRIFOS VITO	AV EL SOL 101 MZ H LT 12 URB CANTO GRANDE - SJL
CL3459	7	Lima Norte	TINTORERIA PERU COLOR	CA 16 M F - L 4 Urb Campoy II Etapa San Juan de Lurigancho
CL3485	7	Lima Norte	GRUPPE AR	Mz Y Lt 27 Ex Fundo Chacra Cerro Zonal 14 Seg 2- Comas
CL3507	7	Lima Norte	CORP DE PLASTICOS HNOS. ALEGRE	AV EL BOSQUE 260 CTO GRANDE SJL
CL3509	7	Lima Norte	SIROCO HOLDINGS	AV ELMER FAUCETT 717 - CALLAO
CL3540	7	Lima Norte	CECILIA ROTONDO	LT478-C ANEX CANTERA BAJA UC 1133-Nuevo Imperial
CL3604	7	Lima Norte	MANUFACTURAS DE PASADORES Y CINTAS S.A.C.	Avenida Nicolas Dueñas 940 , Lima Cercado
CL3669	7	Lima Norte	GARCIA ROJAS VICTOR HUGO	CA EL MILAGRO MZ D LT 16 URB. CANTO GRANDE - SAN JUAN DE LURIGANCHO

Referencia: (1) Tabla 2 de SICLI, (2) Base de SICOM y (3) Tabla 5 de SICLI

Si se retira dichos clientes del Área de Demanda 7 – como corresponde – la energía total incluyendo pérdidas asciende a 11 253 489 MWh, cifra muy cercana al obtenido en la liquidación anual 2022 y que fue la considerada por Luz del Sur. En consecuencia, en la propuesta final de LDS se está considerando la energía mensual del Área de Demanda 7 obtenida de la liquidación anual, debido a los problemas encontrados en la base SICOM y SICLI, tal como se explicó anteriormente.

Sin embargo, dado que la liquidación anual no incluye una disgregación por sistema eléctrico, para el sistema eléctrico Cañete y Lunahuaná se ha considerado los registros mensuales del SICOM y SICLI, debido a que aquí no se han encontrado clientes que pertenecen a otras Áreas de Demanda. Luego, la demanda del sistema Lima Sur se ha obtenido por diferencia.

De esta forma, el registro mensual por Sistema Eléctrico y nivel de tensión ha resultado como se muestra en el siguiente cuadro:

	Ene-22	Feb-22	Mar-22	Abr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Ago-22	Set-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22
Cañete y Lunahuaná (*)												
MT	15,44	15,59	15,58	15,12	15,71	15,15	14,45	15,01	12,91	13,29	13,81	15,46
Lima Sur												
MAT	113,32	106,77	116,56	115,65	124,26	119,82	121,70	121,86	120,68	124,47	121,20	128,42
AT	33,00	36,13	43,04	34,25	37,23	41,42	42,79	45,14	42,85	41,83	39,64	34,36
MT	764,53	780,78	806,98	769,49	759,20	745,82	732,31	744,92	759,84	758,41	772,29	773,15
AD7												
MAT	113,32	106,77	116,56	115,65	124,26	119,82	121,70	121,86	120,68	124,47	121,20	128,42
AT	33,00	36,13	43,04	34,25	37,23	41,42	42,79	45,14	42,85	41,83	39,64	34,36
MT	779,98	796,37	822,56	784,61	774,91	760,97	746,76	759,93	772,75	771,71	786,10	788,61

- c) Para el sistema eléctrico “Cañete y Lunahuaná”, según lo explicado en el punto anterior, en el cálculo final se ha considerado los registros mensuales de SICOM y SICLI.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS, la observación de que los valores de demanda del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 se sigue manteniendo, porque los totales de energía no coinciden.

Con relación a los clientes libres, se identificaron aquellos del Área de Demanda 7 considerados en los formatos F-100 del PI 2025-2029, y quienes a la vez fueron identificados en la base de datos del SICLI del año 2022 y en la propuesta del Plan de Inversiones de LDS. Por tanto, en este proceso de Peajes y Compensaciones 2025-2029, debe considerarse la relación de clientes libres del PI 2025-2029.

En relación con el archivo “SICOM22.xlsx” presentado por LDS como parte de su absolución de observaciones, se verifica que los registros mensuales han sido obtenidos de la hoja de cálculo “Tabla” en la cual se observa que no se ha considerado la totalidad de clientes libres del sistema eléctrico “Cañete y Lunahuaná.” Al respecto, LDS ha considerado únicamente tres de los 16 clientes libres del PI 2025-2029.

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo “F_500_FactPerd.xls”, se observa que LDS ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados. Al respecto, es necesario que LDS presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la propuesta inicial, los factores estacionales por sistema eléctrico y nivel de tensión consignados en el formato F-502 del archivo “F_500_FactPerd.xls”, se incluyeron como una copia – en valor – del mismo formato ubicado en el archivo “F_500_Peajes.xlsm”, en el cual sí se muestra el detalle del cálculo e incluye los vínculos y las referencias correspondientes.

No obstante, en la propuesta final – para fines del formato F-502 – se ha vinculado directamente los archivos “F_500_FactPerd.xls” y “F_500_Peajes.xlsm”.

Respecto a los Factores Estacionales de Energía, en base a lo explicado en la respuesta a la observación anterior, se ha actualizado dichos factores, los mismos que se muestran en el siguiente cuadro:

F-502: Factores estacionales de energía - Área de Demanda 7

	Ene-22	Feb-22	Mar-22	Abr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Ago-22	Set-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22
Cañete y Lunahuaná (*)												
MAT	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,09
AT	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,09
MT	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,09
Lima Sur												
MAT	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09
AT	0,07	0,08	0,09	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07
MT	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
AD7												
MAT	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09
AT	0,07	0,08	0,09	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07
MT	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía están vinculados entre los archivos de cálculo.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por LDS en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 7					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico “Lima Sur” (AT)					
Demanda PI 2025-2029	518 382	542 888	567 395	591 901	591 901
Demanda LDS	494 121	518 628	543 134	567 641	567 641
Variación (%)	- 5%	- 4%	- 4%	- 4%	- 4%
Sistema eléctrico “Lima Sur” (MT)					
Demanda PI 2025-2029	10 162 393	10 470 147	10 783 733	11 103 330	11 306 080
Demanda LDS	10 186 654	10 494 408	10 807 993	11 127 590	11 330 340
Variación (%)	+ 0,2%	+ 0,2%	+ 0,2%	+ 0,2%	+ 0,2%

En ese sentido, es necesario que LDS sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

La demanda consignada en el formato F-503 de la propuesta de Luz del Sur sí fue obtenida a partir de los formatos F-109 y F-115 del Plan de Inversiones 2025-2029. El detalle se muestra en la “Hoja1” del archivo “Demanda Base.xlsx” y los resultados (ver Hoja1) se muestra el siguiente cuadro, donde en las tres últimas columnas se ha añadido los acumulados por nivel de tensión:

Proyección de energía 2025-2029 (MWh, incluye pérdidas distribución)

AD	Año	Sistema	DMAT A	DMAT B	DAT A	DAT B	DMT	DMAT	DAT	DMT
7	2025	Cañete - Lunahuaná					204 758,1			204 758,1
7	2025	Lima Sur	1 434 702,9		406 701,6	87 419,9	10 186 653,7	1 434 702,9	494 121,5	10 186 653,7
7	2026	Cañete - Lunahuaná					208 677,2			208 677,2
7	2026	Lima Sur	1 434 702,9		406 701,6	111 926,3	10 494 407,7	1 434 702,9	518 627,9	10 494 407,7
7	2027	Cañete - Lunahuaná					212 712,2			212 712,2
7	2027	Lima Sur	1 434 702,9		406 701,6	136 432,8	10 807 993,0	1 434 702,9	543 134,4	10 807 993,0
7	2028	Cañete - Lunahuaná					216 866,5			216 866,5
7	2028	Lima Sur	1 434 702,9		406 701,6	160 939,2	11 127 590,1	1 434 702,9	567 640,8	11 127 590,1
7	2029	Cañete - Lunahuaná					220 892,4			220 892,4
7	2029	Lima Sur	1 434 702,9		406 701,6	160 939,2	11 330 340,0	1 434 702,9	567 640,8	11 330 340,0

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, para los niveles de tensión de AT y MT las proyecciones de energía para todos los años del periodo son las mismas que las del cuadro precedente (la demanda en MAT no corresponde a Luz del Sur).

Además, en el cuadro anterior las demandas totales por nivel de tensión son iguales a los consignados en el formato F-119 “Resumen de la Proyección Global de la Demanda” del PI 2025-2029, donde se muestra el resumen de la proyección de demanda de energía total, para los 30 años siguientes, de Usuarios Regulados, Libres y Demandas Incorporadas:

OSINERGMIN F-119				
RESUMEN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (GWh)				
USUARIOS REGULADOS Y LIBRES				
ÁREA DE DEMANDA: 7				
AÑO	MAT ⁽¹⁾	AT ⁽¹⁾	MT ⁽¹⁾	TOTAL
2022	1.434,70	445,11	9.686,29	11.566,10
2023	1.434,70	457,36	9.868,53	11.760,59
2024	1.434,70	469,62	10.089,95	11.994,27
2025	1.434,70	494,12	10.391,41	12.320,24
2026	1.434,70	518,63	10.703,08	12.656,42
2027	1.434,70	543,13	11.020,71	12.998,54
2028	1.434,70	567,64	11.344,46	13.346,80
2029	1.434,70	567,64	11.551,23	13.553,58

Sin embargo, cabe precisar que, en el F-115 se tienen dos cargas que fueron asignadas de forma incorrecta en el PI 2025-2029, tal como se detalla en el análisis se desarrollado en la siguiente observación. La corrección correspondiente se ha efectuado en la propuesta definitiva.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS, se verifica que no ha considerado que la demanda del formato F-503 proviene de las demandas de los formatos F-109 y F-115 del PI 2025-2029 para el caso de la demanda en nivel de tensión AT y MT, por lo que, la observación se sigue manteniendo.

De la precisión indicada por LDS de que se tienen cargas asignadas erróneamente, el suministro libre “CL2448 – CORPORACIÓN MG 20” ha sido retirado del Área de

Demanda 7 (el detalle en el análisis de la observación 10), por lo que la energía en el nivel de tensión AT se ve reducida.

Conclusión

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

10.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Demanda Base.xlsx" presentado por LDS, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; se tiene las siguientes observaciones:

- LDS ha calificado la demanda de las barras BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- LDS ha calificado la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 en DMT, sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.

Por tanto, LDS debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "F_500_Peajes.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo solicitado, a continuación, se detalla los criterios utilizados para la clasificación de las demandas en las barras BALNEARIOS-60, INDUSTRIALES-60 y CAJAMARQUILLA-30:

Demanda en barra BALNEARIOS-60

Según el F-115 del PI 2025-2029, dicha demanda corresponde al cliente libre "CL2448 – CORPORACIÓN MG 20" y estaría conectada en la barra de 60 kV de la SET Balnearios; sin embargo, en dicha subestación no se tienen clientes en 60 kV.

Mas aún, en el proceso PI 2025-2029, Luz del Sur solicitó el retiro de dicha carga del Área de Demanda 7 debido a que se encuentra en el Área de Demanda 6; sin embargo, esta solicitud no fue aceptada por Osinergmin.

En esta oportunidad, en la base de datos de SICLI se ha verificado nuevamente que el referido cliente pertenece al Área de Demanda 6, como se muestra en el cuadro siguiente:

Consumo de CL2448 – Año 2022

COD SUM	MES	Wh	AD (1)
CL2448	01	119 841,1	6
CL2448	02	117 645,1	6
CL2448	03	138 466,2	6
CL2448	04	115 879,0	6
CL2448	05	124 515,8	6
CL2448	06	111 535,0	6
CL2448	07	90 967,3	6
CL2448	08	99 772,7	6
CL2448	09	99 384,1	6
CL2448	10	99 067,6	6
CL2448	11	115 529,4	6
CL2448	12	129 368,9	6

Referencia: (1) Tabla 5 de SICLI

Por lo tanto, corresponde su retiro del Área de Demanda 7.

Demanda en barra INDUSTRIALES- 60

En relación con esta demanda, corresponde la calificación "DAT A". Por lo tanto, se ha hecho la respectiva corrección en la propuesta definitiva.

Demanda en barra CAJAMARQUILLA-30

Según el F-115 del PI 2025-2029, la demanda corresponde al cliente libre "LINDE PERÚ" y estaría conectado en la barra de 30 kV de la SET Cajamarquilla. Es por ello que, se asignó como "DMT", conforme lo establecido en el Código Nacional de Electricidad - Suministro.

Sin embargo, dado que Osinergmin manifiesta que dicha carga está conectada en AT, en la propuesta final está considerando como "DAT A".

Análisis de Osinergmin

En relación con el suministro libre "CL2448 – CORPORACIÓN MG 20", se observa que, de acuerdo con la Base de Datos SICLI del año 2022, el punto de suministro es la barra BALNEARIOS-60. Sin embargo, luego de efectuar la revisión correspondiente, se considera el retiro de dicho cliente del Área de Demanda 7.

De otro lado, respecto a la calificación de la demanda de las barras INDUSTRIALES-60 y CAJAMARQUILLA-30, no se identifica la corrección mencionada que LDS indica en su respuesta a la observación.

Es importante que, en caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores en el módulo SICLI y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 7, se debe alertar e informar de ello a Osinergmin.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

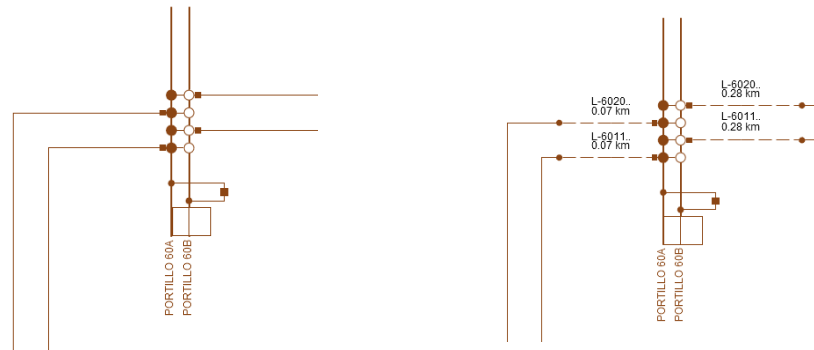
11.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD07.pfd", presentado por LDS en su Propuesta, se tienen las siguientes observaciones:

- Se verifica inconsistencias en el modelamiento del archivo de Flujo de Carga entre la versión del PI 2025-2029 y la Propuesta de LDS. Como ejemplo, se muestra la topología considerada para la SE Portillo.

PI 2025-2029

Propuesta LDS



- Se verifica que, los parámetros eléctricos de los Elementos de transmisión del archivo de Flujo de Carga no son coherentes con los parámetros del archivo de Flujo de Carga aprobado por Osinerghmin en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 07. Por ejemplo, la LT 60 kV Portillo – Ñaña está modelada con una longitud de 7,61 km, mientras que, el archivo de Plan de Inversiones tiene una longitud de 7,52 km. Se requiere que LDS revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

Con respecto al modelamiento presentado en el archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN GRT – AD07.pfd”, se precisa lo siguiente:

- En el capítulo 6 del Volumen 2 de la propuesta inicial se hizo notar dos modificaciones al archivo de modelación eléctrica que no fueron actualizados por Osinerghmin en la aprobación del PI 2025-2029: las pérdidas del transformador 2 de la SET Cantera y los tramos de interconexión en 60 kV de la SET Portillo con las líneas involucradas. El primero de los casos mencionados fue observado por Luz del Sur en el proceso PI 2025-2029 y aceptado por Osinerghmin en su informe Informe N° 553-2024-GRT; sin embargo, no fue actualizado en el archivo de modelación eléctrica. El segundo caso (única modificación a la modelación eléctrica del PI 2025-2029), mencionado por Osinerghmin como ejemplo en el primer punto de esta observación, se debe a modificaciones en las líneas de interconexión en 60 kV de la SET Portillo (con la inclusión de tramos subterráneos) que fueron incluidos en el proceso de liquidación anual de este año y cuya publicación fue el 15 de abril. En base a dicha información, Luz del Sur incluyó en la modelación eléctrica los tramos subterráneos de conexión a la SET Portillo para la determinación de los factores de pérdidas medias.
- Como se indicó en el punto anterior, la única diferencia en el modelado eléctrico respecto a lo aprobado en el PI 2025-2029 es la inclusión de los tramos subterráneos de conexión a la SET Portillo, lo cual se ha obtenido del proceso de liquidación correspondiente. Esto ha modificado los datos de longitud total de las líneas involucradas.

Análisis de Osinerghmin

- a) Al respecto, considerando que el Acta de Alta de la subestación Portillo fue suscrita en setiembre del 2023, corresponde considerar los tramos de interconexión en 60 kV conforme a lo indicado en dicho documento. En ese sentido, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de LDS, se observa que dos de los valores de longitud considerados no coinciden con los registrados en el Acta, por tanto, corresponde considerar los valores siguientes:

Tramos de interconexión subterráneos para la subestación Portillo		
	Propuesta LDS	Propuesta Osinergmin (según Acta de Alta)
Deriv.LT Santa Clara- Ñaña a Portillo	0,31 km	0,317 km
LT Gloria – Portillo	0,067 km	0,08 km
LT Portillo – Moyopampa	0,280 km	0,280 km

- b) Respecto a la SET Cantera, se verifica que debe incorporarse el parámetro de pérdidas de cobre para el transformador 2.

Conclusión

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

12.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “PIT2025-2029_prop_rpt_LFC_LOSS_20240930_124601.xls”, presentado por LDS, se tiene las siguientes observaciones:

- Se verifica que, para todos los años, LDS está considerando para la determinación de los Factores de Perdidas Medias (FdPM), las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, en la hoja “ElmLne”, se están considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 220 kV Santa Rosa - Industriales y LT 220 kV Industriales – San Juan (L-2010.LDS y L-2018.LDS). Se requiere que LDS revise y corrija donde corresponda con la finalidad de cumplir con la NORMA TARIFAS.
- De igual forma, de la revisión del archivo “F_500_FactPerd.xls”, en la hoja “Pot_Coinc_SEIN” se verifica que LDS no presenta el sustento de las inyecciones de generación consideradas. En ese sentido, la concesionaria debe verificar y sustentar los valores de inyecciones en las barras según el actual sistema eléctrico; asimismo, la información de sustento debe considerar la trazabilidad de los cálculos diferenciados por central.

Respuesta

Con respecto, a la inclusión de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijados Precios en Barra, cabe indicar que, si bien los referidos Elementos están listados en la hoja “ElmLne”, éstos no están asignadas a ningún sistema en la columna “V” de la hoja “ElmLne”; por lo tanto, sus pérdidas no están consideradas en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias (FdPM). La siguiente imagen, muestra los Elementos referidos por Osinergmin, en donde se muestra que no están asignados a ningún sistema eléctrico.

Name	Name	Name	Losses (to)	Loading	Rated Vol	FOLD2	FOLD4	NT	Sistema
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.044	95.551	220.000	01MDSIST12h	2025	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.045	95.551	220.000	01MDSIST12h	2025	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.050	101.625	220.000	02MDSEIN19h	2025	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.050	101.623	220.000	02MDSEIN19h	2025	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.027	74.034	220.000	01MDSIST12h	2026	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.027	74.031	220.000	01MDSIST12h	2026	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.031	80.212	220.000	02MDSEIN19h	2026	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.031	80.205	220.000	02MDSEIN19h	2026	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.032	80.963	220.000	01MDSIST12h	2027	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.032	80.966	220.000	01MDSIST12h	2027	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.037	87.387	220.000	02MDSEIN19h	2027	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.037	87.387	220.000	02MDSEIN19h	2027	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.004	28.203	220.000	01MDSIST12h	2028	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.004	28.167	220.000	01MDSIST12h	2028	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.004	29.193	220.000	02MDSEIN19h	2028	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.004	29.155	220.000	02MDSEIN19h	2028	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.004	28.369	220.000	01MDSIST12h	2029	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.004	28.332	220.000	01MDSIST12h	2029	MAT	-
L-2010.LDS	Derivacion220_L-2010	220-BB1	0.004	29.829	220.000	02MDSEIN19h	2029	MAT	-
L-2018.LDS	Derivacion220_L-2018	220-BB1	0.004	29.792	220.000	02MDSEIN19h	2029	MAT	-

En relación a las inyecciones de generación consideradas en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd.xls", se ha mantenido el criterio fijado por el regulador en el último proceso de fijación de peajes; es decir, utilizar las potencias efectivas de las centrales de generación, actualizando los valores en donde corresponde. Adicionalmente, se ha incluido la inyección de la C.T. Illapu que se conecta al Área de Demanda 7 a través de las líneas de 60 kV SET Gloria – SET Portillo (L-6011 y L-6020).

Análisis de Osinerghmin

- De la revisión de la PROPUESTA FINAL de LDS, en relación con las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra, se verifica lo indicado por LDS en cuanto los valores de pérdidas de dichos Elementos no están siendo considerados en los cálculos para la determinación de los factores de pérdidas medias.
- Con relación a las inyecciones de potencia presentada por LDS, en la cual utiliza las potencias efectivas de las centrales correspondientes, basándose según lo indicado por la concesionaria en el supuesto criterio fijado por el regulador, refiriéndose a lo determinado en el análisis de su propuesta de inyecciones de generación del proceso anterior, se debe de considerar que, en dicha oportunidad con el objetivo de realizar una mejor representación de las inyecciones se consideró las potencias efectivas, ya que en horas de máxima demanda las centrales indicadas en su propuesta tenían un alto factor de planta, y en algunos casos las potencias propuestas superaban la potencia efectiva aprobada por el COES, como en el caso de la C.H. Nuevo Imperial y la C.H. Her 1, entre otras; sin embargo, para el caso de la C.H. Callahuanca, al haber estado fuera de servicio por un evento relacionado al fenómeno del niño, se consideró para este caso la potencia efectiva, al ingresar nuevamente en servicio, lo cual no definió un criterio general al ser un caso particular ocasionado por un evento fortuito.

En ese sentido, el regulador para una mejor representación aceptó la sugerencia de LDS, limitándose aquellos casos que superaban la potencia efectiva, a dicha potencia efectiva. Por otro lado, en el caso particular de la C.H. Callahuanca se tomó dicha decisión ante la recuperación y puesta en servicio luego del evento fortuito que indispuso la central, dada la información disponible en dicho momento.

Dicho ello, con relación a la propuesta actual de LDS, se ha verificado que algunas centrales en los últimos periodos de máxima demanda aprobados por el COES, mantienen un alto factor de planta y en algunos casos superan la potencia

efectiva aprobada, a excepción de la C.H. Callahuanca, la C.H. Nuevo Imperial y la C.H. Her I, cuyas inyecciones en los últimos periodos no presentan un alto factor de planta; sin embargo, LDS considera la inyección de dichas centrales con el valor de su potencia efectiva, lo cual no es representativo según los datos de la operación. Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente subsanada.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

13.- Actualización del CMA SST

- a) Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que LDS ha actualizado dichos indicadores a setiembre de 2024 sin embargo, los mismos no coinciden con los vigentes a dicha fecha, por lo que la empresa debe revisar a detalle los indicadores propuestos. Por lo tanto, donde corresponda, LDS debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.
- b) Por otro lado, LDS, en la hoja “Indicadores” del archivo “F_500_Peajes.xlsm”, no consigna de manera correcta los valores de los indicadores TC e IPM, correspondiente a los periodos desde Abril-2021 hasta Setiembre-2024. Asimismo, para el indicador IPP solo se ha presentado información hasta Marzo-2021. Al respecto, LDS debe actualizar de manera correcta los valores correspondientes y la actualización del CMA de los SCT.

Respuesta

- a) La propuesta inicial de Luz del Sur consideró indicadores publicados en la web de Osinergmin hasta el mes de setiembre de 2024. Dichos indicadores están consignados en la hoja “Indicadores” del archivo “F_500_Peajes.xlsm”, y son los siguientes:

Indicadores para actualización de CMA				
Fecha	Tipo de Cambio	IPM	Cu	AL
mm-yy	[S/. /US\$]	[U]	[U]	[U]
Feb-24	3,808	278,8651	384,6667	2251,0962
Mar-24	3,782	279,7769	382,4167	2228,8199
Abr-24	3,721	278,6164	380,0000	2209,9257
May-24	3,752	278,2434	379,4167	2203,5872
Jun-24	3,741	277,6570	381,8333	2213,6497
Jul-24	3,837	277,6356	388,9167	2234,0980
Ago-24	3,722	279,3787	393,6667	2266,9271
Set-24	3,750	278,5349	397,2500	2285,0531

Dichos valores corresponden a los publicados el 04 de setiembre, valores vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta Inicial:

Actualizado al 04/Setiembre/2024					
Fecha del indicador ==>		Mes _{1,2}	Mes _{1,2}	Mes _{1,1}	Mes _{1,1}
Ajuste	Al	Jul-2024	Jul-2024	Ago-2024	Ago-2024
		IPAI	IPCu	TC (S/. /US\$)	IPM
4/09/2024	4/09/2024	2285,053058	397,250000	3,75	278,534878
					IPM Pre Pago
					279,3786987

Como se puede observar, los valores de TC, IPM, Pcu y Pal publicados en setiembre coinciden con los valores consignados en la última fila del cuadro anterior, que son los valores que Luz del Sur ha considerado en la actualización del CMA del SST

y SCT en su propuesta inicial, como corresponde, ya que era la información más actualizada y disponible al momento de presentar dicha propuesta.

En la propuesta final se está considerando los valores publicados el 04 de diciembre de 2024, vigentes a la fecha de su presentación.

Actualizado al 04/Diciembre/2024

Fecha del indicador ==>		Mes t-2	Mes t-2	Mes t-1	Mes t-1	Mes t-2
Ajuste	Al	Oct-2024	Oct-2024	Nov-2024	Nov-2024	Oct-2024
		IPAI	IPCu	TC (S/./US\$)	IPM	IPM Pre Pago
4/12/2024	4/12/2024	2354,716519	409,416667	3,745	277,8337276	276,9580952

Finalmente, es importante precisar que estos valores tienen carácter preliminar, ya que en la actualización definitiva del CMA del SST y SCT Osinerghmin deberá utilizar valores que serán publicados en marzo (Pcu y Pal) y abril (TC e IPM) de 2025, conforme lo establece el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS.

- b) Los valores de los indicadores consignados en la hoja “Indicadores” del archivo “F_500_Peajes.xlsm”, corresponden a los publicados mensualmente en la web de Osinerghmin. Para la actualización preliminar del CMA se ha considerado los valores vigentes a la fecha de presentación de las propuestas inicial y final, respectivamente; sin embargo, la actualización definitiva a cargo de Osinerghmin deberá tomar los valores que serán publicados en los meses de marzo y abril de 2025, tal como se ha mencionado en el literal anterior.

Respecto al indicador IPP, éste no se aplica en las propuestas de Peajes, por lo que no corresponde su actualización.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS, si bien este afirma que los valores de los indicadores tomados a diciembre 2024 son de carácter preliminar, se ha verificado que en la hoja “Indicadores” del archivo “F_500_Peajes_LevObs.xlsm” han consignado valores de los indicadores TC y el IPM del mes de noviembre 2024 en el mes de diciembre 2024, como se puede apreciar en la imagen siguiente que se ha extraído de la hoja indicada y se puede advertir a continuación:

Fecha	Tipo de Cambio	IPM	Cu	AL
mm-yy	[S/./US\$]	[U]	[U]	[U]
Set-24	3,750	278,5349	397,2500	2285,0531
Oct-24	3,714	277,4505	399,5833	2296,6406
Nov-24	3,775	276,9581	403,3333	2323,3473
Dic-24	3,745	277,8337	409,4167	2354,7165
Ene-25				
Feb-25				

- TC: 3,745. Este valor es del mes de noviembre 2024. En su lugar debe ser 3,770.
- IPM: 277,834. Este valor es del mes de noviembre 2024. En su lugar debe ser 277,037.

De otro lado, en la PROPUESTA FINAL de LDS, se sigue observando que los valores de los indicadores TC e IPM son incorrectos a partir del mes de abril 2021 en la hoja “Indicadores” del archivo “F_500_Peajes_LevObs.xlsm”. Ello, tras advertir que los valores de marzo 2021 han sido replicados para el mes de abril 2021.

Conclusión

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

14.- Sobre Elementos aprobados con Altas y Bajas

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

ID_Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
13	Celda Alimentador 23kv, SET AT/MT VERTIENTES	SET AT/MT VERTIENTES	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
13	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT PROGRESO	SET AT/MT PROGRESO	CE-010COMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda de Transformador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBTR	Celda de Transformador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
17	Celda de Medición de la Barra 1 – 10 kV, SET AT/MT LURIN	SET AT/MT LURIN	CE-010COENISBMD	Celda de Medición	2024
18	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
18	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
18	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
18	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
18	Celda de Medición 10 kV, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBMD	Celda de Medición	2024
18	Celda de Transformador 10 kV, SET AT/MT EL SAN BARTOLO	SET AT/MT EL SAN BARTOLO	CE-010COENISBTR	Celda de Transformador	2024
16	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
16	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
16	Celda Alimentador 10kv, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024

16	Celda Alimentador 10kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
16	Celda Alimentador 10kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
16	Celda Alimentador 10kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBAL	Celda de Alimentador	2024
16	Celda de Medición 10 kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBMD	Celda de Medición	2024
16	Celda de Transformador 10 kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBTR	Celda de Transformador	2024
16	Celda de Transformador 10 kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBTR	Celda de Transformador	2024
16	Celda de Acoplamiento 10 kV, SET AT/MT CAÑETE	SET AT/MT CAÑETE	CE-010COENISBLA	Celda de Acoplamiento	2024

Elementos con Bajas aprobados

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Transformador TR2 25 MVA SET Monterrico	SET AT/MT Monterrico	7	2024
Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Santa Rosa Antigua	7	2023
Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Huachipa	7	2023
Celda de Transformador 10 kV - Tr1	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	7	2024
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT LURÍN	7	2024
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024

Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	7	2024

Al respecto, se solicita que LDS indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar para qué fecha se tiene previsto dar cumplimiento a la entrada en servicio de los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas – en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Con respecto a las Altas y Bajas aprobadas en el PI 2021-2025 previstas hasta el 31 de diciembre de 2024, se precisa lo siguiente:

- En el PI 2025-2029, Luz del Sur solicitó el retiro de la Baja de la línea L-657 (con excepción del tramo comprendido entre las estructuras E07 y E11) y de las celdas en 60 kV de las SETs Santa Rosa Antigua y Huachipa previstas para el año 2023 en el PI 2021-2025. Dicha solicitud fue aprobada preliminarmente en la etapa de Prepublicación (13/02/2024) y ratificada en la Publicación del PI 2025-2029 (10/06/2024), como se muestra a continuación:

Bajas retiradas de la programación del Plan de Inversiones 2021-2025 – Área de Demanda 7

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

Referencia: Informe N° 437-2024-GRT.

Con dicho antecedente, en base a los resultados de la Prepublicación (ratificados en la Publicación) y con la finalidad de resolver la problemática de seguridad en el tramo comprendido entre las estructuras E07 y E11 de la línea L-657, el 16 de febrero de este año se suscribió la Baja de dicho tramo aprobado en el PI 2021-2025. Respecto a los tramos que no fueron dados de Baja, actualmente se encuentran tensionados en vacío, hasta la construcción de un nuevo tramo subterráneo entre la E07 y E11, los cuales forman parte del proyecto “Reconfiguración de Líneas 60 kV hacia SET Santa Anita”, conforme a lo aprobado en el PI 2025-2029.

Por lo tanto, se solicita que los tres Elementos antes indicados sean incluidos en el cálculo del Peaje.

- Con respecto a las Altas, en el siguiente cuadro se muestra el listado de Elementos del PI 2021-2025 ejecutados el 2024 y que a la fecha se encuentran en operación comercial, precisando aquéllas que ya cuentan con AVA suscritas y aquéllas cuyas AVA están en proceso de firma.

NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	Año	Fecha P/S	¿AVA?
Celda de Transformador 220 kV	SET MAT/AT SAN LUIS	2024	31/05/2024	Si
Celda de Transformador 60 kV	SET MAT/AT SAN LUIS	2024	31/05/2024	Si
Banco de Transformadores de Potencia (3*80MVA)	SET MAT/AT SAN LUIS	2024	31/05/2024	En proceso
Celda Alimentador 23kV	SET AT/MT VERTIENTES	2024	26/12/2024	En proceso
Celda Alimentador 10kV	SET AT/MT PROGRESO	2024	12/12/2024	En proceso
Línea Transmisión LIMATAMBO - SAN ISIDRO	Línea	2024	25/10/2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	26/11/2024	En proceso
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	26/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	27/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	27/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	26/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	27/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	28/11/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	04/12/2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	10/12/2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	19/12/2024	En proceso
Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	10/12/2024	En proceso
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	10/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	11/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	11/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	18/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	17/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	18/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	10/12/2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV - Tr1	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	24/12/2024	En proceso
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	19/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	23/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	20/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	19/12/2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	23/12/2024	En proceso

Con respecto a las Bajas aprobadas para el 2024, en el siguiente cuadro se muestra el listado de Elementos del SST que a la fecha ya no están operación comercial y cuyas Actas de Verificación de Baja (AVB) se encuentran en proceso de firma.

NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	Año	¿AVB?
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT LURÍN	2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso (*)
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN VICENTE	2024	En proceso
Celda de Transformador 10 kV - Tr1	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso

Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT SAN BARTOLO	2024	En proceso

[*] Se notificó en el proceso de suscripción de AVB, que la celda de medición 10 kV no fue reconocida en el SST, por lo que no corresponde solicitar su Baja.

Respecto a la Baja tarifaria de los siguientes Elementos mencionados en la observación:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Transformador TR2 25 MVA SET Monterrico	SET AT/MT Monterrico	7	2024
Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Santa Rosa Antigua	7	2023
Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Huachipa	7	2023

Precisamos que, dichas Bajas fueron retiradas del PI 2021-2025 mediante Resoluciones:

- Resolución N° 228-2022-OS/CD, el transformador en SET Monterrico.
- Resolución N° 112-2024-OS/CD e Informe N° 437-2024-GRT, las celdas 60 kV de la L-657.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por LDS, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, LDS ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritos en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

15.- Sobre los Elementos valorizados

Se verifica que en la hoja "SCT" de su archivo "F_500_Peajes.xlsx", LDS ha considerado Elementos dados de Alta correspondiente al PI 21-25, pero de los cuales no ha presentado sus respectivas Actas de Verificación de Alta (AVA). Al respecto, se solicita que LDS remita las AVA para validar y dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En la propuesta inicial, Luz del Sur incluyó en los cálculos a los Elementos del PI 2021-2025 ejecutados y en operación comercial hasta agosto de 2024, y cuyas Actas estaban en proceso de firma. En la propuesta definitiva se está manteniendo el mismo criterio, es decir, considerar los Elementos que estarán en operación comercial hasta fines del año 2024, incluyendo las Bajas donde corresponda. Adicionalmente, se adjunta a este informe las AVA y AVB suscritas a la fecha.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la propuesta de LDS considera los Elementos que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024, adicionalmente ha adjuntado sustento del estado de los Elementos y actas suscritas en cumplimiento de los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre el cálculo del CMA, Compensaciones y Fórmulas de Actualización

- 16.-** De acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, la determinación de las Compensaciones debe considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo de 2025. Se observa que, en la hoja "Datos" del archivo "F_500_Compens", LDS señala que el CMA ha sido actualizado con indicadores de marzo de 2025, mientras que en su informe se indica que la actualización corresponde a septiembre de 2024. En este contexto, LDS deberá realizar la actualización del CMA empleando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada, asegurando coherencia entre los documentos presentados.

Respuesta

Al respecto cabe indicar que, para la actualización del CMA, el artículo 28.3 de la NORMA TARIFAS establece lo siguiente, sobre los valores a considerar para los indicadores TC, IPM, Pcu y Pal:

TC: Tipo de cambio para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, tipo de cambio valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación.

IPM: Índice General al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

Pc = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú “Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)”.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt’s Metals Week.

(subrayado añadido)

Sobre dicha base normativa, para la actualización definitiva del CMA para el período 2025-2029 Osinergmin debe considerar los valores que serán publicados en marzo (Pcu y Pal) y abril (TC e IPM) de 2025. A modo de ilustración, a continuación se indican las fechas que consideró Osinergmin en la fijación última:

Antecedente: valores de TC e IPM considerados en proceso 2021-2025

Actualizado al 04/Abril/2021

Fecha del indicador ==>		Mes t-2	Mes t-2	Mes t-1	Mes t-1	Mes t-2
Ajuste	AI	Feb-2021	Feb-2021	Mar-2021	Mar-2021	Feb-2021
		IPAI	IPCu	TC (S./US\$)	IPM	IPM Pre Pago
4/04/2021	3/04/2021	1751,495519	297,916667	3,758	242,3788324	238,5414814

Antecedente: valores de Pcu y Pal considerados en proceso 2021-2025

Actualizado al 04/Marzo/2021

Fecha del indicador ==>		Mes t-2	Mes t-2	Mes t-1	Mes t-1	Mes t-2
Ajuste	AI	Ene-2021	Ene-2021	Feb-2021	Feb-2021	Ene-2021
		IPAI	IPCu	TC (S./US\$)	IPM	IPM Pre Pago
4/03/2021	3/03/2021	1716,012827	287,416667	3,651	238,5414814	236,0255952

En cuanto a sus propuestas inicial y final, para la actualización del CMA Luz del Sur ha considerado los valores vigentes al momento de sus presentaciones; es decir, los publicados en los meses de setiembre y diciembre de 2024, respectivamente. Ver mayor explicación al respecto en la respuesta a la observación N° 13.

Respecto a que en la hoja “Datos” del archivo “F_500_Compens”, LDS señala que el CMA ha sido actualizado con indicadores de marzo de 2025, mientras que en su informe se indica que la actualización corresponde a septiembre de 2024, se trata de un error material de edición que no altera los resultados del cálculo. En el texto del informe correspondiente a la propuesta definitiva se ha efectuado la corrección correspondiente, habiendo considerado en los cálculos los valores vigentes a la fecha de su presentación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de LDS se ha verificado inconsistencia entre los argumentos vertidos en su respuesta a esta observación y los datos presentados por LDS en la hoja “Datos” del archivo “F_500_Compens_LevObs.xlsm”. Esto es, LDS menciona, por un lado, que para la toma de los valores de los indicadores se debe recurrir a publicaciones de Osinerghmin de dos periodos correlativos de acuerdo con el indicador, lo cual es cierto. Mientras que, por otro lado, en la hoja “Datos” del archivo referido (ver cuadro siguiente), LDS ha consignado valores incorrectos de indicadores para el mes de noviembre 2024 como se advierte a continuación:

1) Actualización del CMA SSTG o SSTGD				
Fecha	TC	IPM	Pc	Pal
Mar-09	3,161	191,563	265,984	2240,720
Mar-13	2,589	207,345	360,659	2010,418
Mar-17	3,249	223,923	225,333	1627,707
Mar-21	3,758	242,379	287,417	1716,013
Nov-24	3,775	276,958	409,417	2354,717

- TC: 3,775. Este valor es del mes de octubre 2024. En su lugar debe ser 3,745.
- IPM: 276,958. Este valor es del mes de octubre 2024. En su lugar debe ser 277,8337.
- PCu: 409,417. Este valor debe ir consignado en el mes de diciembre 2024. En su lugar debe ser 403,333.
- PAI: 2354,717. Este valor debe ir consignado en el mes de diciembre 2024. En su lugar debe ser 2323,347.

Conclusión

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

- 17.- Con relación a los indicadores TC, IPM, PCU y PAL, LDS debe precisar la fuente de los índices empleados, corroborar los valores registrados en su archivo de cálculo y, si es necesario, realizar las rectificaciones pertinentes. Por lo tanto, LDS debe incorporar la fuente de los indicadores macroeconómicos.

Respuesta

La fuente utilizada para la obtención de los referidos indicadores macroeconómicos es aquélla publicada en la web de Osinerghmin, la misma que puede ser consultada en el siguiente link:
<https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=IND>

Hacemos notar que para cada uno de los indicadores, Osinerghmin en su página web considera las fuentes que se indican en la NORMA DE TARIFAS (Superintendencia de Banca y Seguros, INEI, Bolsa de Metales de Londres, revista Platt’s Metals Week, etc.) motivo por el cual consideramos la información de Osinerghmin como una fuente válida para la obtención de los indicadores.

Los valores extraídos de dicha fuente, mes a mes, se encuentran consignados en la hoja "Indicadores" del archivo "F_500_Peajes.xlsm" de las propuestas inicial y definitiva que ha presentado Luz del Sur.

Ver más detalles al respecto en las respuestas a las observaciones 13 y 16.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de LDS, se verifica que en la hoja "Indicadores" del archivo "F_500_Peajes_LevObs.xlsm" ha consignado la fuente de información de los indicadores tomados. Sin embargo, la toma de los datos es incorrecta como se detalla en el análisis de las respuestas a las observaciones 13 y 16.

Conclusión

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

- 18.-** Las celdas de la hoja de cálculo del archivo "F_500_Compens" presentada por LDS deben estar formuladas para garantizar la trazabilidad y verificación de los cálculos. Por ejemplo, en la hoja "F-305-LDS", las celdas correspondientes al COyM aparecen como valores fijos y no formulados. En este contexto, LDS, en su propuesta reformulada, debe corregir este caso y cualquier otro similar que se presente.

Respuesta

Tener en cuenta que los Elementos bajo observación corresponden a celdas de 60 kV de generación. En ese sentido, los costos de inversión, COyM, CMA y los porcentajes de asignación de pago consignados en la hoja "F-305-LDS" contienen valores que se fijaron por única vez en el proceso tarifario del periodo 2009-2013, y constituyen valores base. En consecuencia, posterior a dicha fijación sólo corresponde su actualización, mas no la revisión de los mismos. Por tal motivo, dichos valores base han sido mantenidos en los procesos 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, con la conformidad de Osinergmin.

No obstante, lo antes indicado, en la propuesta reformulada se está incluyendo las fórmulas respectivas para calcular el COyM y CMA. Respecto a la trazabilidad de los costos de inversión, el detalle de cálculo se encuentra en los archivos que sustentan la Resolución N° 101-2010-OS/CD, correspondientes a la fijación del periodo 2009-2013.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 19.-** Se ha verificado que los valores del CMA, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 3.1, los valores de la compensación mensual no muestran dos decimales. En ese contexto, LDS debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Cabe aclarar que lo mencionado por Osinergmin no se trata de un asunto de inconsistencia sino de redondeo. Así, en la propuesta reformulada se ha realizado las actualizaciones que corresponden y se ha verificado el cumplimiento de los números de decimales, de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS. Para el caso particular de la Compensación Mensual (CM), los valores resultantes están redondeados sin decimales.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Sobre el Formato F-500 (Peajes)

- 20.-** En relación con el Ingreso Tarifario en la hoja 'Aux-IT' del archivo "F_500_Peajes.xlsm", LDS considera los ingresos tarifarios utilizados en la Fijación de peajes para el periodo 2021-2025; por lo tanto, LDS debe actualizar los valores para el periodo 2025-2029.

Respuesta

No corresponde a LDS actualizar ningún "Ingreso Tarifario", porque no intervienen en los cálculos de su propuesta.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de LDS, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de LDS, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**21.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 7.

Se requiere, por lo tanto, que LDS presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

En atención a lo solicitado, se adjunta el Informe Final, el cual contiene la propuesta de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT de LDS. Esta versión incluye las correcciones y/o precisiones detalladas en el presente documento de respuesta a las observaciones que ha formulado Osinerghmin, así como los sustentos respectivos en base a la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de LDS, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa REP

Observaciones Generales

1.- Observación

Cabe indicar que el Estudio de Peajes y Compensaciones comprende la determinación del Peaje por Área de Demanda (AD)/Empresa/Nivel de Tensión; por lo que, se debe considerar la información completa para los cálculos. En ese sentido, se solicita que REP actualice y/o corrija las estimaciones y los procesos correspondientes a la determinación del Peaje y Compensaciones - considerando el Gráfico 2 del numeral 5.1 de la NORMA TARIFAS - así como los cuadros presentados en su informe "INFORME ISA SST-SCT 2024.pdf" con la finalidad de dar cumplimiento al numeral 5.11 y subnumeral 5.11.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

REP, actualizó las estimaciones, procesos y cálculos para la determinación del Peaje y Compensaciones, según al área de demanda a la que corresponden sus instalaciones cumpliendo con lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que REP absolvió la observación.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda eléctrica (energía) correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante, PI 2025-2029). Al respecto, REP debe sustentar y justificar las diferencias de los valores presentados; caso contrario, deberá actualizar y/o corregir donde corresponda con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 23° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

REP, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REP, se observa que las demandas a nivel de cada sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

La proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2025-2029, utilizada en el cálculo de los peajes para las Área de Demanda 1, 2, 5, 6, 7, 8, 11 y 15, no corresponde con la demanda eléctrica del PI 2025-2029. Al respecto, REP debe sustentar y justificar

las diferencias de los valores presentados; caso contrario, deberá actualizar y/o corregir donde corresponda con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 23° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

REP, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REP, la observación de que los valores de la demanda para el periodo 2025-2029 no coinciden con la demanda del PI 2025-2029 se sigue manteniendo.

Conclusión

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

4.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la determinación del Factor de Actualización (FA) del CMA de SSTD y SCTD, estos deben considerar los últimos valores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta reformulada con la finalidad de cumplir con lo establecido en el numeral 28.3 en la NORMA TARIFAS. Asimismo, en numeral 24.3 de la NORMA TARIFAS, indica que el CMA de todas las instalaciones, así como el de las Altas y Bajas, se actualizan al último día hábil de marzo del año de la fijación tarifaria, que para el presente proceso regulatorio corresponderá al 31 de marzo de 2025. Sin perjuicio de lo indicado, REP debe actualizar el CMA con los últimos valores disponibles de los indicadores, vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta reformulada.

Respuesta

REP, actualizó preliminarmente la información de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos F-500 de las distintas áreas de demanda se verifica que REP ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

5.- Observación

REP ha incluido nuevos Elementos en la lista de "SCT" pertenecientes al proyecto de Ampliación 21 en los archivos de la carpeta "04 PEAJES" para las Áreas de Demanda 7 y 8; e indica que entrará con fecha POC el 13/02/2025. Al respecto, una vez puesto en

operación comercial, se solicita que REP presente como sustento la respectiva Acta de Puesta de Operación Comercial (POC) para su revisión, y de ser el caso su consideración para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 24.10 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

REP, presentará el Acta de Puesta de Operación Comercial de la Ampliación 21, una vez que entre en operación comercial.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, hasta la fecha de cierre de la prepublicación, REP no ha remitido el Acta de POC de la Ampliación 21. Cabe señalar que, mediante el Oficio N° 0219-2025-MINEM/DGE del 04 de febrero de 2025, el MINEM informó a Osinergmin que REP solicitó ampliación de plazo para la fecha POC de la Ampliación 21.

En consecuencia, la Ampliación 21 no será considerada en la presente fijación de peajes hasta que cuente con su Acta de POC.

Conclusión

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

6.- Observación

REP en la Audiencia Pública manifestó que la "Ampliación 21" correspondería ser asignada a las Áreas de Demanda 7 y 8; sin embargo, en su Informe no indica ni sustenta dicha manifestación. Por otra parte, en los archivos de peajes del Área de Demanda 7 y 8, aparecen partes de los Elementos que corresponden a dicha instalación; mientras que, en los archivos de Ingreso Tarifario la instalación es asignada al Área de Demanda 15. Por lo tanto, se solicita que REP en su informe indique, justifique y argumente el criterio de consideración utilizado para asignar a dicha instalación el Área de Demanda que le correspondería.

Respuesta

REP, en la actualización de su propuesta incluye los Elementos de la Ampliación 21 en el área de demanda 15, basándose en el criterio adoptado por Osinergmin con otras ampliaciones puestas en operación, tales como 2, 6, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16 y 18.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, es importante señalar que uno de los criterios adoptados por Osinergmin en su momento fue que, en el caso de ampliaciones cuya asignación de responsabilidad de pago no recae exclusivamente en la demanda, debía asignarse al Área de Demanda 15.

Para el caso de la Ampliación 21, según los cálculos preliminares determinados por REP, la asignación a la demanda es del 97.4%. Por lo tanto, siguiendo los criterios de fijaciones anteriores, corresponde su asignación al Área de Demanda 15

Conclusión

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

7.- Observación

REP en el archivo hoja "Resumen (US\$)" del archivo "F-500_IT_A15(P)", ha estimado los valores de Ingresos Tarifarios en su carpeta "06 INGRESOS TARIFARIOS" para 11 empresas; sin embargo, en los archivos de la carpeta "04 PEAJES" solo considera los Ingresos Tarifarios de 10 empresas, no habiendo una correspondencia. Al respecto, se solicita a REP revisar y/o corregir según corresponda.

Respuesta

Mencionamos que la observación de Osinergmin no es correcta o precisa, de la revisión de los archivos remitidos comprobamos que hemos estimado valores de ingresos tarifarios para 10 empresas. De igual forma, indicamos que se ha revisado y actualizado los valores resultantes de los ingresos tarifarios respectivos.

Análisis de Osinergmin

REP ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 15; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, REP no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

8.- Observación

REP no ha presentado los resultados y cálculos relacionados con la determinación de los Factores de Pérdidas Medias asociadas a las Áreas de Demanda donde cuenta con instalaciones de transmisión. Al respecto, es necesario se presenten dichos cálculos, para lo cual, se deberán considerar los criterios y metodología establecidos en los Artículos 19°, 20° y 21° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se están presentando los resultados y cálculos en el directorio \\07 FACTOR DE PÉRDIDAS\.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la PROPUESTA FINAL de REP y se verifica que la empresa ha subsanado parcialmente la observación indicada, toda vez que, no presenta resultados y cálculos relacionados con la determinación de los Factores de Pérdidas Medias asociadas al Área de Demanda 11.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

9.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

REP en la carpeta "REP.zip\REP\04 PEAJE" presentó 11 archivos de cálculo para los cuales en cada uno se consignó información de demanda del Formato F-501. De la revisión efectuada, se verificó que REP ha presentado los "Registros Mensuales de Energía del Año Representativo" para las Áreas de Demanda 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 15; los cuales no coinciden con la demanda del año representativo 2022 del PI 2025-2029.

Cabe indicar que, para desagregar la demanda anual a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 para el caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 para el caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para las empresas públicas (Adinelsa, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina, Seal) unos factores de expansión de pérdidas de distribución que no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Adicionalmente, se observa que los valores presentados en el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_REP.xlsm" para el nivel de tensión en MT son diferentes a los valores consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx".

Por tanto, se solicita a REP revisar, actualizar y/o corregir en los archivos que correspondan.

Respuesta

REP, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REP, la observación de que los valores de demanda del año 2022 a nivel de sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, persiste.

Conclusión

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

10.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por REP en el Formato F-503 no coincide con la demanda del PI 2025-2029 para las Áreas de Demanda 1, 2, 5, 6, 7, 8, 11 (proyección de demanda del año 2029) y 15.

En ese sentido, es necesario que REP sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

REP, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de REP, la observación de que la información presentada por REP en el Formato F-503 no coincide con la demanda del PI 2025-2029, se mantiene.

Conclusión

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

11.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

Considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se ha realizado la revisión del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" presentado por REP, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT, para lo cual se ha encontrado las siguientes observaciones:

- a) REP ha calificado la demanda de las barras "LA NIÑA-220", "VIZCARRA-220", "CACHIMAYO-138" y "SAN GABÁN-138" en DMAT B; sin embargo, se verifica que dichas barras son Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT, correspondiendo la calificación en DMAT A.
- b) REP ha calificado en DAT B, la demanda de las barras "MOTIL-33", "SANTIAGO DE CAO-34.5", "INGENIO-33", "MILPO-50", "PARAGSHA-50", "UCHUCCHACUA-50", "MIRADOR-60", "LOMERA-60", "MALVINAS-60", "BALNEARIOS-60" e "INDUSTRIALES-60", las cuales no corresponde con la calificación asignada en el proceso anterior de fijación de peajes y compensaciones. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.
- c) REP ha calificado en DMAT B, la demanda de la barra ANTAGASHA-50; sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.
- d) REP ha calificado DAT A, la demanda de la barra ZAPALLAL-60 la cual no corresponde con la calificación asignada en el proceso anterior de fijación de peajes y compensaciones. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada, caso contrario argumentar y/o justificar la calificación adoptada.
- e) REP ha calificado en DMT, la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30; sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se solicita revisar y/o corregir donde corresponda; caso contrario sustentar y justificar.

Por tanto, REP debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas en todos los archivos de cálculo de peajes presentados como parte de su Propuesta, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

REP, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de REP, se verifica lo siguiente:

- a) Ha corregido la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 a DMAT A.

- b) No ha presentado el análisis y resultados de la calificación de las barras observadas.
- c) Ha corregido la demanda de la barra ANTAGASHA-50 a DAT B.
- d) Ha corregido la demanda de la barra ZAPALLAL-60 a DAT B.
- e) Ha corregido la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 a DAT A.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Fórmulas de Actualización, Ingreso Tarifario y Peajes

12.- Sobre los nuevos Elementos SCT (Ampliación 21)

REP ha considerado parte de los Elementos de la Ampliación 21 en la lista de los "SCT" correspondientes a los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_7_REP.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8_REP.xlsm". Al respecto, y considerando la observación general 6) - *realizada sobre este tema* - se solicita que REP revise, actualice y/o corrija según corresponda.

Respuesta

Se actualizó la información, según lo indicado en la respuesta a la observación general 6).

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que únicamente en el archivo '05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_REP.xlsm' se están considerando las instalaciones de la Ampliación 21, lo cual es consistente con el análisis desarrollado para la observación general 6.

Conclusión

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

13.- Sobre el archivo de valorización de la Ampliación 21

- a) En la columna "AC" de la hoja "F-305" del archivo "F-300-400 2024 REP.xlsm", correspondiente a la valorización de los Elementos de la Ampliación 21, se identifica que REP relaciona todos los Elementos de la Ampliación 21 en el Área de Demanda 7, no encontrándose una correspondencia - para fines de trazabilidad - con los archivos de su carpeta "PEAJES" en donde considera una parte de los Elementos en el "AD7" y "AD8". Al respecto, se solicita a REP corregir los archivos en donde corresponda.
- b) Se verifica que para la valorización del tercer circuito "LT 220 kV Chilca - Independencia", REP considera el código modular de una doble terna. Al respecto, se solicita que REP argumente el motivo y/o sustento de considerar el código modular de doble terna.
- c) En el archivo "F_500_Compensaciones" se indica que la demanda tiene asignada una responsabilidad de pago de 3.68% y la generación de 96.32%, valores que son coherentes con los indicados en la hoja "F-104" del archivo "1. Plantilla_Ampliación21". Sin embargo, estos difieren de los valores registrados

en la hoja "F-104" del archivo "I. F-100_Ampliación21", donde la demanda tiene asignada una responsabilidad de pago de 7.08% y la generación de 92.92%. Asimismo, se ha verificado que los valores de las hojas "F-101" y "F-102" de los archivos "I. Plantilla_Aplicación21" y "I. F-100_Aplicación21" también presentan discrepancias. En este contexto, REP debe recalcular y corregir estas inconsistencias a fin de garantizar la coherencia entre los valores en los archivos de cálculo presentados.

d) Se verifica que en los archivos de entrada del modelo PERSEO 2.0 y en las hojas de cálculo presentadas como sustento para la asignación de responsabilidad de pago de la Ampliación 21, REP no ha actualizado la titularidad de algunas centrales de generación. Por ejemplo, considera a ENEL GENERACIÓN como titular de las centrales Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní, pese a que la titular actual es ORYGEN PERU S.A.A. En este contexto, REP debe actualizar la titularidad de todas las centrales de generación a fin de garantizar la precisión de la información presentada.

Respuesta

Se actualizó la información, según lo indicado en la respuesta a la observación general 6).

Según lo establecido en el numeral 3 del Anexo 1 de la Vigésima Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante, Ampliación N° 21) en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR", el Tercer circuito Chilca - Independencia 220 kV compartirá estructuras de las líneas L-2091 (Chilca - Desierto) y L-2208 (Desierto - Independencia), por lo que hemos valorizado la línea con un módulo de línea doble terna, al que hemos retirado los valores asociados a las torres, el mismo que hemos presentado en nuestra propuesta inicial en la pestaña "LT 220COR0TAD0C1600A SIN TA" del archivo "F-300-400 2024 REP.xlsm".

[illegible]

REP, revisó y actualizó estos porcentajes con los nuevos cálculos.

REP, revisó y actualizó la titularidad de las centrales de generación.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que REP ha actualizado la valorización del proyecto "Ampliación 21".

Sin perjuicio de lo mencionado, la valorización realizada no ha considerado las características y equipamientos del Acta de Puesta en Servicio, ello debido a que a la fecha no se ha suscrito el acta de puesta en operación.

Conclusión

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

14.- Sobre el CMA de los SST

Con relación a la titularidad de la línea L-1028 la cual, según refiere en el Anexo 7 de su ESTUDIO, es de titularidad de Southern y no de REP, se le requiere presentar información adicional, como documentos, correos, cartas, entre otros medios probatorios vinculados a la concesión de Titularidad de REP otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, que permita sustentar que REP no ha sido el Titular, no ha tenido a su cargo la operación y mantenimiento, y tampoco posee ningún derecho establecido contractualmente para ser remunerado por la referida instalación. Asimismo, se solicita a su representada confirmar si en los periodos regulatorios anteriores al de la presente fijación tarifaria ha percibido alguna remuneración por dicha instalación y, de ser el caso, se solicita que remita un cuadro resumen con los montos percibidos anuales (facturados) desde que percibió ingresos por el servicio de Transmisión del SST de la "L-1028". También se le requiere precisar si ha efectuado alguna coordinación con la empresa Southern para subsanar el error que indica se ha cometido.

Respuesta

Con relación a la titularidad de la línea L-1028, precisamos que dicha instalación está a cargo de la empresa Cerro Verde. Adjuntamos la información correspondiente sobre la titularidad y operación de dicha línea de transmisión (LT).

Documentación de la Titularidad: • Adjuntamos un extracto del Anexo 2 del Contrato de Concesión ETECEN – ETESUR, en el cual no figura dicha LT (L-1028) como bien de la concesión de REP.

Fig. 1. Extracto del Anexo 2 del Contrato ETECEN - ETESUR

ANEXO N° 2							
BIENES DE LA CONCESION							
2.2. ETESUR							
2.2.1. LINEAS DE TRANSMISION							
N°	CODIGO	DE	A	TENSION (KV)	N° DE TERNAS	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (MVA)
1	L-1005	Quencoro	Tintaya	138	1	186,58	90
2	L-1006	Tintaya	Ayaviri-Azángaro	138	1	127,9	90
3	L-1007	Cachimayo	Abancay	138	1	94,7	90
4	L-1008	Tintaya	Callalli	138	1	90,4	110
5	L-1011	Azángaro	Juliaca	138	1	78	90
6	L-1012	Juliaca	Puno	138	1	37	80
7	L-1020	Callalli	Santuario	138	1	89,2	110
8	L-1021 / 1022	Santuario	Socabaya	138	2	55,0	135
9	L-1023 / 1024	Socabaya	Cerro Verde	138	2	21,6	95
10	L-1025	Moquegua	Toquepala	138	2	77,4	135
11	L-1026	Toquepala	Aricota	138	1	35	70
12	L-1029	Cerro Verde	Repartición	138	1	48,5	90
13	L-1030	Repartición	Mollendo	138	1	41,5	90
14	L-1004	Quencoro	Dolorespata	138	1	8,3	72

Fuente: Anexo 2 del Contrato ETECEN - ETESUR

Incluimos copias de documentos del COES que indican que la L-1028 está a cargo de Cerro Verde, así como un archivo Excel del Programa de Mantenimiento Anual (fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgManten/ProgAnual>), donde se señala que el responsable de dicha LT es Cerro Verde.

Fig. 2. Extracto del Repositorio del Programa Anual de Mantenimiento, en el COES

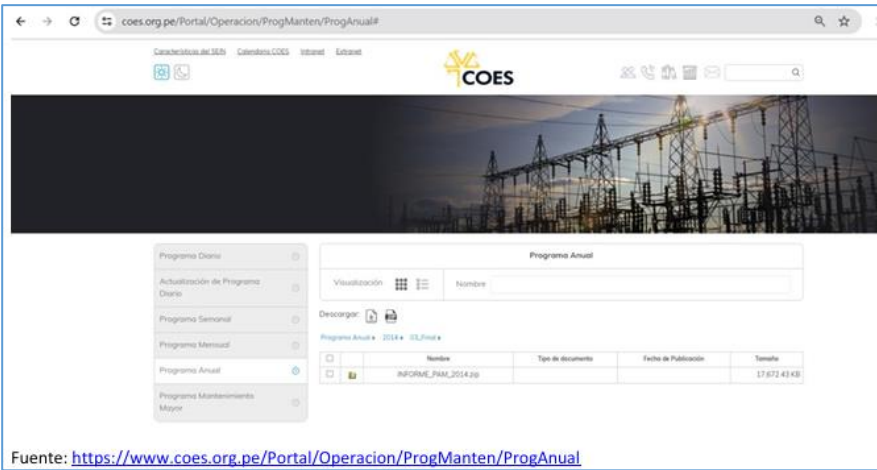


Fig. 3. Extracto del Repositorio del Programa Anual de Mantenimiento, en el COES

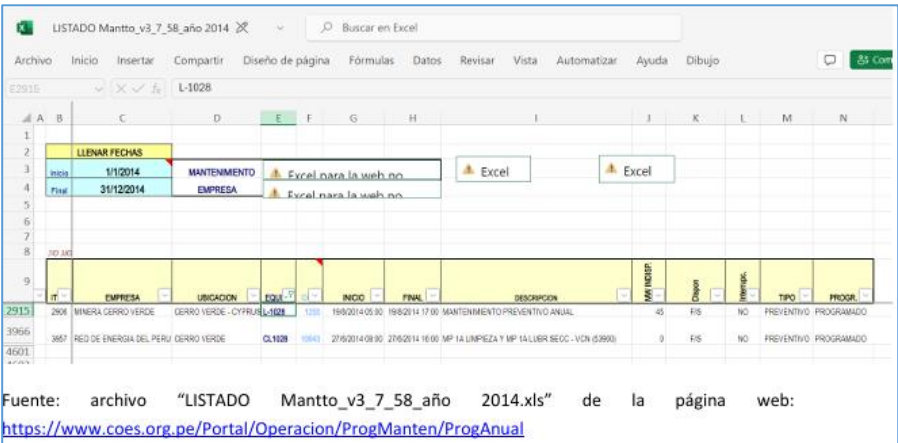
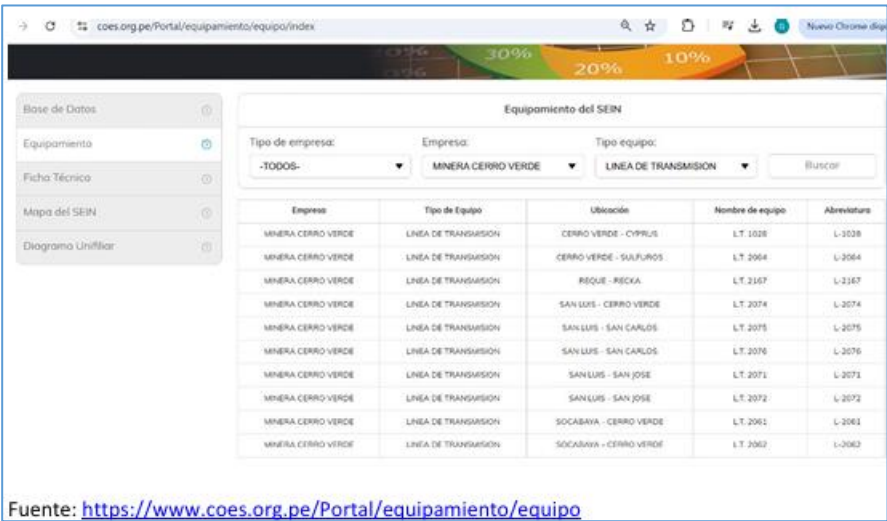


Fig. 4. Extracto del Repositorio de listado de equipamiento del SEIN, en el COES



Remuneración en Periodos Regulatorios Anteriores:

- De acuerdo con la regulación de los SST, la asignación de las alícuotas o proporciones de los peajes a las instalaciones SST solo se realizó únicamente para prorratear el Costo Medio Anual (CMA) total de las instalaciones, dado

que el derecho remunerativo era por todo el CMA asignado por el área de demanda y su respectivo titular correspondiente.

- Entendemos que, debido a un error involuntario, se asignó incorrectamente una alícuota a la instalación L-1028 a REP. Al corregir ese error, es necesario reasignar las alícuotas del CMA total a las instalaciones que corresponden legítimamente a REP.
- Por lo tanto, no procede la ejecución o realización de ninguna Baja o reducción tarifaria, ya que se debió a un error de repartición y debe mantenerse el derecho de retribuir el CMA total.
- REP no ha cobrado ni se ha beneficiado por un ingreso adicional por la L-1028, únicamente ha recibido la Remuneración Anual (RA) conforme lo establece su contrato. Por lo tanto, no ha percibido ninguna remuneración o beneficio por la línea L-1028 en periodos regulatorios anteriores.

Por lo tanto, se solicita que se retire la denominación de REP a la instalación correspondiente a la L-1028 en los archivos de cálculo y otros documentos relacionados.

Sin embargo, en el caso que Osinerghmin considere establecer una reducción en los peajes, también deberá contemplar una restitución por el mismo monto, debido a que la asignación se debió a un error en la asignación de las alícuotas realizada por Osinerghmin.

Finalmente, indicamos que REP no ha sido el titular, no ha tenido a su cargo la operación y mantenimiento de la L-1028, y no posee ningún derecho contractual para ser remunerado por la instalación. Asimismo, no corresponde la realización de una Baja o descuento tarifario; en caso contrario, Osinerghmin deberá restituir un monto igual a REP dado a que esto se debió a un error de la administración.

Análisis de Osinerghmin

REP aclara que la titularidad línea L-1028 es de la empresa Cerro Verde (en la prepublicación indicó que era de la empresa Southern), para lo cual envía sustentos donde en la página web del COES se verifica que dicha instalación es de propiedad de Cerro Verde.

Tipo de empresa:	Empresa:	Tipo equipo:		
USUARIO LIBRE ▼	MINERA CERRO VERDE ▼	LINEA DE TRANSMISION ▼	Buscar	

Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
MINERA CERRO VERDE	LINEA DE TRANSMISION	CERRO VERDE - CYPRUS	L.T. 1028	L-1028

En consecuencia, se puede inferir que esta instalación no es de titularidad de REP, en tanto es Cerro Verde quien está asumiendo las responsabilidades de su operación y mantenimiento frente al COES. En ese sentido, corresponde retirarla de la lista de SST y proceder con el recálculo de las alícuotas.

Cabe señalar que las instalaciones del SST son remuneradas por área de demanda y empresa bajo el concepto de un Sistema Económicamente Adaptado. Por lo tanto, la modificación de la lista de Elementos del SST no debe alterar el CMA, salvo en los casos en los que las instalaciones sean dadas de Baja.

Por último, la asignación de alícuotas de los SST que realizó Osinerghmin en la primera fijación de peajes para el periodo 2009-2013 se basó en la información proporcionada por las propias empresas. En consecuencia, REP debió advertir previamente sobre

este caso, dado que desde esa oportunidad estaba considerando la instalación como parte de sus activos

Conclusión

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

15.- Actualización del CMA SSTD y CMA SCT

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación tarifaria. Al respecto, se verifica que REP ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, REP debe efectuar la actualización de los CMA_{SSTD} y CMA_{SCTD}, para tal efecto debe utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

REP, actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos F-500 de las distintas áreas de demanda se verifica que REP ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

16.- Sobre los Ingresos Tarifarios (IT)

- a) REP ha presentado información correspondiente a los Ingresos Tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 15; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deben considerar - en los cinco años de proyección - información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, y demanda ; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros y presentar la fuente de información como sustento.
- b) Al respecto, se solicita que REP presente los cálculos relacionados con los Ingresos Tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22° de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario que actualicen los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos Ingresos Tarifarios (PERSEO, entre otros).
- c) Se verifica que, REP en su archivo "F-500_IT_A15(P).xlsm" - ubicado en la carpeta "06 INGRESO TARIFARIO" - determina un valor de Ingreso Tarifario para el proyecto de Ampliación 21; sin embargo, a dicha Ampliación la cataloga como parte del Área de Demanda 15, generándose una

inconsistencia con los archivos: i) "05-Tarifas-Rev_2025_2029_7_REP.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8_REP.xlsm"; y ii) "F-300-400 2024 REP.xlsm". Al respecto, se solicita que REP revise y/o corrija en donde corresponda.

- d) En el archivo "F-500_IT_A15(P).xlsm", hoja "IT" se verifica que REP ha agregado y fijado un Ingreso Tarifario al Elemento "Moquegua 220 kV – Tacna 220 kV" (Transmisión MAT) asociado a la empresa TESUR 3; sin embargo, se verifica que según el Contrato de Concesión SCT la instalación asociada a TESUR 3 es la "LT 220 kV Montalvo – Los Héroes (Tacna)" que entró en POC el año 2020. En ese sentido, considerando lo establecido en el numeral 22.1 de la NORMA TARIFAS, se verifica que la Barra "Montalvo 220 kV" no ha sido considerado como "Barra de Referencia de Generación" para la cual se haya fijado un "Precio en Barra" en el último proceso regulatorio de Tarifas en Barra 2024. Al respecto, se solicita que REP argumente o justifique las razones por las cuales ha considerado dicho Elemento para la determinación de "Ingreso Tarifario", caso contrario deberá actualizar y/o corregir en los archivos e informe, según corresponda.

Respuesta

REP, revisó y actualizó la información según lo indicado en la observación.

Se presentan los cálculos relacionados con los Ingresos Tarifarios y se actualizó los formatos.

Se actualizó la información, según lo indicado en la respuesta a la observación general 6).

REP, corrigió y recalculó el Ingreso Tarifario sin incluir a las instalaciones de TESUR 3

Análisis de Osinergmin

REP ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 15; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024.

En consecuencia, REP no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la Presentación del Informe

- 17.- En el informe "01. Informe SST 2025-2029 REP.pdf", se solicita a REP que en su numeral 9 "Ingreso Tarifario" describa los criterios, argumentos y fuentes de información que ha considerado para la determinación de los "Ingresos Tarifarios"; así como, los criterios y justificaciones que ha considerado al agregar dos Elementos adicionales – con respecto a la Fijación de Peajes y Compensaciones 2021-2025 – para la fijación de su Ingreso Tarifario.

Respuesta

En el numeral 9 se describen los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con lo descrito esto es concordante con el artículo 22 de la NORMA TARIFAS que dispone las consideraciones para el cálculo de los ingresos tarifarios.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Compensaciones y Fórmulas de Actualización del SSTG

- 18.-** Según lo establecido en la NORMA TARIFAS, la determinación de las Compensaciones requiere considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo de 2025. En este sentido, se verifica que REP ha actualizado el CMA con indicadores correspondientes a agosto de 2024. No obstante, deberá realizar una actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada.

Respuesta

REP, actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que REP, ha actualizado con la información disponible a la fecha, no obstante, en la prepublicación se deberá actualizar con la información a marzo 2025.

Conclusión

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

- 19.-** Con relación a los indicadores TC, IPM, PCU y PAL, REP debe precisar la fuente de los índices empleados, corroborar los valores registrados en su archivo de cálculo y, si es necesario, realizar las rectificaciones pertinentes. Por lo tanto, REP debe incorporar la fuente de los indicadores macroeconómicos.

Respuesta

Los indicadores empleados son los publicados por OSINERGMIN en su página web – Pliegos Tarifarios categoría: Indicadores Macroeconómicos y Precios de los Combustibles, en esta ocasión hemos empleado los publicados al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de la hoja “Indicadores” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_REP.xlsm”, por ejemplo, considerándose que adjuntó otros 10 archivos con información similar de cada una de las Áreas de Demanda en la que tiene concesión, se verifica que REP ha consignado el nombre de la fuente y que ha considerado los valores a noviembre de 2024, siendo esa información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final. Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323.3473 como se aprecia en la referencia del siguiente enlace: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/2%20IND04I12024%20R.pdf

Conclusión

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

- 20.-** En la hoja "Datos" del archivo "F_500_Compensaciones", se observa que las celdas "B18", "B19", "B20" y "B21" contienen la información "Mar-25", lo que sugiere que los parámetros fueron actualizados a marzo de 2025. Sin embargo, en el informe se señala que dichos parámetros corresponden a una actualización realizada a agosto de 2024. En este contexto, REP deberá realizar la actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada, garantizando coherencia entre los documentos presentados.

Respuesta

REP, actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 21.-** Las celdas de la hoja de cálculo del archivo "F_500_Compensaciones" presentada por REP deben estar formuladas para garantizar la trazabilidad y verificación de los cálculos. Por ejemplo, en las hojas "F-305-REP", "F-305-REP (D)" y "F-305-REP(Adendas)", las celdas correspondientes al COyM aparecen como valores fijos y no formulados. En este contexto, REP, en su propuesta reformulada, debe corregir este caso y cualquier otro similar que se presente.

Respuesta

REP utiliza las hojas de cálculo publicadas por OSINERGMIN, las que contienen macros para calcular las diferentes pestañas.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 22.-** Se ha verificado que los valores del CMA, COyM, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 1.1-1, 6.1-1 y 6.1-2 los valores de la compensación mensual no muestran dos decimales. En ese contexto, REP debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Todos los cálculos para este caso se realizan en el archivo "F_500_Compensaciones", donde se puede verificar que los resultados se muestran con dos (02) decimales, lo mismo que en los otros archivos empleados, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. Los valores de los cuadros incluidos en el informe se sustentan de estos archivos con la particularidad que se encuentran redondeado al valor entero.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 23.-** Se verifica que REP no ha presentado los archivos de entrada y salida del Modelo PERSEO 2.0 ni las hojas de cálculo correspondientes a las Compensaciones Mensuales Asignadas a la Generación por el uso del SST GD REP para el período 2025-2029, aplicando el método de beneficios económicos. En este contexto, REP debe presentar los datos de entrada y salida del modelo, así como los archivos de cálculo, para permitir la verificación de los resultados presentados.

Respuesta

REP, en la carpeta "05 ASIGNACIÓN" presentó los archivos de entrada y salida del Modelo PERSEO los que se encuentran empaquetados. Para esta etapa también los presentaremos en la misma carpeta.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta**24.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular la determinación del CMA, Peajes, Compensaciones y sus Fórmulas de Actualización, cumpliendo con lo establecido en el numeral 5.11 y los criterios de la NORMA TARIFAS.

Se requiere, por lo tanto, que REP presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, incorporando a la misma los sustentos, información adicional y archivos electrónicos correspondientes, requeridos con base en la normatividad vigente.

Respuesta

REP, presenta una nueva versión de su propuesta.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que REP ha realizado actualizaciones, correcciones y modificaciones a la versión de su propuesta inicial; sin embargo, persisten algunas observaciones según los análisis previos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa TRANSMANTARO

Observaciones Generales

1.- Observación

Cabe indicar que el Estudio de Peajes y Compensaciones comprende la determinación del Peaje por Área de Demanda (AD)/Empresa/Nivel de Tensión; por lo que, se debe considerar la información completa para los cálculos. En ese sentido, se solicita que TRANSMANTARO actualice y/o corrija las estimaciones y los procesos correspondientes a la determinación del Peaje y Compensaciones - considerando el Gráfico 2 del numeral 5.1 de la NORMA TARIFAS - así como los cuadros presentados en su informe "INFORME ISA SST-SCT 2024.pdf" con la finalidad de dar cumplimiento al numeral 5.11 y subnumeral 5.11.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

CTM, actualizó las estimaciones, procesos y cálculos para la determinación del Peaje y Compensaciones, según al área de demanda a la que corresponden sus instalaciones cumpliendo con lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que TRANSMANTARO ha considerado lo solicitado en la actualización de su propuesta final.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda eléctrica (energía) correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante, PI 2025-2029). Al respecto, TRANSMANTARO debe sustentar y justificar las diferencias de los valores presentados; caso contrario, deberá actualizar y/o corregir donde corresponda con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 23° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de TRANSMANTARO se observa que las demandas a nivel de cada sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

La proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2025-2029, utilizada en el cálculo de los peajes para las Área de Demanda 5, 7 y 8, no corresponde con la

demanda eléctrica del PI 2025-2029. Al respecto, TRANSMANTARO debe sustentar y justificar las diferencias de los valores presentados; caso contrario, deberá actualizar y/o corregir donde corresponda con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 23° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TRANSMANTARO, la observación de que los valores de la demanda para el periodo 2025-2029 no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, se mantiene.

Conclusión

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

4.- Observación

En concordancia con lo indicado en la Norma Liquidación SST-SCT y el Contrato de Concesión SCT de TRANSMANTARO de las instalaciones SCTD con contratos, se debe considerar que para la actualización del CMA, el último dato definitivo del IPP (serie WPSFD4131). Al respecto, se verifica que TRANSMANTARO ha actualizado el CMA con el IPP disponible como definitivo a marzo 2024; por lo que, debe actualizar el CMA con el IPP definitivo disponible y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final, sin perjuicio de que al momento de la regulación se aplique lo indicado en la Norma Liquidación SST-SCT y/o en el Contrato de Concesión SCT.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó preliminarmente con el IPP definitivo disponible al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

En las hojas "Aux-FA" de los archivos F-500 correspondientes a las áreas de demanda donde TRANSMANTARO tiene instalaciones con Contratos SCT, se ha verificado que ha utilizado el valor definitivo de julio de 2024, el cual es el último indicador definitivo disponible a la fecha de entrega de la propuesta final.

Conclusión

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

5.- Observación

Asimismo, los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA de los SSTD y SCTD, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó preliminarmente la información de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los distintos archivos F-500 se verifica que TRANSMANTARO ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323,3473.

Conclusión

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

6.- Observación

TRANSMANTARO determina que el proyecto "Ampliación 21" le corresponde "Ingreso Tarifario" asignando a dicho proyecto en el Área de Demanda 15; no habiendo una correspondencia por lo indicado por REP en la Audiencia Pública, donde manifestó que la "Ampliación 21" (instalación de su responsabilidad) correspondería ser asignada a las Áreas de Demanda 7 y 8. Por lo tanto, teniendo en consideración que las empresas TRANSMANTARO y REP pertenecen al mismo grupo empresarial, se solicita que TRANSMANTARO coordine con REP para que determine si dicha instalación corresponde ser asignada al Área de Demanda 15 o no, y en base a ello actualice su propuesta.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó su propuesta considerando que REP incluyó la Ampliación 21 en el área de demanda 15.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que TRANSMANTARO ha considerado lo solicitado en su propuesta final.

Conclusión

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

7.- Observación

De acuerdo con el numeral 5.10.5 de la NORMA TARIFAS, corresponde que su propuesta incluya un capítulo sobre "Determinación de los Factores de Perdidas Medias e Ingresos Tarifarios". No obstante, de la revisión de su propuesta se evidencia que no ha presentado los resultados y cálculos relacionados con la determinación de tales factores asociadas a las Áreas de Demanda donde cuenta con instalaciones de transmisión. Por lo tanto, se requiere que en el respectivo informe a ser presentado incorpore un numeral donde describa los criterios, argumentos y fuentes de información que ha considerado para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias y de los Ingresos Tarifarios, teniendo en cuenta los criterios y metodología establecidos en los Artículos 19°, 20° y 21° de la NORMA TARIFAS. La presentación de esta información es de carácter obligatorio, sin perjuicio de que se comunique al área de supervisión y fiscalización la entrega de información incompleta y/o no conforme a las disposiciones normativas aplicables.

Respuesta

Se están presentando los resultados y cálculos en los directorios \\05 FACTOR DE PÉRDIDAS\ e \\06 INGRESO TARIFARIO\.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la PROPUESTA FINAL de TRANSMANTARO y se verifica que la empresa ha subsanado la observación indicada, dado que, presenta resultados y cálculos relacionados con la determinación de los Factores de Pérdidas Medias asociadas para las Áreas de Demanda 5, 7 y 8.

Respecto a los ingresos tarifarios, señalar que TRANSMANTARO ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, TRANSMANTARO no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas**Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica****8.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022**

TRANSMANTARO en la carpeta "CTM.zip\02-Enviar\03 PEAJE" presentó 3 archivos de cálculo para los cuales en cada uno se consignó información de demanda del Formato F-501. De la revisión efectuada, se verificó que TRANSMANTARO ha presentado los "Registros Mensuales de Energía del Año Representativo" para las Áreas de Demanda 5, 7 y 8; los cuales no coinciden con la demanda del año representativo 2022 del PI 2025-2029.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para las empresas públicas (Adinelsa, Electrocentro, Electrosur, Seal) unos factores de expansión de pérdidas de distribución los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, TRANSMANTARO debe revisar lo indicado y realizar las correcciones que correspondan.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TRANSMANTARO, la observación de que los valores de demanda del año 2022 a nivel de sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, se mantiene.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por TRANSMANTARO en el Formato F-503 no coincide con la demanda del PI 2025-2029 para las Áreas de Demanda 5, 7 y 8. Las diferencias encontradas se muestran en los siguientes cuadros:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 5					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	4 492 319	4 539 347	4 585 580	4 633 749	4 677 963
Demanda TRANSMANTARO	4 494 561	4 541 590	4 587 822	4 635 991	4 680 206
Variación (%)	+ 0,05%	+ 0,05%	+ 0,05%	+ 0,05%	+ 0,05%
Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 7					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	12 320 236	12 656 416	12 998 542	13 346 800	13 553 576
Demanda TRANSMANTARO	12 115 478	12 447 738	12 785 830	13 129 934	13 332 684
Variación (%)	- 2%	- 2%	- 2%	- 2%	- 2%
Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 8					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	4 469 160	4 594 016	4 707 668	4 800 640	4 852 500
Demanda TRANSMANTARO	3 787 645	3 884 596	3 982 937	4 065 074	4 109 215
Variación (%)	- 15%	- 15%	- 15%	- 15%	- 15%

En ese sentido, es necesario que TRANSMANTARO sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de TRANSMANTARO, la observación de que algunos valores de demanda no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, se mantiene. Por ejemplo, en el Área de Demanda 5, los valores anuales de demanda de los sistemas eléctricos de "Ayacucho" y "Huancaayo" no coinciden con los del PI 2025-2029.

Asimismo, en el caso de las Áreas de Demanda 7 y 8, se ha presentado los mismos valores de demanda observados en la PROPUESTA INICIAL.

Conclusión

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

10.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" presentado por TRANSMANTARO, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

- a) TRANSMANTARO ha calificado la demanda de las barras INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.
- b) TRANSMANTARO ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra es AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.
- c) TRANSMANTARO ha calificado la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 en DMT, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra es AT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.

Por tanto, TRANSMANTARO debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en todos los archivos de cálculo de peajes presentados como parte de su Propuesta, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

TRANSMANTARO, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, se verifica lo siguiente:

- a) No ha presentado el análisis considerado y resultados para la calificación de las barras observadas.
- b) Ha corregido la demanda de la barra ANTAGASHA-50 a DAT B.
- c) Ha corregido la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 a DAT A.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Fórmulas de Actualización, Ingreso Tarifario y Peajes

11.- Sobre los SCTD con Contratos

- a) Para instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el CMA debe actualizarse según la fórmula de actualización establecida en el respectivo contrato y/o en la Norma Liquidación SST-SCT, para la cual se debe tener en consideración la aplicación de los redondeos especificados en la referida norma.

- b) La información requerida para la liquidación anual debe ser presentada en los formatos, plazos y medios que señala la Norma Liquidaciones SST-SCT.

Respuesta

TRANSMANTARO, ha realizado y cumple adecuada con los cálculos e información solicitados en la NORMA TARIFAS, Norma Liquidaciones SST-SCT y sus propios contratos.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que TRANSMANTARO actualiza el CMA con los factores de actualización establecida en su contrato.

Conclusión

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

12.- Sobre los Ingresos Tarifarios (IT)

- a) TRANSMANTARO ha presentado información correspondiente a los Ingresos Tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deben considerar - en los cinco años de proyección - información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros y presentar la fuente de información como sustento.

Al respecto, se solicita que TRANSMANTARO presente los cálculos relacionados con los Ingresos Tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22º de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario que actualicen los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos Ingresos Tarifarios (PERSEO, entre otros).

- b) En el archivo "F-500_IT_A15(P).xlsm", hoja "IT" se verifica que TRANSMANTARO ha agregado y fijado un Ingreso Tarifario al Elemento "Moquegua 220 kV - Tacna 220 kV" (Transmisión MAT) asociado a la empresa TESUR 3; sin embargo, se verifica que según el Contrato de Concesión SCT la instalación asociada a TESUR 3 es la "LT 220 kV Montalvo - Los Héroes (Tacna)" que entro en POC el año 2020. En ese sentido, considerando lo establecido en el numeral 22.1 de la NORMA TARIFAS, se verifica que la Barra "Montalvo 220 kV" no ha sido considerado como "Barra de Referencia de Generación" para la cual se haya fijado un "Precio en Barra" en el último proceso regulatorio de Tarifas en Barra 2024. Al respecto, se solicita que TRANSMANTARO argumente o justifique las razones por las cuales ha considerado dicho Elemento para la determinación de "Ingreso Tarifario", caso contrario deberá actualizar y/o corregir en los archivos e informe, según corresponda.

Respuesta

- a) TRANSMANTARO, revisó y actualizó la información según lo indicado en la observación, se presenta la fuente empleada en el directorio \\06 INGRESO TARIFARIO\
- b) TRANSMANTARO, corrigió y recalculó el Ingreso Tarifario sin incluir a las instalaciones de TESUR 3.

Análisis de Osinerghmin

TRANSMANTARO ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento “Caso Base”, se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, TRANSMANTARO no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

13.- Sobre el Formato F-500 (Peajes)

De acuerdo con lo indicado por TRANSMANTARO en el numeral 7.1 de su estudio, corresponde incluir las liquidaciones anuales correspondientes al año 2024. En este sentido, se solicita a TRANSMANTARO que considere la liquidación preliminar basada en los datos disponibles a la fecha de cierre de la presentación de la propuesta final. Esto permitirá obtener un CMA estimado más cercano al que se establecerá en marzo de 2024.

Respuesta

La liquidación se determinará en el proceso de liquidación y deberá incorporarse en los cálculos del CMA en marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja 'Aux-Contrato' de los archivos 'F-500', se verifica que TRANSMANTARO no ha considerado las liquidaciones correspondientes al periodo 2025. Cabe señalar que TRANSMANTARO podría haber realizado una liquidación preliminar con la información disponible hasta ese momento, tal como lo hicieron otras empresas, como TESUR 3.

Conclusión

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

14.- Sobre la Presentación del Informe

En el informe “01. Informe SST 2025-2029_CTM.pdf”, se solicita a TRANSMANTARO que en su numeral 6 “Ingreso Tarifario” describa los criterios, argumentos y fuentes de información que ha considerado para: i) determinar de los “Ingresos Tarifarios”, y ii) agregar dos Elementos adicionales – con respecto a la Fijación de Peajes y Compensaciones 2021-2025 – para la fijación de su Ingreso Tarifario. Asimismo, se observa que en el “Cuadro N° 6.1-1” no considera en el Ingreso Tarifario correspondiente a la Ampliación 21 que se ha determinado en la hoja “Resumen (US\$)” del archivo “F-500_IT_A15(P).xlsm”, generando de esta manera inconsistencias.

Respuesta

En el numeral 6 del informe se describen los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que TRANSMANTARO ha considerado lo solicitado en su propuesta final.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**15.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular la determinación del CMA, Peajes, Compensaciones y sus Fórmulas de Actualización, cumpliendo con lo establecido en el numeral 5.11 y los criterios de la NORMA TARIFAS.

Se requiere, por lo tanto, que TRANSMANTARO presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, incorporando a la misma los sustentos, información adicional y archivos electrónicos correspondientes, requeridos con base en la normatividad vigente.

Respuesta

TRANSMANTARO, presenta una nueva versión de su propuesta al 30 de noviembre de 2024, la misma que debe ser actualizada a marzo 2025.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que TRANSMANTARO ha actualizado, corregido y modificado la versión de su propuesta inicial; sin embargo, persisten algunas observaciones formuladas según los análisis previos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ISA PERÚ

Observaciones Generales

1.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que, se requiere que ISA PERÚ sustente los valores presentados o, en su defecto, corrija donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

ISA PERÚ, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, se observa que las demandas a nivel de cada sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

2.- Observación

La demanda utilizada en el cálculo de los peajes del Área de Demanda 15 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, se requiere que ISA PERÚ explique las razones de los valores considerados o en su defecto corrija donde corresponda, teniendo en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

ISA PERÚ, actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, se verifica que ha actualizado la demanda del Área de Demanda 15.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante mencionar que, los valores finales del Área de Demanda 15 han sido ajustados como producto de la revisión de la demanda por Área de Demanda, conforme se aprecia en el cuadro siguiente:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 824 246	56 391 040	58 046 264	59 163 376	60 041 936

En consecuencia, debe considerarse la demanda que se muestra en el cuadro anterior.

3.- Observación

En concordancia con lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que ISA PERÚ ha actualizado el CMA con indicadores disponibles a agosto 2024 (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio); por lo que, debe actualizar el CMA con indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

ISA PERÚ, actualizó preliminarmente la información de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3_ISA.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_ISA.xlsm" se verifica que ISA PERÚ ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323.3473.

Conclusión

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

4.- Observación

Se verifica que ISA PERÚ no ha presentado información y archivos de cálculos correspondientes a la determinación de los Ingresos Tarifarios. Cabe indicar, que si bien ISA PERÚ no tendría instalaciones que correspondan fijar "Ingreso Tarifario" en el AD 3 y AD15; no obstante, se verifica que en el AD 3 existe una instalación que corresponde fijar Ingreso tarifario ("Trujillo 220 kV – Cajamarca 220 kV"), el cual, en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3_ISA.xlsm" no ha sido considerado al momento de determinar el Peaje por Área de Demanda. Cabe precisar que el Estudio de Peajes y Compensaciones se determina por Área de Demanda (AD)/Empresa/Nivel de Tensión; por lo que, se debe considerar la información completa para los cálculos. En ese sentido, se requiere que ISA PERÚ actualice y/o corrija las estimaciones correspondientes a la determinación del peaje por AD, así como los cuadros presentados en su informe "INFORME ISA SST-SCT 2024.pdf"; caso contrario indicar las razones o fundamentos de no considerar el Ingreso Tarifario del Elemento ("Trujillo 220 kV – Cajamarca 220 kV") para la determinación en el peaje total del AD 3.

Respuesta

Se han actualizado los resultados y cálculos, los mismos que se presentan en el directorio \06 INGRESO TARIFARIO\.

Análisis de Osinergmin

ISA PERÚ ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por

otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ISA PERÚ no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

5.- Observación

De acuerdo con el numeral 5.10.5 de la NORMA TARIFAS, corresponde que su propuesta incluya un capítulo sobre "Determinación de los Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios". No obstante, de la revisión de su propuesta se evidencia que no ha presentado los resultados y cálculos relacionados con la determinación de tales factores asociadas a las Áreas de Demanda donde cuenta con instalaciones de transmisión. Por lo tanto, se requiere que en el respectivo informe a ser presentado incorpore un numeral donde describa los criterios, argumentos y fuentes de información que ha considerado para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias y de los Ingresos Tarifarios, teniendo en cuenta los criterios y metodología establecidos en los Artículos 19°, 20° y 21° de la NORMA TARIFAS. La presentación de esta información es de carácter obligatorio, sin perjuicio de que se comunique al área de supervisión y fiscalización la entrega de información incompleta y/o no conforme a las disposiciones normativas aplicables.

Respuesta

Se presentan los resultados y cálculos en los directorios \\05 FACTOR DE PÉRDIDAS\ e \\06 INGRESO TARIFARIO\.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ y se verifica que la empresa ha subsanado la observación indicada, dado que, presenta resultados y cálculos relacionados con la determinación de los Factores de Pérdidas Medias asociada para el Área de Demanda 3 y cálculos de Ingreso Tarifario.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

6.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

ISA PERÚ en la carpeta "ISAP.zip\ISAP\03 PEAJES" presentó 2 archivos de cálculo para los cuales en cada uno se consignó información de demanda del Formato F-501. De la revisión efectuada, se verificó que ISA PERÚ ha presentado los "Registros Mensuales de Energía del Año Representativo" para las Áreas de Demanda 3 y 15; los cuales no coinciden con la demanda del año representativo 2022 del PI 2025-2029.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", ISA PERÚ ha empleado para las empresas públicas (Adinelsa, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte, Electrosur, Hidrandina, Seal) unos factores de expansión de pérdidas de distribución los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por último, se observa que los valores presentados en el Formato F-501 del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_ISA.xlsm" para el nivel de tensión en MT son diferentes a los valores consignados en el Formato F-501 del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx".

Por tanto, se requiere que ISA PERÚ revise lo indicado y realice las correcciones que correspondan.

Respuesta

Se actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ se verifica que los valores de demanda del año 2022 del Área de Demanda 3 coinciden con la demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de sistema eléctrico no coincide con la del PI 2025-2029.

Con respecto a la demanda del Área de Demanda 15 se observa que los valores presentados tanto a nivel de Área de Demanda como a nivel de sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

7.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ISA PERÚ en el Formato F-503 para el Área de Demanda 15 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 825 757	56 392 551	58 047 775	59 164 886	60 043 447
Demanda ISA PERÚ	54 643 057	56 204 177	57 853 559	58 964 698	59 634 307
Variación (%)	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,3%	- 0,7%

En ese sentido, se requiere que ISA PERÚ sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, se verifica que ha corregido la demanda en el Formato F-503.

Conclusión

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

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, es importante mencionar que, los valores finales del Área de Demanda 15 han sido ajustados como producto de la revisión de la demanda por Área de Demanda, conforme se aprecia en el cuadro siguiente:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 15					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	54 824 246	56 391 040	58 046 264	59 163 376	60 041 936

En consecuencia, debe considerarse la demanda que se muestra en el cuadro anterior.

8.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" presentado por ISA PERÚ, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tiene las siguientes observaciones:

- a) Ha calificado la demanda de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 en DMAT B, sin embargo, se verifica que dichas barras son Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, les corresponde la calificación en DMAT A.
- b) Ha calificado la demanda de las barras MOTIL-33, SANTIAGO DE CAO-34.5, INGENIO-33, MILPO-50, PARAGSHA-50, UCHUCCHACUA-50, MIRADOR-60, LOMERA-60, MALVINAS-60, BALNEARIOS-60 e INDUSTRIALES-60 en DAT B. Al respecto, se requiere que ISA PERÚ revise las calificaciones asignadas.
- c) Ha calificado la demanda de la barra ANTAGASHA-50 en DMAT B, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que ISA PERÚ revise y corrija donde corresponda.
- d) Ha calificado la demanda de la barra ZAPALLAL-60 en DAT A. Al respecto, se requiere que ISA PERÚ revise la calificación asignada.
- e) Ha calificado la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 en DMT, sin embargo, se ha verificado que el nivel de tensión de esa barra está en AT. Al respecto, se requiere que ISA PERÚ revise y corrija donde corresponda.

Por tanto, es necesario que ISA PERÚ presente sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben ser efectuadas finalmente en todos los archivos de cálculo de peajes presentados como parte de su Propuesta, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se actualizó la información con la demanda establecida en el Plan de Inversiones 2025- 2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, se verifica lo siguiente:

- a) Ha corregido la calificación de las barras LA NIÑA-220, VIZCARRA-220, CACHIMAYO-138 y SAN GABÁN-138 a DMAT A.
- b) No ha presentado el análisis y resultados para la calificación de las barras observadas.
- c) Ha corregido la demanda de la barra ANTAGASHA-50 a DAT B.
- d) Ha corregido la demanda de la barra ZAPALLAL-60 a DAT B.
- e) Ha corregido la demanda de la barra CAJAMARQUILLA-30 a DAT A.

Conclusión

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

Sobre la Determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

- 9.- Para instalaciones comprendidas en un Contrato de tipo BOOT, el CMA debe actualizarse según la fórmula de actualización establecido en el respectivo contrato y en la Norma Liquidación SST-SCT. Tener presente la aplicación de los redondeos especificados en la referida norma. Asimismo, la información requerida para la liquidación anual debe ser presentada en los formatos, plazos y medios que señala la citada norma.

Respuesta

ISA PERÚ, ha realizado y cumple adecuada con los cálculos e información solicitados en la NORMA TARIFAS, Norma Liquidaciones SST-SCT y sus propios contratos.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ISA PERÚ realizó la actualización con las fórmulas establecidas en su contrato.

Conclusión

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

- 10.- De acuerdo al Informe y archivos de cálculo presentados por ISA PERÚ, los coeficientes de los factores de actualización han sido determinados a partir de la participación de los indicadores de procedencia extranjera, procedencia nacional, aluminio y cobre.

Al respecto, se requiere que ISA PERÚ explique la razón por la cual propone la valorización con módulos estándares y factores de actualización, cuando de acuerdo a lo establecido en sus Contratos de Concesión SCT y la Norma Liquidación SST-SCT, los componentes de la inversión, operación y mantenimiento ya se encuentran definidos en los respectivos contratos, y el ajuste de estos componentes se realiza considerando los IPP.

Respuesta

ISA PERÚ, no ha presentado la valorización de sus instalaciones mediante módulos estándares. Se ha considerado la inversión y COyM que se encuentran establecidos y ajustan conforme lo definido en su propio contrato y normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ISA PERÚ realizó la actualización con las fórmulas establecidas en su contrato.

Conclusión

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

Sobre el Ingreso Tarifario

- 11.-** En relación con el Ingreso Tarifario en la hoja 'Aux-IT' de los libros "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3_ISA.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_ISA.xlsm", ISA PERÚ no especifica la fuente utilizada para determinar estos ingresos ni proporciona algún sustento que lo respalde. Por lo tanto, se requiere que ISA PERÚ presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros); así como, las justificaciones que ha considerado al agregar dos Elementos adicionales – con respecto a la Fijación de Peajes y Compensaciones 2021-2025.

Respuesta

Se revisó y actualizó la información según lo indicado en la observación, se presenta la fuente empleada en el directorio \\06 INGRESO TARIFARIO\\.

Análisis de Osinergmin

ISA PERÚ ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ISA PERÚ no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre el cálculo del CMA, Compensaciones y Fórmulas de Actualización

- 12.-** Según lo establecido en la NORMA TARIFAS, la determinación de las Compensaciones requiere considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo de 2025. Se verifica que ISA PERÚ ha actualizado el CMA con indicadores correspondientes a agosto de 2024. En ese sentido, se requiere que ISA PERÚ realice una actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada.

Respuesta

ISA PERÚ, actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024. Los mismos que deben actualizarse a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ISA PERÚ, hoja "Datos" del archivo "F_500_Compensaciones.xlsm" se verifica que ISA PERÚ ha considerado los valores de los indicadores hasta noviembre de 2024. Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, debiendo ser 2323,3473, tal como se aprecia en la referencia del siguiente enlace: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/2%20IND041I2024%20R.pdf.

Conclusión

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

- 13.- Con relación a los indicadores TC, IPM, PCU y PAL, se requiere que ISA PERÚ precise la fuente de los índices empleados, corrobore los valores registrados en su archivo de cálculo y, si es necesario, realice las rectificaciones pertinentes. Por lo tanto, es necesario que ISA PERÚ incorpore la fuente de los indicadores macroeconómicos.

Respuesta

Los indicadores empleados son los publicados por OSINERGMIN en su página web – Pliegos Tarifarios categoría: Indicadores Macroeconómicos y Precios de los Combustibles, en esta ocasión hemos empleado los publicados al 30 de noviembre de 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_3_ISA.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15_ISA.xlsm" se verifica que ISA PERÚ ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

- 14.- En la hoja "Datos" del archivo "F_500_Compensaciones", se observa que las celdas "B18", "B19", "B20" y "B21" contienen la información "Mar-25", lo que sugiere que los parámetros fueron actualizados a marzo de 2025. Sin embargo, en el informe se señala que dichos parámetros corresponden a una actualización realizada a agosto de 2024. En este contexto, se requiere que ISA PERÚ realice la actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada, garantizando coherencia entre los documentos presentados.

Respuesta

ISA PERÚ, actualizó preliminarmente la información de los indicadores al 30 de noviembre de 2024, los mismos que deben ser actualizados a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 15.-** Se ha verificado que los valores del CMA, COyM, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 1.1-1 y 6.1-1 los valores no muestran dos decimales. En ese contexto, se requiere que ISA PERÚ corrija esta inconsistencia en su propuesta reformulada.

Respuesta

Todos los cálculos para este caso se realizan en el archivo "F_500_Compensaciones", donde se puede verificar que los resultados se muestran con dos (02) decimales, lo mismo que en los otros archivos empleados, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. Los valores de los cuadros incluidos en el informe se sustentan con estos archivos con la particularidad que se encuentran redondeado al valor entero.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 16.-** En el archivo "Anexo Compensaciones.pdf", sustento de aplicación de Factores de Actualización mensual a las compensaciones SST. Se requiere que ISA PERÚ señale de manera clara el sustento de su solicitud, teniendo en cuenta, no solo los pronunciamientos de Osinergmin en procesos regulatorios anteriores, sino también los argumentos contenidos en la Sentencia del Cuarto Juzgado Contencioso Administrativo y la Sentencia de la Cuarta Sala Especializada en lo Contencioso Administrativo de la Corte Superior de Justicia de Lima, recaídas en el expediente N° 07408-2022-0-1801-JRCA-04; mediante las cuales el Poder Judicial ha desestimado su pretensión de dejar sin efecto las Resoluciones N° 058-2022-OS/CD y N° 122-2022-OS/CD que formaron parte del proceso de liquidación del año 2022, donde se abordó la misma materia solicitada en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En el Anexo 7 se detalla la explicación y sustento del caso. Resumimos lo siguiente:

Reajuste Mensual de Tarifas: Bajo los conceptos económicos, las tarifas requieren un reajuste mensual, tal como se realiza en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (SST SCT) de Demanda, Sistemas Principal de Transmisión (SPT), Sistemas Garantizados de Transmisión (SGT) y tarifas de distribución. Sin embargo, se observa un tratamiento diferenciado en el caso de los SST Generación, donde a las compensaciones no se les aplican los factores de actualización o reajuste mensual de la misma manera que en los SST Demanda.

Necesidad de Uniformidad en la Aplicación de Fórmulas de Actualización: Por lo tanto, es fundamental que las fórmulas de actualización se apliquen tanto a los peajes como a las compensaciones, conforme a lo establecido en los artículos 28 y 45 de la NORMA TARIFAS y el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE). Esto garantiza equidad y consistencia en el tratamiento diferenciado de los agentes y tarifas.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta

- 17.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA, el Ingreso Tarifario y Peajes.

Se requiere, por lo tanto, que ISA PERÚ presente una nueva versión de su Propuesta donde se incluyan las correcciones necesarias acompañando al mismo los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Además, se recomienda que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado, puesto que de detectarse estos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para modificar la propuesta presentada en su última versión.

Respuesta

ISA, presenta una nueva versión de su propuesta al 30 de noviembre de 2024, la misma que debe ser actualizada a marzo 2025.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ISA PERU, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa SEAL

Observaciones Generales

1.- Observación

SEAL no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustenta su Propuesta, no se encuentran debidamente vinculados, lo que no permite realizar la trazabilidad de estos. Al respecto, SEAL debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que SEAL debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a realizar una revisión de los valores presentados de la demanda aprobada en el proceso regulatorio del Plan de Inversiones de Transmisión 2025 – 2029. En tal sentido, en los casos que los valores presentados en la Propuesta Inicial requieran ajustes, se procederá a actualizar conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL, se observa que las demandas a nivel de sistema eléctrico no coinciden con las consideradas en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

No se han presentado los formatos que corresponden a la valorización de los Elementos de transmisión (F-300) dados de Alta con Acta de Puesta en Servicio en los últimos meses. Al respecto, es necesario que SEAL presente dichos formatos teniendo en cuenta la NORMA TARIFAS vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a incluir la información de los Elementos de transmisión que cuentan con APES, asegurando que los formatos F-300 se elaboren de acuerdo con las disposiciones establecidas en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que SEAL ha incluido el archivo "F-300-400 2024 SEAL 201224.xlsm", correspondientes a los formatos F-300 de Valorizaciones.

Conclusión

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

4.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha verificado que SEAL no ha presentado el archivo de Flujo de Carga para el Área de Demanda 8; asimismo, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para el Área de Demanda 9. Al respecto, es necesario que SEAL revise y complete donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Respecto al archivo de Flujo de Carga del Área de Demanda 8, se presenta en la Propuesta Final, el archivo correspondiente en cumplimiento de lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

En cuanto a las inconsistencias identificadas en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para el Área de Demanda 9, se ha efectuado una revisión detallada de los mismos para identificar y corregir cualquier error, asegurando la consistencia de los datos y cálculos presentados.

Análisis de Osinergmin

Como resultado de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se ha verificado que SEAL ha presentado el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08_FINAL", que sustenta el cálculo del Factor de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 8. Sin embargo, se han identificado algunas inconsistencias en el cálculo de Factor de Pérdidas Medias del Área de Demanda 8, las cuales están detalladas en las observaciones específicas 13 y 14.

Respecto al Área de Demanda 9, esta observación general corresponde a las observaciones específicas 28 y 29. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que SEAL aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 9.

Conclusión

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

5.- Observación

Según lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, que para este proceso regulatorio correspondería al 31 de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que SEAL ha actualizado el CMA con indicadores (Tipo de

Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a agosto de 2024. Sin perjuicio de lo indicado, SEAL debe actualizar el CMA con los últimos valores disponibles de los indicadores, vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta reformulada.

Respuesta

En atención a lo señalado en la NORMA TARIFAS y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, SEAL ha procedido a actualizar el CMA utilizando los últimos valores disponibles de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor, y precios del Cobre y del Aluminio) vigentes a la fecha de presentación de la presente Propuesta, el mismo que corresponde a noviembre 2024.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que SEAL ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

6.- Observación

No se ha realizado correctamente la actualización del CMA de los SST conforme se indica en el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS, tal como se detalla en las observaciones específicas. Al respecto, SEAL debe efectuar las correcciones del caso.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "CMA_(SSTD)" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que SEAL está actualizando los el CMA de los SST con la información disponible hasta ese momento.

Conclusión

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

7.- Observación

No se ha realizado correctamente la actualización del CMA de los SCT conforme se establece en el numeral II) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, tal como se detalla en las observaciones específicas. Al respecto, SEAL debe efectuar las correcciones del caso.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "SCT" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que SEAL está actualizando los el CMA de los SCT con la información disponible hasta ese momento.

Conclusión

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

8.- Observación

SEAL ha presentado la información relacionada a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, no proporciona la fuente de dicha información. Al respecto, es necesario que SEAL presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, correctamente vinculados y los archivos fuente que los sustentan.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a incluir en la Propuesta Final los cálculos relacionados a los ingresos tarifarios, asegurando que los formatos F-500 se elaboren de acuerdo con las disposiciones establecidas en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

SEAL ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 8 y 9; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base" se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO –como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros– deben utilizar la información de cierre al año 2024.

Asimismo, respecto a los proyectos de generación y transmisión, es necesario especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, SEAL no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre el Área de Demanda 8

Sobre la Presentación del Informe

9.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo al numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth; asimismo, cuando corresponda, los archivos MS Excel deben presentarse debidamente vinculados. Al respecto, en la Propuesta de SEAL se

observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, la hoja "F-502" del archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, SEAL debe revisar los archivos de cálculos y presentar datos debidamente vinculados de manera que permita la adecuada trazabilidad de los mismos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por SEAL en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

10.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 toda vez que los totales de energía no coinciden, observándose que, en la Propuesta de SEAL el total de energía del año 2022 asciende a 3 963 681 MWh, y en el PI 2025-2029 alcanza los 4 041 579 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ADINELSA los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=3,48% y PEBT=8,53%; mientras que para SEAL, los factores PEMT=1,93% y PEBT=9,05%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, SEAL debe verificar la información presentada en su propuesta y corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones presentadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente a las áreas 8 y 9 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).

- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).
- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F 501.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL, se verifica que ha utilizado las bases de datos del SICOM y SICLI en la obtención de la demanda a registros mensuales.

Sin embargo, los factores de expansión de pérdidas de distribución utilizados difieren en algunos sistemas eléctricos. Así también, se observa que las demandas totales por cada sistema eléctrico obtenidas por SEAL difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

11.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", se observa que SEAL ha consignado valores no vinculados para el formato F-502, ya que no ha presentado en dicho archivo el formato F-501, a comparación del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm", ni vinculado los datos de este lo que no permite validar los factores estacionales empleados.

Por tanto, es necesario que SEAL presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS, debidamente sustentados y vinculados de manera que sea trazable su cálculo, verificando que sea concordante con los valores presentados para los mismos formatos incluidos en diferentes archivos.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios. En tal sentido, los factores estacionales han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas y demanda del año base corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía se encuentran vinculados entre los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

12.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que las proyecciones de demanda correspondientes al sistema eléctrico “Chincha” consignadas en el Formato F-503 no coinciden con la demanda del PI 2025-2029, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh): Sistema eléctrico “Chincha”					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	681 514	709 420	724 731	735 566	743 285
Demanda SEAL	0	0	0	0	0
Variación (%)	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%	- 100%

En ese sentido, es necesario que SEAL sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a corregir el error material que originaba la referencia errónea al momento de consignar la demanda de dicho sistema eléctrico en el formato F-503.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL, se verifica que ha corregido los valores de demanda del sistema eléctrico “Chincha” consignados en el formato F-503.

De otro lado, se está considerando la demanda del cliente libre “SHOUGANG HIERRO PERÚ (JAHUAY) (13)” en el sistema eléctrico “Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural” con nivel de tensión DAT B.

Conclusión

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

Sobre los Factores de Pérdidas Medias (FPMD) e Ingreso Tarifario

13.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

Se ha verificado que la Propuesta presentada por SEAL para el Área de Demanda 8 está incompleta, debido a que no ha remitido el Archivo de Flujo de Carga que sustenta su Propuesta. En ese sentido, es necesario que SEAL presente el archivo de Flujo de Carga considerando los mismos criterios y valores de Demanda (“Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”), “Distribución de Carga”, “Factor de Escala” y “Factor de Potencia”, y conteniendo las instalaciones del PI 2025-2029, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a remitir el archivo de Flujo de Carga correspondiente, asegurando que este cumpla con las disposiciones establecidas en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la información remitida por SEAL correspondiente a la PROPUESTA FINAL, se ha identificado que incluyó el archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08_FINAL”, que sustenta el cálculo del Factor de Pérdidas Medias en esta etapa. Sin

embargo, de la revisión al archivo de Flujo de Potencia mencionado, se han identificado algunas inconsistencias en la base de datos de demanda incorporado, por ejemplo, el factor de potencia que presenta la carga "lod Snico13a".

Conclusión

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

14.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMd

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", presentado por SEAL, se tiene las siguientes observaciones:

- Las pérdidas de los Elementos de transmisión que se consideran en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" no tienen sustento, debido a que SEAL no ha remitido el archivo de Flujo de Carga. En ese sentido, es necesario que la empresa presente el archivo de Flujo de Potencia a fin de efectuar la trazabilidad de los cálculos, el cual debe tener coherencia con las pérdidas que considera en el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, teniendo en consideración que el cálculo de los factores correspondientes sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- Sin perjuicio de lo antes observado, del mencionado archivo de cálculo se ha verificado que el Elemento "TRI-Pampa" (TP SET La Pampa) no forma parte de las instalaciones del SST y SCT remunerados por la demanda. En tal sentido, SEAL no debe considerar dicho Elemento para calcular el FPMd o en su defecto, presentar la aclaración correspondiente; asimismo debe revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.
- Para todos los años, SEAL está considerando para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que están conectados entre dos barras que tienen fijado Precios en Barra. Por ejemplo, entre otros, en el archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm" hoja "BD_Sist_lineas", se están considerando las pérdidas de la Línea de Transmisión 220 kV Desierto – Chincha Nueva y 220 kV Chincha Nueva – Independencia (L-2208_A y L-2208_B). Al respecto, SEAL debe revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, conforme se indica en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Por otro lado, de la revisión del archivo en mención, en su hoja "Pot_Coinc_SEIN" se verifica que SEAL no presenta el sustento de las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, ya que, por ejemplo, incluye la C.T. Independencia sin presentar valores de inyecciones. En ese sentido, la concesionaria debe verificar y sustentar los valores de inyecciones en las barras según el actual sistema eléctrico.

Al respecto es necesario que SEAL presente el archivo "F_500_FactPerd_AD08.xlsm" con las correcciones y/o sustentos respectivos (archivo de flujo de potencia), a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS, considerando también la información disponible de los agentes que tienen instalaciones en el Área de Demanda 8.

Respuesta

En atención a lo observado, se han realizado las siguientes acciones:

- Se remite el archivo de Flujo de Potencia correspondiente, asegurando la trazabilidad de los cálculos de pérdidas considerados en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas".
- Se confirma que el Elemento "TR1-Pampa" no forma parte de las instalaciones del SST y SCT remunerados por la demanda. Por lo tanto, será excluido del cálculo de los Factores de Pérdidas Medias (FPMd). Asimismo, se revisarán y excluirán otras instalaciones de transmisión no aplicables a este cálculo, conforme a lo indicado.
- Se revisaron las pérdidas de los Elementos de transmisión conectados entre dos BRG, como las Líneas de Transmisión 220 kV Desierto – Chincha Nueva y 220 kV Chincha Nueva – Independencia (L-2208_A y L2208_B).
- Se adjunta los valores de inyecciones de generación considerados en el archivo, incluyendo aquellos asociados a la C.T. Independencia.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de SEAL se tienen los siguientes análisis:

- a) De la revisión efectuada al archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD08.xlsm", se ha identificado que SEAL emplea los valores de las pérdidas obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08_FINAL" que presentó en su PROPUESTA FINAL.
- b) En relación a los Elementos que SEAL está considerando para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, de la revisión a las hojas "BD_Sist_trafo" "BD_Sein_trafo" - columna "L", se observa que SEAL corrigió la incongruencia de incluir las pérdidas del Elemento "TR1-Pampa". Sin embargo, están excluidos del cálculo los Elementos "T21-61" y "T23-61" (SET San Nicolás), los cuales forman parte de instalaciones SST. En ese sentido, se verifica que SEAL no ha realizado la revisión integral de los Elementos que se deben incluir en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, conforme a lo señalado en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- c) En relación a la observación sobre excluir en el cálculo, los Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra, como esta señalado en la NORMA TARIFAS. De la revisión de la PROPUESTA FINAL, se observa que SEAL se limitó a corregir únicamente los casos citados como ejemplo referido a la observación, toda vez que se continúan considerando para el cálculo Elementos que están conectados entre dos barras con Precios en Barra.
- d) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por SEAL, la concesionaria ha incluido información de sustento para las inyecciones propuestas de la C.T. Independencia. Al respecto SEAL, ha considerado registros de medición del mes de diciembre 2022; sin embargo, no sustenta la consideración de dichos valores de inyecciones a partir del año 2025. Por lo tanto, la observación realizada al respecto se encuentra parcialmente absuelta.

Conclusión

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

15.- Sobre el Cálculo de los Ingresos Tarifarios

SEAL ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 8; sin embargo, no proporciona la fuente de dicha información.

De la revisión de la Propuesta de SEAL, se verifica que ha presentado información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía consignados en los formatos "F-511" y "F-512". Al respecto, si bien el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS establece que el IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra; el informe del ESTUDIO presentado, no precisa o sustenta los datos consignados en la presentación del IT para el Área de Demanda 8; asimismo, algunos datos se consignan en valores, sin ser trazable su sustento como el correspondiente a la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A8.xlsm".

Al respecto, es necesario que SEAL presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS; asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a lo observado, se han realizado las siguientes acciones:

- Se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511" y "F-512", precisando el origen de los ingresos tarifarios calculados.
- Se incluirá los archivos fuente de respaldo correspondiente, como los resultados obtenidos del modelo PERSEO y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS
- Se revisarán y sustentarán los valores consignados en la hoja "Reportes (Soles)" del archivo "F-500_IT_A8.xlsm", asegurando que los resultados sean trazables y estén respaldados por los archivos fuente.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

SEAL ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, SEAL no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

16.- Actualización del CMA SSTD

Los indicadores finales para la actualización del CMASSTD deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que SEAL ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024; en ese sentido, deberá actualizar dichos indicadores.

Por lo tanto, donde corresponda, SEAL debe actualizar los CMASSTD según lo observado, para tal efecto se sugiere utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsx" se verifica que SEAL ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

17.- Sobre la lista de Instalaciones del SST

SEAL ha indicado que, como parte de la información empleada en la elaboración de su Propuesta, ha utilizado la correspondiente al proceso de Liquidación Anual de Ingresos anterior al presente proceso de fijación tarifaria; sin embargo, de la revisión del cuadro de Instalaciones del SST para el Área de Demanda 8, que se muestra en la página 10 del informe que sustenta su Propuesta, los porcentajes de alícuotas indicado en dicho cuadro, no corresponden a los porcentajes de alícuotas de la última liquidación.

Por lo tanto, SEAL debe actualizar la información correspondiente según lo observado.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a actualizar los porcentajes de alícuotas para las Instalaciones del SST correspondientes al Área de Demanda 8, tomando como referencia la información de la última Liquidación Anual de Ingresos realizada previo al presente proceso de fijación tarifaria.

Análisis de Osinerghmin

Con relación al porcentaje de la alícuota, se ha revisado el informe del “Estudio de Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios y Sistemas Complementarios De Transmisión Periodo Mayo 2025–Abril 2029” presentado por SEAL en su PROPUESTA FINAL; sin embargo, se verifica que SEAL mantiene los valores observados, los cuales se indican en el cuadro de Instalaciones del SST – Área de Demanda 8, que se muestra en la página 11 del informe de su propuesta, los cuales no concuerdan con los valores de alícuotas correspondientes.

Conclusión

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

18.– Sobre la lista de Instalaciones del SCT

SEAL ha indicado que, como parte de la información empleada en la elaboración de su propuesta, ha utilizado la correspondiente al proceso de Liquidación Anual de Ingresos anterior al presente proceso de fijación tarifaria; sin embargo, de la revisión del cuadro de Instalaciones del SCT para el Área de Demanda 8, que se muestra en la página 17 del informe de sustento de su propuesta, no figura el transformador de potencia de SET Bella Unión.

Por lo tanto, SEAL debe actualizar la información correspondiente según lo observado.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a actualizar la lista de instalaciones del SCT correspondientes al Área de Demanda 8, tomando como referencia la información de la última Liquidación Anual de Ingresos realizada previo al presente proceso de fijación tarifaria.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a lo observado sobre el transformador de potencia de SET Bella Unión, se ha revisado el informe del “Estudio de Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios y Sistemas Complementarios De Transmisión Periodo Mayo 2025–Abril 2029” presentado por SEAL en su PROPUESTA FINAL; sin embargo, se verifica que SEAL no ha incluido dicho transformador según ha indicado, lo cual se puede observar en el cuadro de Instalaciones del SCT para el Área de Demanda 8 que se muestra en la página 18 del informe de su propuesta.

Conclusión

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

19.– Elementos considerados en el CMA del SCT

De acuerdo con el numeral 24.8 de la NORMA TARIFAS, el CMA resulta de la suma del CMA de los SST y los CMA de cada Elemento de los SCT existentes considerando para el efecto sólo las Bajas y Altas debidamente validadas a través de la Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT, realizada el mismo año de fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT.

Además, en concordancia al numeral 24.10 de la NORMA TARIFAS, en la presente regulación, se incluye el CMA actualizado de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025 que se hayan puesto en operación comercial y que no se han incluido en la Liquidación Anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria, las

mismas que deberán ser debidamente validadas a través de su Acta de Puesta en Servicio.

Al respecto, se ha verificado que SEAL ha considerado para la determinación del CMA propuesto, los Elementos reportados en la Liquidación Anual de Ingresos anterior al presente proceso de fijación tarifaria; sin embargo, no ha incluido el CMA actualizado de las instalaciones del SCT que se han puesto en operación comercial el presente año incluyendo su Acta de Puesta en Servicio, por lo que la empresa deberá adjuntar dicha Acta. En ese sentido la empresa deberá incluir las instalaciones adicionales correspondientes, incluyendo su respectiva acta.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a incluir la Línea, 60 kV Bella Unión – Chala de 85 km, cuya acta de Alta de puesta en servicio (N° 002-2024-SEAL) suscrito por OSINERGMIN, tiene como fecha de puesta en servicio el 16.05.2024.

Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km (Módulo estándar aprobado: IJT- 060COR0PMSOC1240A) (PI 2013-2017 / Proyecto S/N / Año previsto: 2014)	
Ubicación	
Salida	: Distrito Bella Unión, Provincia Caravelí, Región Arequipa
Llegada	: Distrito Chala, Provincia Caravelí, Región Arequipa
Fecha y Hora de Puesta en Servicio: 16-05-2024 00:15 horas.	
Código del elemento: L-6675	
Longitud total: 75,707 km	
Componentes:	
Estructuras	: 431 estructuras (postes de madera)
Ternas	: Simple terna
Cable de guarda	: No tiene
Tipo de Conductor	: AAAC
Sección del conductor	: 120 mm2 (SE Bella Unión – E241)
	240 mm2 (E242 – E283)
	120 mm2 (E284 – SE Chala)
Tipo de Instalación	: Aérea

Análisis de Osinerghmin

Con relación a lo observado para los Elementos dados de Alta el año 2024, se verifica que en el caso de la línea de 60 kV Bella Unión – Chala, SEAL en su PROPUESTA FINAL, ha incluido dicha instalación no considerada en su PROPUESTA INICIAL, adicionando la respectiva Acta de Puesta en Servicio (N° 002-2024-SEAL).

Conclusión

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

20.- Sobre los formatos de inversión

De la revisión de la información que sustenta la Propuesta de SEAL y considerando las inversiones en transmisión que se han puesto en servicio, se verifica que la empresa no presentó los formatos F-300 vigentes. Al respecto, es necesario que SEAL presente dichos formatos consignando los datos requeridos según la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, dicha información debe estar sustentada y que los valores se encuentren debidamente vinculados a sus archivos fuente.

Respuesta

En atención a lo observado, se adjunta en la Propuesta Final, los formatos de valorización correspondiente, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que SEAL ha incluido el archivo "F-300-400 2024 SEAL 201224.xlsm", correspondientes a los formatos F-300 de Valorizaciones.

Conclusión

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

21.- Sobre el cálculo del COyM

Dado que el costo de operación y mantenimiento resulta de aplicar a la inversión el porcentaje fijado para cada nivel de tensión y tipo de región en donde se ubica cada Elemento de transmisión, en mérito a las correcciones que se realicen en lo correspondiente a la valorización de las inversiones, SEAL debe efectuar el recálculo del COyM respectivo.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a corregir los montos consignados como COyM.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a lo observado se ha verificado que SEAL ha actualizado los valores de COyM; sin embargo, respecto a la línea de 60 kV Bella Unión – Chala se observa que los valores consignados se basan en valores de inversión base que no han considerado la longitud de dicha línea, según la respectiva Acta de Puesta en Servicio (N° 002-2024-SEAL).

Conclusión

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

22.- Sobre lo establecido en la Fijación Tarifaria

De acuerdo con lo indicado en el numeral II) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, la actualización del CMA debe considerar los indicadores iniciales (TC0, IPM0, Pc0 y Pal0) correspondientes a la fecha de la puesta en operación comercial del Elemento de transmisión. Al respecto, el numeral 24.9 de la NORMA TARIFAS indica que el CMA se establecerá de forma definitiva con base a los Costos Estándares y COyM vigentes a la fecha de su puesta en operación comercial.

Al respecto, SEAL no ha presentado los indicadores iniciales propuestos, correspondientes a los Elementos dados de Alta en el periodo 2024. En consecuencia, se debe incorporar la actualización del CMA de los nuevos Elementos.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha incluido en la Propuesta Final los indicadores iniciales correspondientes a los Elementos de transmisión dados de Alta en el periodo 2024, en concordancia con lo establecido en el numeral II) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Estos indicadores (TC0, IPM0, Pc0 y Pal0) serán calculados con base en los valores vigentes a la fecha de la puesta en operación comercial de cada Elemento.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la PROPUESTA FINAL de SEAL, la cual incluye el archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_8.xlsm” que sustenta su propuesta. De la revisión efectuada a dicho archivo, se verifica que la empresa ha incluido los indicadores iniciales de los Elementos dados de Alta el año 2024, con valores vigentes a la fecha de publicación de los Módulos Estándares.

Conclusión

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

23.- Sobre Elementos aprobados con Altas

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Alta, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas AD8:

ID_Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
11	Transformador de Potencia 60/23 - 25MVA, SET Chala	SET Chala	TP-060MT-025COE	Transformador de Potencia	2024
12	Banco de Capacitores 23KV 3MVAR, SET Bella Union	SET Bella Union	SC-023COBPV-0001-3	Equipo de Compensación	2024
20	Banco de capacitores de 6 MVAR en 60 kV, SET AT/MT "Chala"	SET AT/MT "Chala"	SC-060COBPF-0006	Equipo de Compensación	2025
20	Celda de Capacitores 60 kV, SET AT/MT "Chala"	SET AT/MT "Chala"	CE-060COCIESBTR	Celda de Transformador	2025

Al respecto, se solicita que SEAL indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas – en el presente proceso regulatorio.

Respuesta

En atención a lo observado, se muestra en el cuadro siguiente el estado de avance.

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de elemento	Año	Comentario
11	Transformador de Potencia	SET Chala	TP-060MT-025COE	Transformador	2024	El APES se presentó a OSINERGHMIN en agosto 2024, sin embargo se tiene aun pendiente la revisión del levantamiento de observaciones por parte del OSINERGHMIN (ultima comunicación 05.12.2024). Se espera obtener la firma antes de culminar el 1er trimestre del 2025.
	60/23 - 25MVA, SET Chala			de Potencia		
12	Banco de Capacitores 23KV 3MVAR, SET Bella Union	SET Bella Union	SC-023COBPV-0001-3	Equipo de Compensación	2024	
20	Banco de capacitores de 6 MVAR en 60 kV, SET AT/MT "Chala"	SET AT/MT "Chala"	SC-060COBPF-0006	Equipo de Compensación	2025	Todavía se está dentro del plazo. No obstante, Se está culminando el Expediente Técnico de la OBRA (ETO). Deberá estar iniciando la construcción el 2do semestre del 2025.
20	Celda de Capacitores 60 kV, SET AT/MT "Chala"	SET AT/MT "Chala"	CE-060COC1ESBT R	Celda de Transformador	2025	

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por SEAL, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, SEAL ha cumplido con informar sobre el estado de avance en la suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Es importante considerar que, para el cálculo del CMA solo se incluirán aquellos Elementos cuyas Actas estén suscritas en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre el Área de Demanda 9

Sobre la Presentación del Informe

24.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo al numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth; asimismo, cuando corresponda, los archivos MS Excel deben presentarse debidamente vinculados. Al respecto, en la Propuesta de SEAL se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, los datos de la hoja "F-502" del archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm" se encuentran en valores, entre otros.

En consecuencia, SEAL debe revisar los archivos de cálculos y presentar datos debidamente vinculados de manera que permita la adecuada trazabilidad de los mismos.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

En los archivos remitidos por SEAL en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

25.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del Área de Demanda 9 del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para SEAL los factores de expansión de pérdidas de distribución $PEMT=1,93\%$ y $PEBT=9,05\%$; mientras que para ELECTROSUR, los factores $PEMT=2,19\%$ y $PEBT=9,12\%$, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, SEAL debe corregir los factores de expansión de pérdidas $PEMT$ y $PEBT$ para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

Ver respuesta a la observación 10.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL, se verifica que se ha utilizado las bases de datos del SICOM y SICLI en la obtención de la demanda a registros mensuales.

Ver análisis de la observación 10.

Conclusión

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

26.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", se observa que SEAL ha consignado valores no vinculados para el formato F-502, ya que no ha presentado en dicho archivo el formato F-501, a comparación del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm", ni vinculado los datos de este lo que no permite validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" se observa que los valores mensuales

de los factores estacionales de energía del sistema eléctrico "Orcopampa, Valle del Colca" para el nivel de tensión MAT no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que SEAL presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS, debidamente sustentados y vinculados de manera que sea trazable su cálculo, verificando que sea concordante con los valores presentados para los mismos formatos incluidos en diferentes archivos.

Respuesta

Ver respuesta a la observación 11.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de SEAL se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía están vinculados entre los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

27.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-FI00-AD09.xlsx" presentado por SEAL, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- SEAL ha calificado la demanda de la barra LA HUERTA-33 en DAT B; asimismo, ha considerado la calificación de DAT A en la barra Parque Industrial 33 kV. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada y sustentar dicha calificación considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, SEAL debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en base a la topología de la red, se ha aplicado lo dispuesto en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, procediendo a corregir la asignación de la barra LA HUERTA 33 como "DAT A".

Análisis de Osinerghmin

En los archivos de cálculo de la PROPUESTA FINAL de SEAL, se verifica que ha corregido la calificación de la demanda de la barra LA HUERTA-33, conforme se señala en la respuesta.

En relación con la demanda de la barra PARQUE INDUSTRIAL-33, SEAL no indica el criterio considerado. Sin embargo, se verifica que dicha barra podría ser alimentada parcialmente desde otras líneas en 33 kV, por lo que, de acuerdo al numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS le corresponde la calificación DAT B.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

28.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09 RR FINAL.pfd" presentado por SEAL en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 9. Por ejemplo, entre otros, las cargas "lod Secocha33", "lod ocoña33", "lod Hrama66", "lod repa23" y "lod huancar23", no son coherentes con la demanda aprobada en el Formato "F-122". Al respecto, es necesario corregir la información donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinerghmin en el Plan de Inversiones.

En ese sentido, es necesario que SEAL presente el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a efectuar las siguientes correcciones:

- Se validó la demanda de los formatos F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200_AD09_ PI 25-29_RR.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

	SISTEMA	2025	2026	2027	2028	2029
F-122	Arequipa	660.62	667.47	674.93	681.40	685.94
DIGSILENT	Arequipa	172.89	179.74	187.20	193.67	198.21
		487.73	487.73	487.73	487.73	487.73
F-122	Camana. Chuquibamba, Valle de Majes - Si	28.97	32.54	36.08	40.14	43.62
DIGSILENT	Camana. Chuquibamba, Valle de Majes - Si	28.97	32.54	36.08	41.11	44.61
		0.00	0.00	0.00	-0.98	-0.99
F-122	Islay	10.18	10.70	11.23	11.75	11.95
DIGSILENT	Islay	10.18	10.70	11.23	11.75	11.95
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Orcopampa, Valle del Colca	22.61	22.68	22.76	22.83	22.91
DIGSILENT	Orcopampa, Valle del Colca	14.97	15.04	15.12	15.19	15.27
		7.64	7.64	7.64	7.64	7.64
F-122	Puquina-Omate-Ubinas	0.88	0.90	0.93	0.95	0.97
DIGSILENT	Puquina-Omate-Ubinas	0.88	0.90	0.93	0.95	0.97
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Reparticion - La Cano	10.88	11.52	12.05	12.59	12.75
DIGSILENT	Reparticion - La Cano	10.88	11.52	12.05	12.59	12.75
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

- Se ha identificado que, en la base de datos utilizada para el proceso de aprobación de los Peajes y Compensaciones para el periodo 2025-2029, aprobado en el Plan de Inversiones 2025-2029, las cargas a nivel de MAT no fueron consideradas en la simulación del estudio. Esto se debe a que, según la opinión de OSINERGHMIN, dichas cargas no condicionan la aprobación de nuevos proyectos en el mencionado plan de inversiones. Las cargas mencionadas corresponden a clientes libres atendidos a través de las Subestaciones Socabaya, San José, Cerro Verde, Minera Cerro Verde, Santuario y Talta. Adicionalmente, en el Sistema Eléctrico de Camaná, se incluyó en el formato F-200 la demanda de Ático

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09 RR FINAL-rev" de la PROPUESTA FINAL de SEAL, se ha verificado que los valores de demanda que corresponden al escenario de "Máxima Demanda a Nivel SEIN" (F-122) se han actualizado, corrigiendo sus magnitudes. Sin embargo, se ha identificado que se está asignando incorrectamente las mismas magnitudes de demanda a las cargas "lod Hrama66" y "lod huancar23".

Conclusión

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

29.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMd

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", presentados por SEAL, se tiene las siguientes observaciones:

- En el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", se observa que algunas de las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas" no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Potencia presentado. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sein_trafo" para el Elemento "Goyoneche 33/10kV-25MVA" (año 2025) se le asigna Pérdidas I^2R de "0,001496 MW", pero del archivo de Flujo de Potencia se verifica pérdidas con valor de "0,0014962425". Al respecto, SEAL debe actualizar su archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias y exportar correctamente las pérdidas de los Elementos de transmisión para sustentar su Propuesta.
- SEAL para la determinación de los FPMd en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo", no considera las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama) para todos los años, entre otros. Al respecto, SEAL debe sustentar y/o aclarar la no consideración de las pérdidas de dicha instalación; asimismo, deberá revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.
- Por otra parte, se verifica que SEAL para la determinación de los FPMd en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", excluye las pérdidas de algunos Elementos que forman parte de las instalaciones de los SST y SCT al asignarle un valor de "0" en la columna "Incluir" de dichas hojas. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sein_trafo", no considera las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(7)" (TP SET Secocha 138/33 kV), al igual que en la hoja "BD_Sein_lineas" no considera las pérdidas de la línea de transmisión "Line(7)" (LT Ocoña - Secocha en 138 kV) ambos aprobados para el año 2028 en el PI 2025-2029. Al respecto, SEAL debe incluir en el cálculo de FPMd todas las instalaciones del SST y SCT y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, en concordancia al numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Por otro lado, de la revisión del archivo en mención, en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se verifica que SEAL no presenta el sustento suficiente respecto a las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, para el Sistema Eléctrico Arequipa en el nivel de "DAT A" y nivel de "DAT B", ya que considera, por ejemplo, las inyecciones de

la C.H. Charcani I en el nivel de "DAT A". En ese sentido, la concesionaria debe verificar las barras según el actual sistema eléctrico, y presentar el sustento del total de la generación inyectada en las instalaciones de la demanda.

Al respecto es necesario que SEAL presente el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm" con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS. Asimismo, corresponde actualizar el cuadro de inyecciones de potencia consignado en la página 58 del informe de su ESTUDIO, sustentando las magnitudes de las inyecciones consideradas.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha aplicado las acciones adoptadas y las aclaraciones correspondientes, siendo estas las siguientes:

- Se ha revisado y actualizado el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", específicamente las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", para garantizar que las pérdidas reflejadas correspondan exactamente a los valores obtenidos del archivo de Flujo de Potencia.
- Por ejemplo, en el caso del Elemento "Goyoneche 33/10kV-25MVA" (año 2025), se corrigió la Pérdida I^r asignada para que coincida con "0.00149618 MW", como se muestra en el archivo de Flujo de Potencia. El archivo corregido se adjunta para su verificación.
- Respecto a la no inclusión de las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama), se ha revisado y actualizado el archivo de cálculo para incorporar dichas pérdidas en los años correspondientes.
- Se han revisado las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" para garantizar que se incluyan todos los Elementos aprobados en el PI 2025-2029, como el transformador "2-Winding Transformer(7)" (TP SET Secocha 138/33 kV) y la línea "Line(7)" (LT Ocoña – Secocha en 138 kV).

En la hoja "Pot_Coinc_SEIN", se ha revisado y sustentado detalladamente las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias. En el caso específico de la C.H. Charcani I, se ha corregido su asignación para que se alinee con el nivel de demanda que corresponde según la configuración actual del sistema eléctrico. Además, se han presentado los diagramas unifilares y registros de operación que justifican las inyecciones de generación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de SEAL se tiene los siguientes análisis:

- a) Respecto a la coherencia entre los valores de pérdidas que considera SEAL en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD09" y el archivo de flujo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09 RR FINAL-rev" de su PROPUESTA FINAL, se ha verificado que los valores de pérdidas del archivo de cálculo corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Potencia.
- b) En relación a los Elementos que SEAL está considerando para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se ha verificado que ha incluido las pérdidas del Elemento "2-Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama) para todos los años. No obstante, se observa que SEAL no está considerando la totalidad de Elementos conforme a lo señalado en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, los

Elementos "2-Winding Transformer(8)" (SET Intermedia Norte) y "Line(7)" (LT Ocoña-Secocho 138 kV)" aprobados en el PI 2025-2029 tienen asignado un valor de "0" en la columna "Incluir" por lo que se están excluyendo para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias.

- c) Con relación a las inyecciones de potencia propuestas por SEAL, se aprecia que la concesionaria ha corregido la referencia de la barra de la C.H. Charcani I, según corresponde, incluyendo el sustento de las inyecciones; sin embargo, en el caso de la C.H. Charcani IV no ha tenido en consideración la calificación de la barra correspondiente en procesos anteriores. Por otro lado, se aprecia que para el caso de la C.H. Misapuquio, está considerando inyecciones con el valor de cero (0), sin tener en consideración que, en los últimos periodos de máxima demanda aprobados por el COES, dicha central se encuentra operando. Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

Conclusión

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

30.- Sobre los Formatos F-504 al F-510

En función a las observaciones precedentes, se verifica que SEAL no ha efectuado el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias correctamente. Al respecto, SEAL debe corregir lo indicado y en consecuencia presentar los formatos "F-504" al "F-510", en los cuales sustentará su Propuesta de Factores de Pérdidas Medias. Dichos formatos deben estar debidamente sustentados y vinculados correctamente con los archivos fuente, conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Como se indicó en la respuesta a las observaciones precedentes, se han realizado las correcciones necesarias en el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", ajustando los valores de pérdidas de los Elementos de transmisión, la inclusión de instalaciones faltantes, y la actualización de las inyecciones de generación consideradas.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida, se verifica que no ha corregido gran parte de las observaciones realizadas por Osinerghmin respecto a su propuesta de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 9, conforme se puede ver en el análisis de las observaciones anteriores. Por lo tanto, los resultados mostrados en el archivo "F_500_FactPerd_AD09" que contiene los formatos "F-504" al "F-510" son erróneos, y por ello la PROPUESTA FINAL de SEAL es incoherente.

Conclusión

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

31.- Sobre el Cálculo de los Ingresos Tarifarios (IT)

De la revisión de la Propuesta de SEAL, se verifica que no ha presentado información sustentada correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía consignados en los formatos "F-511" y "F-512" respectivamente para el Área de Demanda 9. Al respecto, si bien el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS establece que el IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente

conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra; el informe de la Propuesta presentada, no precisa o sustenta la no consideración de los IT para el Área de Demanda 9.

Al respecto, es necesario que SEAL sustente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS; asimismo, producto del sustento realizado es necesario que se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que no corresponde efectuar al cálculo de Ingresos Tarifarios en el área de demanda 9, puesto que no se cumple lo dispuesto en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de SEAL, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de SEAL, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

32.- Actualización del CMA SST

Los indicadores finales para la actualización del CMASSTD deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que SEAL ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024; en ese sentido, deberá actualizar dichos indicadores.

Por lo tanto, donde corresponda, SEAL debe actualizar los CMASSTD según lo observado, para tal efecto se sugiere utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que SEAL ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

33.- Sobre la lista de instalaciones del SST

En la hoja “SST del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsm”, SEAL debe aclarar si la subestación Cono Norte aún mantiene en operación instalaciones que forman parte del SST y que están listadas. Esto permitirá verificar si la subestación Cono Norte cuenta todavía con instalaciones del SST.

Respuesta

En atención a lo observado debemos mencionar que en la subestación Cono Norte se encuentran las instalaciones del SST que el OSINERGMIN no haya aprobado Baja alguna.

Análisis de Osinergmin

En cuanto a la última Liquidación de SST y SCT, se verifica que la SET Cono Norte no cuenta con instalaciones SST, ya que estas fueron dadas de Baja en la Liquidación del año 2020 mediante el Acta de Retiro ARDO N° 002-2020-SEAL. Por lo tanto, a partir de la respuesta enviada por SEAL, se infiere que la SET Cono Norte actualmente no dispone de instalaciones SST.

Conclusión

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

34.- Sobre Elementos aprobados con Altas y Bajas

Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales no se ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que debieron (antes del año 2024) y deberán (al cierre del año 2024) constar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, conocer que Elementos se prevén que se dispondrá con sus respectivas Actas suscritas con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados:

Elementos con Altas aprobadas AD9:

ID_Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año
6	Celda 33kV-LI a Chilina, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-033SICIESBLI	Celda de Línea	2024
6	Celda de Transformador 33kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-033SICIESBTR	Celda de Transformador	2024
6	Transformador de Potencia 33/10kV-25MVA, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	TP-033MT-025SII	Transformador de Potencia	2024
6	Celda de Transformador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SIMCISBTR	Celda de Transformador	2024
6	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SIMCISBAL	Celda de Alimentador	2024

6	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SIMCISBAL	Celda de Alimentador	2024
6	Celda 33kV - Li a Centro Historico, SET AT/MT "Chilina"	SET AT/MT "Chilina"	CE-033SICIESBLI	Celda de Línea	2024
6	Línea Transmision 33 kV Chilina - Centro Historico, SET AT/MT "Chilina"	Línea	LT-033SIU0XXS0C3240 S2	Línea	2024
7	Celda de Acoplamiento 10 kV, SET AT/MT CENTRO HISTORICO	SET AT/MT CENTRO HISTORICO	CE-010SIMCISBLA	Celda de Acoplamiento	2024
7	Celda de Transformador 33 kV, SET AT/MT CENTRO HISTORICO	SET AT/MT CENTRO HISTORICO	CE-033SICIESBTR	Celda de Transformador	2024
9	Transformador de Potencia 60/22,9 kV - 15 MVA, SET AT/MT CHUQUIBAMBA	SET AT/MT CHUQUIBAMBA	TP-060MT-015SIE	Transformador de Potencia	2025

Elementos con Bajas aprobadas AD9:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Línea 33 kV Deriv. Agua Lima - Agua Lima 0,761 km (L-3034)	Línea	9	2021
Transformador 33/10 kV de 6 MVA (T34-31)	SET Agua Lima	9	2021
Celda de transformador 33 kV	SET Agua Lima	9	2021
Celda de transformador 10 kV	SET Agua Lima	9	2021
Celda de alimentador 10 kV (3401)	SET Agua Lima	9	2021
Línea L-3050 CHILINA - LAZARO	Línea	9	2025
Línea L-3051 CHILINA - LAZARO	Línea	9	2025
Celda de línea CHIB33-LAZA33_F21	SET San Lázaro	9	2025
Celda de línea LAZA33-CHIB33_I20	SET San Lázaro	9	2025
Celda de línea a SAN LAZARO (L-3050)	SET Chilina	9	2025
Celda de línea a SAN LAZARO (L-3051)	SET Chilina	9	2025
Celda Transformador en SE SAN LAZARO (33 kV)	SET San Lázaro	9	2025

Al respecto, se solicita que SEAL indique el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas de la lista mostrada, caso contrario deberá indicar: i) si se cumplirá el Alta o la Baja del Elemento hasta el 31 de diciembre de 2024 o ii) indicar los motivos para que fecha se tiene previsto dar cumplimiento a los Elementos identificados.

Cabe precisar, que es responsabilidad de las empresas Titulares de SST y SCT presentar la información de las Actas de Altas y Bajas –suscritas– en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, las respuestas se muestran en los cuadros siguientes, específicamente en la columna “comentario”.

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año	Comentario Respuesta de SEAL
6	Celda 33kV-LI a Chilina, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-033SIC1ESBLI	Celda de Línea	2024	El ETO se espera culminar el 2024. Se espera iniciar proceso de construcción el 1er semestre del 2025.
6	Celda de Transformador 33kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-033SIC1ESBTR	Celda de Transformador	2024	
6	Transformador de Potencia 33/10kV-25MVA, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	TP-033MT-025SII	Transformador de Potencia	2024	

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año	Comentario Respuesta de SEAL
6	Celda de Transformador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SICISBTR	Celda de Transformador	2024	El ETO se espera culminar para este 2024. Se espera iniciar proceso de construcción el 1er semestre del 2025.  JOSE CARLOS MELÉNDEZ CP 000484
6	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SICISBAL	Celda de Alimentador	2024	
6	Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT/MT "Centro Historico"	SET AT/MT/MT "Centro Historico"	CE-010SICISBAL	Celda de Alimentador	2024	
6	Celda 33kV - LI a	SET AT/MT "Chilina"	CE-033SIC1ESBLI	Celda de Línea	2024	

	Centro Historico, SET AT/MT "Chilina"					
6	Línea Transmisión 33 kV Chilina - Centro Historico, SET AT/MT "Chilina"	Línea	LT-033SIU0XXS0C3240S2	Línea	2024	
7	Celda de Acoplamiento 10 kV, SET AT/MT CENTRO HISTORICO	SET AT/MT CENTRO HISTORICO	CE-010SICISBLA	Celda de Acoplamiento	2024	El ETO se estima culminar para el 2024. Se espera iniciar proceso de construcción el 1er semestre del 2025.
7	Celda de Transformador 33 kV, SET AT/MT CENTRO HISTORICO	SET AT/MT CENTRO HISTORICO	CE-033SIC1ESBTR	Celda de Transformador	2024	
9	Transformador de Potencia 60/22.9 kV - 15 MVA, SET AT/MT CHUQUIBAMBA	SET AT/MT CHUQUIBAMBA	TP-060MT-015SIE	Transformador de Potencia	2025	El ETO se estima culminar el 2024. Se espera iniciar proceso de construcción el 2do semestre del 2025.

Elementos con Bajas aprobadas AD9:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto	Comentario Respuesta de SEAL
Línea 33 kV Deriv. Agua Lima - Agua Lima 0,761 km (L-3034)	Línea	9	2021	La baja será implementada en el momento de la puesta en servicio del elemento que reemplace a la baja aprobada
Transformador 33/10 kV de 6 MVA (T34-31)	SET Agua Lima	9	2021	
Celda de transformador 33 kV	SET Agua Lima	9	2021	
Celda de transformador 10 kV	SET Agua Lima	9	2021	
Celda de alimentador 10 kV (3401)	SET Agua Lima	9	2021	
Línea L-3050 CHILINA - LAZARO	Línea	9	2025	
Línea L-3051 CHILINA - LAZARO	Línea	9	2025	
Celda de línea CHIB33-LAZA33_F21	SET San Lázaro	9	2025	
Celda de línea LAZA33-CHIB33_I20	SET San Lázaro	9	2025	
Celda de línea a SAN LAZARO (L-3050)	SET Chilina	9	2025	
Celda de línea a SAN LAZARO (L-3051)	SET Chilina	9	2025	
Celda Transformador en SE SAN LAZARO (33 kV)	SET San Lázaro	9	2025	

Análisis de Osinerghmin

En base a lo expuesto por SEAL, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, SEAL ha cumplido con informar sobre el estado de avance en la suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Es importante considerar que, para el cálculo del CMA solo se incluirán aquellos Elementos cuyas Actas estén suscritas en el presente proceso regulatorio, conforme a lo establecido en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**35.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT de las Áreas de Demanda 8 y 9.

Se requiere, por lo tanto, que SEAL presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes debidamente vinculados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que SEAL ha atendido las observaciones realizando las siguientes modificaciones:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para las Áreas de Demanda 8 y 9 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.
- Se presenta una versión corregida de la Propuesta Final, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que SEAL ha enviado una nueva versión de su propuesta (PROPUESTA FINAL) considerando correcciones a su PROPUESTA INICIAL derivadas de las observaciones planteadas a la misma; sin embargo, como se puede apreciar en el análisis de las observaciones, aún existen observaciones a los datos incluidos en su PROPUESTA FINAL, lo cual deriva en cálculos incorrectos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ENGIE

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ENGIE no cumple con los requisitos establecidos en el numeral 5.10 de la NORMA TARIFAS, ya que, por ejemplo, no incluye un resumen ejecutivo. Al respecto, ENGIE debe incorporar el resumen ejecutivo como parte de su estudio.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se adjunta el Resumen Ejecutivo requerido.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica la incorporación del Resumen Ejecutivo como parte de su estudio.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que ENGIE debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se considera la demanda correspondiente al año 2022 como demanda del Año Representativo, en la versión anterior la demanda no era correcta ya que se consideró la demanda del año 2023.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se mantiene la observación que la demanda total del Año Representativo (2022) consignada por ENGIE en el Formato F-501 no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que ENGIE revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se adjunta los archivos de cálculo actualizados, considerando lo establecido en los Artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 10 y 11 para el Área de Demanda 12. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien ENGIE ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 12.

Conclusión

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

4.- Observación

Sobre los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a emplearse en la actualización del CMA, estos deben ser los últimos disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final, ya que según la NORMA TARIFAS, los Peajes son determinados con un CMA actualizado con indicadores al último día hábil del mes de marzo de 2025.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se han actualizado los CMA con los últimos valores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de esta nueva Propuesta.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xlsx" se verifica que ENGIE ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

5.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xlsm" se verifica que los registros de Energía presentados no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ENGIE el total de energía asciende a 3 493 780 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 2 743 832 MWh.

De la revisión efectuada, en el informe "Anexo 1_Propuesta Tarifas SST ADI2 ENGIE 2025-2029_r1.pdf" se indica en la sección 6.1 que "... para la distribución mensual de la demanda, se ha tomado como referencia la demanda del año 2023, tomada del SICOM archivo "IC_Comercial_2023_4tri_30042024.xlsx". Al respecto, la NORMA TARIFAS define al Año Representativo como el "Año anterior (enero a diciembre) al año que corresponde la presentación del estudio del Plan de Inversiones", resultando entonces el año 2022 como representativo.

Por tanto, ENGIE debe realizar las correcciones y/o actualizaciones que correspondan y presente su propuesta utilizando el 2022 como Año Representativo.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se considera las demandas mensuales del año 2022 tomada del SICOM (archivo "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx").

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENGIE, la observación de que la demanda total del Año Representativo (2022) consignada en el formato F-501 (2 741 818 MWh) no coincide con la demanda del PI 2025-2029 (2 743 832 MWh) se mantiene.

Al respecto, ENGIE señala haber utilizado la demanda de la Base de Datos SICOM del año 2022, sin embargo, se observa que no se han incluido las pérdidas estándares de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 41 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

6.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por ENGIE en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029. Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh) del Área de Demanda 12					
	2025	2026	2027	2028	2029
Sistema eléctrico "Ilo"					
Demanda PI 2025-2029	86 564	88 405	90 255	92 114	93 982
Demanda ENGIE	291 389	293 229	295 079	296 938	298 806
Variación (%)	+ 237%	+ 232%	+ 227%	+ 222%	+ 218%
Sistema eléctrico "Moquegua"					
Demanda PI 2025-2029	2 670 338	2 672 101	2 673 872	2 675 652	2 677 440
Demanda ENGIE	2 465 514	2 467 277	2 469 048	2 470 828	2 472 616
Variación (%)	- 8%	- 8%	- 8%	- 8%	- 8%

En ese sentido, es necesario que ENGIE sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

La información de la demanda presentada en el Formato F-503 es la misma información de los Formatos F-109 y F-115 del Plan de Inversiones 2025-2029, ya que la demanda del usuario "SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2" pertenece al Sistema eléctrico "Ilo" y no al Sistema eléctrico "Moquegua" como se ha considerado en el cuadro de diferencias que hace referencia en la observación.

ÁREA DE DEMANDA: 12					
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (KV)	NOMBRE USUARIO	
Ilo	Ilo 3	ILO3138	138	SOUTHERN PERU COOPER CORPORACIÓN 2	
					20252026202720282029
					204,824.06204,824.06204,824.06204,824.06204,824.06

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENGIE, la demanda del cliente libre "SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2" debe ser considerada en el sistema eléctrico "Moquegua y Moquegua Rural".

Conclusión

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

7.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux F-119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xslm", se observa que las demandas en los niveles de DMAT A y DMAT B son diferentes a las demandas consignadas en la hoja "Proy_Dem" del archivo "F_500_FactPerd_A12_ (Propuesta).xslm". Al respecto, se solicita verificar y/o corregir donde corresponda.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta las demandas de los niveles DMAT A y DMAT B de la hoja "Aux F-119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xslm" son iguales a las demandas consignadas en la hoja "Proy_Dem" del archivo "F_500_FactPerd_A12_ (Propuesta).xslm".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se verifica que las demandas en los niveles DMAT A y DMAT B han sido corregidas en los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xslm" y "F_500_FactPerd_A12_ (Propuesta).xslm".

Conclusión

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

8.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión de los archivos de cálculo presentados de la Propuesta de ENGIE, se tiene las siguientes observaciones:

- a) No se presenta el sustento de la calificación de la demanda según DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; incumpliendo lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.
- b) Se observa que la barra CT ILO2 10 habría sido calificada en DMAT A, sin embargo, se verifica que el nivel de tensión de esa barra está en MT. Al respecto, se solicita revisar y corregir donde corresponda.
- c) Se observa que la barra ILO3-138 habría sido calificada en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B, según lo establece el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ENGIE debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xslm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_A12_ (Propuesta).xslm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se realizaron las correcciones para los casos observados tanto en el archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xlsm" y en el archivo "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm".

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se verifica lo siguiente:

- a) Los valores resultantes están vinculados en base a los formatos F-100 según los niveles de tensión correspondientes.
- b) La inclusión de la demanda de la barra CT ILO2 10 en MT en los archivos de cálculo.
- c) La demanda de la barra ILO3-138 está siendo calificada en DMAT B, sin embargo, le corresponde el sistema eléctrico "Moquegua y Moquegua Rural".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario**9.- Sobre el Formato F-505**

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm", en el formato "F-505" celdas "P10" y "P19" se observa se ha obtenido como resultado un factor de carga de 0. Al respecto, ENGIE debe revisar lo indicado y corregir según corresponda, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias sea conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se revisó y corrigió teniendo como resultado un factor de carga diferente de 0.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se verifica que los factores de carga consignados en el Formato F-505 ya no tienen valores de cero.

Conclusión

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

10.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión del archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12.pfd" presentado por ENGIE en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinergmin en el PI 2025-2029. Por ejemplo, entre otros, las cargas "ILO010", "ILO023", "MOQUE010", "MQCIU010" y "MQCIU023", no coinciden con la demanda del Formato F-122 del PI 2025-2029. Al respecto, es necesario que ENGIE corrija donde corresponda.

Por tanto, ENGIE debe presentar el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El archivo de Flujo de Carga utilizado corresponde al mismo archivo considerado por el Osinerghmin en el PI 2025-2029 para los casos de estudio del SER, sobre estos casos se agregaron nuevos casos de estudio modificando únicamente la demanda a través de la herramienta "Scaling Factor" para que coincida con la demanda del Formato F-122, lo cual se verificó para las cargas "ILO010", "ILO023", "MOQUE010", "MQCIU010" y "MQCIU023".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12" de la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se verifica que se ha modificado los valores de demanda correspondientes al escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122), a través del "Scaling Factor". Sin embargo, se visualiza que algunos valores de demanda no coinciden con la demanda del Formato F-122, aprobada en el PI 2025-2029.

Conclusión

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

11.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm" presentado por ENGIE, se tiene las siguientes observaciones:

- En las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas", se observa que no se ha considerado para la determinación de pérdidas, la totalidad de los Elementos de transmisión que atienden la demanda del Área de Demanda 12. Por ejemplo, para todos los años de estudio, no ha considerado las pérdidas de los Elementos "L-1384", "L-1394" (LT 138 kV Moquegua-Intipampa-Mill Site), "L-1388" (Mill Site-Toquepala). En ese sentido, es necesario que ENGIE explique las razones de las omisiones efectuadas o en su defecto corregir donde corresponda, de manera que considere las pérdidas de la totalidad de Elementos de transmisión del tipo SST y SCT, para el cálculo de Factores de Pérdidas Medias.
- En las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sein_trafo" los Elementos "Tr3 Moquegua", "tr3 Ilo(1)" y "tr3 Ilo(3)" han sido considerados en el nivel de tensión "MAT/AT" para todos los años del 2025 al 2029. Al respecto, se solicita revisar dicha calificación asignada según la NORMA TARIFAS.

Por tanto, ENGIE debe presentar el archivo "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm" con las correcciones respectivas, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- En la nueva versión de la Propuesta se ha incluido los Elementos observados.
- En la nueva versión de la Propuesta se ha corregido la calificación según la NORMA TARIFAS
- En la nueva versión de la Propuesta se adjunta una versión actualizada del archivo "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm" en base a lo indicado en las respuestas anteriores.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE se tienen los siguientes análisis:

- a) De la revisión a las hojas "BD_Sist_lineas" y "BD_Sein_lineas" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm", se verifica que ENGIE ha corregido la observación referida a incluir las pérdidas de los Elementos "L-1384", "L-1394" (LT 138 kV Moquegua-Intipampa-Mill Site), "L-1388" (Mill Site-Toquepala).
- b) De la revisión a las hojas "BD_Sist_trafo" y "BD_Sein_trafo" del archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_A12_(Propuesta).xlsm", se verifica que ENGIE ha corregido el nivel de tensión considerado para los Elementos "Tr3 Moquegua", "tr3 Ilo(1)" y "tr3 Ilo(3)".

Conclusión

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

12.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

ENGIE indica haber mantenido el Ingreso Tarifario de la Fijación del periodo 2021-2025. Al respecto, se debe actualizar los ingresos tarifarios para el periodo 2025-2029.

Por tanto, ENGIE debe presentar los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, conforme a lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados se debe presentar los Formatos F-511, F-512 y F-513 correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se presentan los archivos de cálculo relacionados con los ingresos tarifarios de acuerdo con lo solicitado. Sin embargo, la fijación del Ingreso Tarifario debe determinarse con el modelo PERSEO 2.0 que finalmente el OSINERGMIN actualizará como parte de este proceso de fijación de tarifas.

Análisis de Osinergmin

ENGIE ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 12; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base" se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO –como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros– deben utilizar la información de cierre al año 2024.

Asimismo, respecto a los proyectos de generación y transmisión, es necesario especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ENGIE no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

13.- Actualización del CMA SSTD

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SST} deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ENGIE ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, ENGIE debe efectuar la actualización de los CMA_{SST}, para tal efecto se sugiere utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se han actualizado los CMA_{SST} con los últimos valores disponibles.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo 05-Tarifas-Rev_2025_2029_12 (Propuesta).xlsx" se verifica que ENGIE ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Compensaciones y Fórmulas de Actualización del SSTG

- 14.-** Según lo establecido en la NORMA TARIFAS, la determinación de las Compensaciones requiere considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo de 2025. En este sentido, se verifica que ENGIE ha actualizado el CMA con indicadores correspondientes a agosto de 2024. No obstante, deberá realizar una actualización del CMA utilizando los indicadores disponibles y vigentes al momento de presentar la propuesta reformulada.

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se han actualizado los CMA con los últimos valores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de esta nueva Propuesta.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 15.-** Con relación a los indicadores TC, IPM, PCU y PAL, ENGIE debe precisar la fuente de los índices empleados, corroborar los valores registrados en su archivo de cálculo y, si es necesario, realizar las rectificaciones pertinentes. Por lo tanto, ENGIE debe incorporar la fuente de los indicadores macroeconómicos.

Respuesta

En el archivo de cálculo se incluye la fuente de los índices empleados.

Análisis de Osinergmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 16.-** Se ha verificado que los valores del CMA, entre otros, no se han presentado con dos decimales, tal y como lo establece la NORMA DE TARIFAS. Por ejemplo, en su informe, concretamente en los Cuadros N° 7-7 y 7-8 los valores no muestran dos decimales. En ese contexto, ENGIE debe corregir esta inconsistencia en su propuesta reformulada

Respuesta

En la nueva versión de la Propuesta se actualiza los valores presentados según lo requerido.

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

- 17.-** Las celdas de la hoja de cálculo del archivo "F_500_Compensaciones_2025-2029_(Propuesta)" presentada por ENGIE deben estar formuladas para garantizar la trazabilidad y verificación de los cálculos. Por ejemplo, en la hoja "F-305-ENGIE, las celdas correspondientes al COyM aparecen como valores fijos y no formulados. En este contexto, ENGIE, en su propuesta reformulada, debe corregir este caso y cualquier otro similar que se presente.

Respuesta

Se tomó en cuenta el formato aprobado en la última Fijación Tarifaria

Análisis de Osinerghmin

El análisis y conclusión referidas se desarrolla en el Informe N° 098-2025-GRT.

Reformulación de la Propuesta

18.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 12.

Se requiere, por lo tanto, que ENGIE presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

Se adjunta la versión actualizada de la Propuesta con los cambios requeridos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinerghmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa EGASA

Observaciones Generales

1.- Observación

EGASA no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustenta su Propuesta, no se encuentran debidamente vinculados, lo que no permite realizar la trazabilidad de estos. Al respecto, EGASA debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de EGASA, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que EGASA debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a realizar una revisión de los valores presentados de la demanda aprobada en el proceso regulatorio del Plan de Inversiones de Transmisión 2025 – 2029. En tal sentido, en los casos que los valores presentados en la Propuesta Inicial requieran ajustes, se procederá a actualizar conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de EGASA, las demandas a nivel de cada sistema eléctrico no coinciden con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

La Propuesta de EGASA ha omitido en algunos archivos la demanda registrada del Año Representativo, lo cual no hace trazable la determinación de factores estacionales, verificándose que algunos de estos factores presentados en valores, no concuerdan con los mismos calculados en otros archivos que acompañan su

Propuesta, por lo que EGASA debe corregir donde corresponda teniendo en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y manteniendo la trazabilidad de los cálculos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que luego de la revisión se ha verificado la trazabilidad en la determinación de los factores estacionales, procediendo a efectuar las correcciones donde corresponda.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL de EGASA, no se identifica los archivos de sustento con los que se determinó la demanda del Año Representativo.

Conclusión

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

4.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que EGASA revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado referido a las inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga para el Área de Demanda 9, se ha efectuado una revisión detallada de los mismos para identificar y corregir cualquier error, asegurando la consistencia de los datos y cálculos presentados, los mismos que se presentan en la Propuesta Final.

Análisis de Osinerghmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 11 y 12. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien EGASA ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Áreas de Demanda 9.

Conclusión

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

5.- Observación

Según lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que EGASA ha actualizado el CMA con indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio) a agosto de 2024. Sin embargo, debe actualizar el CMA con los indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta final.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que según lo señalado en la NORMA TARIFAS y al requerimiento de utilizar los valores vigentes al último día hábil del mes de marzo del año de la fijación tarifaria, EGASA ha procedido a actualizar el CMA

utilizando los últimos valores disponibles de los indicadores (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor, y precios del Cobre y del Aluminio) vigentes a la fecha de presentación de la presente PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que EGASA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la PROPUESTA FINAL.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

6.- Observación

No se ha realizado correctamente la actualización del CMA de los SST conforme se indica en el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, EGASA debe efectuar las correcciones del caso.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "CMA_(SSTD)" de los archivos "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que EGASA está actualizando el CMA de los SST con la información disponible a noviembre de 2024. Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio es incorrecto.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

7.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo al numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth; asimismo, cuando corresponda, los archivos MS Excel deben presentarse debidamente vinculados. Al respecto, en la Propuesta de EGASA se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, los datos de la hoja "F-502" del archivo "F_500_FactPerd_AD09 EGASA.xlsm" se encuentran en valores, entre otros.

En consecuencia, EGASA debe revisar los archivos de cálculos y presentar datos debidamente vinculados de manera que permita la adecuada trazabilidad de los mismos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido en los casos que corresponda, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios. No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la Propuesta Final.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por EGASA como parte de los anexos en respuesta al levantamiento de sus observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

8.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9 EGASA.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del Área de Demanda 9 del PI 2025-2029 toda vez que los totales de energía no coinciden.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Por tanto, EGASA debe verificar la información presentada en su propuesta y corregir lo indicado, presentando los archivos de sustento conforme a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área 9 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).
- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).

- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los archivos remitidos por EGASA en respuesta a la absolución de observaciones, no se identifica si se ha empleado las bases de datos SICOM y SICLI en la obtención de los registros mensuales de la demanda.

Por otro lado, no se ha ubicado los archivos "F-501-L.xlsx" y "F-501.xlsx" en la documentación, indicados como respuesta a esta observación.

Finalmente, se observa que las demandas totales por sistema eléctrico difieren de la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD09 EGASA.xlsm", se observa que EGASA ha consignado valores no vinculados para el formato F-502, ya que no ha presentado en dicho archivo el formato F-501, a comparación del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9 EGASA.xlsm", ni vinculado los datos del mismo lo que no permite validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9 EGASA.xlsm" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía del sistema eléctrico "Orcopampa, Valle del Colca" para el nivel de tensión MAT no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que EGASA presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS, debidamente sustentados y vinculados de manera que sea trazable su cálculo, verificando que sea concordante con los valores presentados para los mismos formatos incluidos en diferentes archivos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido en los casos que corresponda, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios. En tal sentido, los factores estacionales han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas y demanda del año base corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501.xlsx".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de EGASA, se verifica que los valores mensuales de los factores estacionales de energía son los mismos en los archivos de cálculo presentados.

Conclusión

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

10.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-F100-AD09.xlsx" presentado por EGASA, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- EGASA ha calificado la demanda de la barra LA HUERTA-33 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Por tanto, EGASA debe presentar el sustento de los criterios utilizados y/o realizar las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9 EGASA.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD09 EGASA.xlsm", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, en base a la topología de la red, se ha cumplido en aplicar lo dispuesto en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, procediendo a corregir la asignación de la barra LA HUERTA 33 como "DAT A".

Análisis de Osinergmin

De la revisión del archivo "Reportes-F100-AD09.xlsx" remitido por EGASA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que se ha corregido la asignación de la barra LA HUERTA 33 en la hoja "F-109+F-115". Sin embargo, en las hojas "F-121" y "F-122" se visualiza que la barra LA HUERTA-33 sigue estando asignada en DAT B.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

11.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09 RR FINAL" presentado por EGASA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Se ha verificado que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda, "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinergmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 9. Por ejemplo, entre otros, las cargas "lod Secocha33", "lod ocoña33", "lod Hrama66", "lod repa23" y "lod huancar23", no son coherentes con la demanda aprobada en el Formato "F-122". Al respecto, es necesario que EGASA corrija donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinergmin en el Plan de Inversiones.

En ese sentido, es necesario que EGASA presente el archivo de Flujo de Carga con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias sea conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a efectuar las siguientes correcciones: Se validó la demanda de los formatos F-122 y su posterior reparto acorde a lo previsto en el formato "F-200_AD09_PI 25-29_RR.xlsx", obteniéndose lo siguiente:

	SISTEMA	2025	2026	2027	2028	2029
F-122	Arequipa	660.62	667.47	674.93	681.40	685.94
DIGSILENT	Arequipa	172.89	179.74	187.20	193.67	198.21
		487.73	487.73	487.73	487.73	487.73
F-122	Camana. Chuquibamba, Valle de Majes - S	28.97	32.54	36.08	40.14	43.62
DIGSILENT	Camana. Chuquibamba, Valle de Majes - S	28.97	32.54	36.08	41.11	44.61
		0.00	0.00	0.00	-0.98	-0.99
F-122	Islay	10.18	10.70	11.23	11.75	11.95
DIGSILENT	Islay	10.18	10.70	11.23	11.75	11.95
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Orcopampa, Valle del Colca	22.61	22.68	22.76	22.83	22.91
DIGSILENT	Orcopampa, Valle del Colca	14.97	15.04	15.12	15.19	15.27
		7.64	7.64	7.64	7.64	7.64
F-122	Puquina-Omate-Ubinas	0.88	0.90	0.93	0.95	0.97
DIGSILENT	Puquina-Omate-Ubinas	0.88	0.90	0.93	0.95	0.97
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Reparticion - La Cano	10.88	11.52	12.05	12.59	12.75
DIGSILENT	Reparticion - La Cano	10.88	11.52	12.05	12.59	12.75
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Se ha identificado que, en la base de datos utilizada para el proceso de aprobación de los Peajes y Compensaciones para el periodo 2025-2029, aprobado en el Plan de Inversiones 2025-2029, las cargas a nivel de MAT no fueron consideradas en la simulación del estudio. Esto se debe a que, según la opinión de OSINERGMIN, dichas cargas no condicionan la aprobación de nuevos proyectos en el mencionado plan de inversiones.

Las cargas corresponden a clientes libres atendidos a través de las Subestaciones Socabaya, San José, Cerro Verde, Minera Cerro Verde, Santuario y Talta. Adicionalmente, en el Sistema Eléctrico de Camaná, se incluyó en el formato F-200 la demanda de Ático.

Análisis de Osinergmin

De la revisión a la base de datos de demanda incorporada en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09 RR FINAL-rev" que corresponde a la PROPUESTA FINAL de EGASA, se ha verificado que los valores de demanda que corresponden al escenario de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN" (F-122) se han actualizado, corrigiendo sus magnitudes. Sin embargo, se ha identificado que se está asignando incorrectamente las mismas magnitudes de demanda a las cargas "lod Hrama66" y "lod huancar23".

Conclusión

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

12.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_F_500_FactPerd_AD09 EGASA.xlsm", presentados por EGASA, se tiene las siguientes observaciones:

- En el archivo "F_F_500_FactPerd_AD09 EGASA.xlsm", se observa que algunas de las pérdidas contenidas en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo", "BD_Sist_lineas" no corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Potencia presentado. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sein_trafo" para el Elemento "Goyoneche 33/10kV-25MVA" (año 2025) se le asigna Pérdidas I^2R de "0.001496 MW", pero del archivo de Flujo de Potencia se verifica pérdidas con valor de "0.0014962425". Al respecto, EGASA debe actualizar su archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias y exportar

correctamente las pérdidas de los Elementos de transmisión para sustentar su Propuesta.

- EGASA para la determinación de los FPMd en las hojas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo", no considera las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama) para todos los años, entre otros. Al respecto, EGASA debe sustentar y/o aclarar la no consideración de las pérdidas de dicha instalación; asimismo, deberá revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.
- Por otra parte, se verifica que EGASA para la determinación de los FPMd en las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", excluye las pérdidas de algunos Elementos que forman parte de las instalaciones de los SST y SCT al asignarle un valor de "0" en la columna "Incluir" de dichas hojas. Por ejemplo, en la hoja "BD_Sein_trafo", no considera las pérdidas del transformador "2-Winding Transformer(7)" (TP SET Secocha 138/33 kV), al igual que en la hoja "BD_Sein_lineas" no considera las pérdidas de la línea de transmisión "Line(7)" (LT Ocoña – Secocha en 138 kV) ambos aprobados para el año 2028 en el PI 2025-2029. Al respecto, EGASA debe incluir en el cálculo de FPMd todas las instalaciones del SST y SCT y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, en concordancia al numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS.
- Por otro lado, de la revisión del archivo en mención, en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se verifica que EGASA no presenta el sustento suficiente respecto a las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, para el Sistema Eléctrico Arequipa en el nivel de "DAT A" y nivel de "DAT B", ya que considera, por ejemplo, las inyecciones de la C.H. Charcani I en el nivel de "DAT A". En ese sentido, la concesionaria debe verificar las barras según el actual sistema eléctrico, y presentar el sustento del total de la generación inyectada en las instalaciones de la demanda.

Al respecto es necesario que EGASA presente el archivo correspondiente con las correcciones respectivas, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias presentado sea conforme indica la NORMA TARIFAS. Asimismo, corresponde actualizar el cuadro de inyecciones de potencia consignado en la página 22 del informe de su Propuesta, sustentando las magnitudes de las inyecciones consideradas.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a detallar las acciones adoptadas y las aclaraciones correspondientes, las cuales son las siguientes:

- Se ha revisado y actualizado el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", específicamente las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas", para garantizar que las pérdidas reflejadas correspondan exactamente a los valores obtenidos del archivo de Flujo de Potencia.
- Respecto a la no inclusión de las pérdidas del transformador "2 Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama), se ha revisado y actualizado el archivo de cálculo para incorporar dichas pérdidas en los años correspondientes.

- Se han revisado las hojas "BD_Sein_trafo", "BD_Sein_lineas", "BD_Sist_trafo" y "BD_Sist_lineas" para garantizar que se incluyan todos los Elementos aprobados en el PI 2025-2029, como el transformador "2-Winding Transformer(7)" (TP SET Secocha 138/33 kV) y la línea "Line(7)" (LT Ocoña – Secocha en 138 kV), como también sus pérdidas asociadas.
- En la hoja "Pot_Coinc_SEIN", se ha revisado y sustentado detalladamente las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias. En el caso específico de la C.H. Charcani I, se ha corregido su asignación para que se alinee con el nivel de demanda que corresponde según la configuración actual del sistema eléctrico. Además, se han presentado los diagramas unifilares y registros de operación que justifican las inyecciones de generación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de EGASA se tienen los siguientes análisis:

- a) Respecto a la coherencia entre los valores de pérdidas que considera EGASA en el archivo de cálculo de Factor de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD09" y el archivo de flujo "BD PI 25-29 SEIN-GRT – AD09 RR FINAL-rev" de su PROPUESTA FINAL, se ha verificado que los valores de pérdidas del archivo de cálculo corresponden a las pérdidas que resultan del archivo de Flujo de Potencia.
- b) En relación a los Elementos que EGASA está considerando para el cálculo de Factor de Pérdidas Medias, se ha verificado que se ha incluido las pérdidas del Elemento "2-Winding Transformer(5)" (TP SET Huancarama) para todos los años. No obstante, se observa que EGASA no está considerando la totalidad de Elementos, conforme a lo señalado en el numeral 19.8 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, los Elementos "2-Winding Transformer(8)" (SET Intermedia Norte) y "Line(7)" (LT Ocoña-Secocha 138 kV)", aprobados en el PI 2025-2029, tienen asignado un valor de "0" en la columna "Incluir" por lo que se están excluyendo para el cálculo de Factor de Pérdidas Medias.
- c) Con relación a las inyecciones de potencia propuestas por EGASA, se aprecia que la concesionaria ha corregido la referencia de la barra de la C.H. Charcani I, según corresponde, incluyendo el sustento de las inyecciones; sin embargo, en el caso de la C.H. Charcani IV no ha tenido en consideración la calificación de la barra correspondiente en procesos anteriores. Por otro lado, se aprecia que para el caso de la C.H. Misapuquio está considerando inyecciones con el valor de cero (0), sin tener en consideración que, en los últimos periodos de máxima demanda aprobados por el COES, dicha central se encuentra operando. Por lo tanto, la presente observación se considera parcialmente absuelta.

Conclusión

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

13.- Sobre los Formatos F-504 al F-510

En función a las observaciones precedentes, se verifica que EGASA no ha efectuado el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias correctamente. Al respecto, EGASA debe corregir lo indicado y en consecuencia presentar los formatos "F-504" al "F-510", en

los cuales sustentará su Propuesta de Factores de Pérdidas Medias. Dichos formatos deben estar debidamente sustentados y vinculados correctamente con los archivos fuente, conforme indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que tal como se indicó en la respuesta a las observaciones precedentes, se han realizado las correcciones necesarias en el archivo "F_500_FactPerd_AD09.xlsm", ajustando los valores de pérdidas de los Elementos de transmisión, la inclusión de instalaciones faltantes, y la actualización de las inyecciones de generación consideradas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida, se verifica que no ha corregido gran parte de las observaciones realizadas por Osinergmin respecto a su propuesta de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 9, conforme se puede ver en el análisis de las observaciones anteriores. Por lo tanto, los resultados mostrados en el archivo "F_500_FactPerd_AD09" que contiene los formatos "F-504" al "F-510" son erróneos, y por ello la PROPUESTA FINAL de EGASA es incoherente.

Conclusión

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

14.- Sobre el Cálculo de los Ingresos Tarifarios (IT)

De la revisión de la Propuesta de EGASA, se verifica que no ha presentado información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía respectivamente para el Área de Demanda 9. Al respecto, si bien el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS establece que el IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra; el informe de la Propuesta presentada, no precisa o sustenta la no presentación de los IT para el Área de Demanda 9.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que EGASA no cuenta con instalaciones de transmisión que perciban ingresos tarifarios, razón por la cual, no se presentó dicha información en la Propuesta Inicial.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de EGASA, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de EGASA, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

15.- Actualización del CMA SSTD

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SST} deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que EGASA ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024; en ese sentido, deberá actualizar dichos indicadores.

Por lo tanto, donde corresponda, EGASA debe actualizar los CMA_{SST} según lo observado, para tal efecto se sugiere utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta de Tarifas y Compensaciones de EGASA, efectivamente el CMA se presentó actualizado al 31 de agosto de 2024, debido a que a la fecha de elaboración de la propuesta era la última información disponible, toda vez que la propuesta se presentó al OSINERGMIN hasta el 01 de octubre de 2024. No obstante, en la presente Propuesta Final, se actualizan los indicadores al 30 de noviembre de 2024, correspondiendo al OSINERGMIN que en la etapa de aprobación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029, actualice el CMA con los indicadores que se encuentren vigentes al 31 de marzo de 2025.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_9.xlsx" se verifica que EGASA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

16.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes al Área de Demanda 9.

Se requiere, por lo tanto, que EGASA presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes debidamente vinculados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta final del estudio de Tarifas y Compensaciones de EGASA, se ha procedido a actualizar el CMA y peajes.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que EGASA ha enviado una nueva versión de su propuesta (PROPUESTA FINAL) considerando correcciones a su PROPUESTA INICIAL derivadas de las observaciones planteadas a la misma; sin embargo, como se puede apreciar en el

análisis de las observaciones, aún existen observaciones a los datos incluidos en su PROPUESTA FINAL, lo cual deriva en cálculos incorrectos.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTRONOROESTE (ENOSA)

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de ENOSA no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, puesto que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, se requiere que ENOSA adecue su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a adecuar la Propuesta conforme a lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS. Para ello, los archivos de cálculo han sido reorganizados y vinculados debidamente, de modo que se garantice la trazabilidad completa de los mismos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran debidamente vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que, se requiere que ENOSA sustente los valores presentados o, en su defecto, corrija donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se procedió a realizar la revisión de los valores presentados acorde a la demanda aprobada en el Plan de Inversiones 2025 – 2029 (Formatos F-100). En tal sentido, se ha procedido a ajustar dichos valores conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, los valores de demanda del año 2022 a nivel de Área de Demanda coinciden con la demanda del PI 2025-2029. Sin embargo, la demanda a nivel de sistema eléctrico, no.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias, se ha encontrado inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. En ese sentido, se requiere que ENOSA

revise y corrija en donde corresponda, considerando lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En cuanto a las inconsistencias identificadas en los archivos de cálculo de pérdidas medias y los Flujos de Carga para el Área de Demanda 1, se ha efectuado una revisión detallada de los mismos para identificar y corregir cualquier error, asegurando la consistencia de los datos y cálculos presentados.

Análisis de Osinerghmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 12 y 13. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que, si bien ENOSA ha efectuado correcciones a su propuesta como resultado de las observaciones formuladas, aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 1.

Conclusión

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

4.- Observación

En concordancia con lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil del mes de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que ENOSA ha actualizado el CMA con indicadores disponibles a agosto 2024 (Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor y los precios del Cobre y del Aluminio); por lo que, se requiere que actualice el CMA con indicadores disponibles y vigentes a la fecha de presentación de la propuesta final.

Respuesta

Se ha procedido a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente.

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsx" se verifica que ENOSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

5.- Observación

ENOSA menciona en su Propuesta que ha incluido proyectos del Plan de Inversiones 2021-2025 que entraron en operación comercial desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024. Al respecto, ENOSA no ha presentado las respectivas Actas de Verificación de Alta (AVA) de los proyectos mencionados en su Propuesta ni sus respectivos formatos que corresponden a la valorización (F-300). Se requiere que ENOSA presente las AVA y los respectivos formatos.

Respuesta

En respuesta a la observación, hemos ajustado la propuesta para incluir exclusivamente los Elementos de transmisión que han sido dados de Alta hasta la fecha y que cuenta con su correspondiente Acta de Verificación de Alta.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTRONOROESTE, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTRONOROESTE ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son aquellos que cuenten con actas suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Observaciones Específicas**Sobre la Presentación del Informe****6.- Sobre la Trazabilidad del Documento**

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de ENOSA se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD01-2024.xls" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, Se requiere que ENOSA presente datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Por tanto, se requiere que ISA PERÚ revise lo indicado y realice las correcciones que correspondan.

Respuesta

Se ha procedido, en los casos que correspondía, a establecer los vínculos entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas e ingresos tarifarios.

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel. Adicionalmente, se ha indicado la procedencia de las fuentes respectivas, las cuales están documentadas en hojas de cálculo anexas a la propuesta. (Ver archivo "F-501-502.xlsx" donde se encuentran la fuente de los formatos F-501 y F-502).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los archivos remitidos por ENOSA en respuesta a la absolución de observaciones, se verifica que los archivos de cálculo se encuentran vinculados en los casos que corresponde.

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

7.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm" se verifica que los registros de Energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de ENOSA el total de energía del año 2022 asciende a 2 323 511 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 2 324 604 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Adicionalmente, se observa, en el archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx", se ha empleado para ENOSA los factores de expansión de pérdidas de distribución PENT=2,04% y PEBT=8,19%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, se requiere que ENOSA corrija los factores de expansión de pérdidas PENT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a las observaciones planteadas, se ha procedido a realizar las siguientes acciones para garantizar la consistencia de la información:

- Se ha revisado y validado la demanda correspondiente al área 1 utilizando como base los datos de los sistemas SICOM (para el mercado regulado) y SICLI (para los usuarios libres).
- En el caso del mercado libre, se ha considerado la energía consignada en el formato F-113 y las demandas mensuales reportadas en el archivo del SICLI, las cuales han sido reflejadas en el archivo "F-501-L.xlsx".
- Los factores de pérdidas aplicados a los clientes regulados y libres corresponden a los valores consignados en el formato F-103 acumulados por sistema eléctrico en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT).

Área	FPM (MT)	FPM (BT)	FPM (MT+BT)
1	1.0135	1.0824	1.0629

- Las ventas de energía han sido recalculadas considerando los factores de pérdidas corregidos, y los resultados han sido actualizados en el archivo "F-501-502.xlsx".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se verifica que se ha empleado las bases de datos SICOM y SICLI en la obtención de registros mensuales de demanda.

En relación con los factores de expansión de pérdidas de distribución, se observa que estos difieren en algunos sistemas eléctricos. Así también, las demandas totales por sistema eléctrico no coinciden con las del PI 2025-2029.

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo “F_500_FactPerd_AD01-2024.xls”, se observa que ENOSA ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm” se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, se requiere que ENOSA presente tales factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El cálculo de los factores estacionales se encuentra desarrollado en el archivo “F-501-502.xlsx”, según lo detallado en la respuesta a la observación 7. Finalmente, en donde ha correspondido, se establecieron los vínculos necesarios entre los archivos fuente y los formularios de cálculo de peajes, pérdidas medias e ingresos tarifarios.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, los valores mensuales de los factores estacionales de energía se encuentran vinculados entre los archivos de cálculo.

Conclusión

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

9.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que las proyecciones de demanda correspondientes al nivel de tensión “AT” del sistema eléctrico “Talara” consignadas en el Formato F-503 no coinciden con las proyecciones del PI 2025-2029, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh): Sistema eléctrico “Talara”, nivel de tensión “AT”					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	13 552	13 552	13 552	13 552	13 552
Demanda ENOSA	18 070	18 070	18 070	18 070	18 070
Variación (%)	+ 33%	+ 33%	+ 33%	+ 33%	+ 33%

En ese sentido, se requiere que ENOSA sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la demanda estimada del Sistema Eléctrico “Talara” consignando los valores aprobados en los formatos de demanda.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se mantiene la observación de que la demanda del sistema eléctrico "Talara" en el nivel de tensión "AT" del periodo 2025-2029 consignadas en el formato F-503 no coincide con la del PI 2025-2029.

Conclusión

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

10.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux F-119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm", se observa que la demanda del sistema eléctrico "Bajo Piura" para los años 2025 al 2029 se consigna en DMAT B. Sin embargo, en la hoja "Proy_Dem" del archivo "Reportes-F100-a1.xlsx" se encuentra calificada en DMAT A. Por consiguiente, se requiere que ENOSA verifique y/o corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la asignación del nivel de tensión del parte del sistema "DMAT A" para el Sistema Eléctrico "Bajo Piura".

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se ha corregido el nivel de tensión de la demanda del sistema eléctrico "Bajo Piura" a DMAT A.

Conclusión

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

11.- Sobre la Demanda calificada según el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS

De la revisión del archivo de sustento "Reportes-F100-a1.xlsx" presentado por ENOSA, en el cual se presenta la demanda por barra del PI 2025-2029 calificada por tipo de conexión en DMAT A, DMAT B, DAT A, DAT B y DMT; considerando lo establecido en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se tienen las siguientes observaciones:

- ENOSA ha calificado la demanda de la barra PARIÑAS-220 en DMAT A, sin embargo, se verifica que dicha barra no es una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT; por tanto, le corresponde la calificación en DMAT B.
- ENOSA ha calificado la demanda de la barra ZORRITOS-60 en DAT B. Al respecto, se solicita revisar la calificación asignada.
- Se observa que en las hojas "F-121" y "F-122" la barra MALACAS-33 ha sido calificada en DMT. Por otro lado, en la hoja "F-109+F-115" la misma barra ha sido calificada en DAT B. Al respecto, se requiere que ENOSA revise y corrija donde corresponda.

Por tanto, se requiere que ENOSA presente el sustento de los criterios utilizados y/o realice las correcciones que correspondan para los casos observados. Dichas correcciones y/o actualizaciones deben realizarse tanto en el archivo de cálculo de peajes "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm" y en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD01-2024.xls", conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a las observaciones formuladas sobre la calificación de la demanda por barra contenida en el archivo “Reportes-FI00-a1.xlsx” y en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS, se informa lo siguiente:

- Se ha revisado la calificación asignada y se confirma que la barra PARIÑAS-220 no corresponde a una Barra de Referencia de Generación (BRG) en MAT. Por lo tanto, se procederá a reclasificarla en “DMAT B” en los archivos de cálculo correspondientes.
- Se ha identificado la discrepancia en la calificación de la barra MALACAS-33 entre las hojas “F-121”, “F-122” (calificada como DMT) y la hoja “F-109+F-115” (calificada como “DAT B”). Hemos procedido a corregir los criterios aplicados en cada caso y corregido esta inconsistencia, asegurando uniformidad en todos los archivos de sustento.

Finalmente, las correcciones mencionadas se implementaron tanto en el archivo de cálculo de peajes “05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm” como en el archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD01-2024.xls”

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se han realizado las correcciones señaladas en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias

12.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01-Perdidas-vf.pfd”, presentado por ENOSA en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- La información de demanda considerada en el archivo PFD presentada por ENOSA difiere de los valores correspondientes a la Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN “F-122” aprobados en el PI 2025-2029, así como de su formato F-500; por ejemplo, para todos los años (2025-2029), las cargas “lod zorrit010”, “lod zorrit023” y “lod zorrit060” no son coherentes con la Demanda aprobada en el Formato “F-122”. En ese sentido se requiere que ENOSA revise y corrija donde corresponde.

DEMANDA (MW)	2025	2026	2027	2028	2029
PROPUESTA ENOSA	386	400	412	422	432
F-122 (PI 2025-2029)	420	434	446	456	466
Diferencias	34	34	34	34	34

Fuente: Elaboración propia, resultado de los archivos PFD de ENOSA versus lo aprobado por Osinergmin para el PI 2025-2029

- ENOSA en su Propuesta no considera el ingreso de la Nueva SE Catacaos 1 60/22,9/10 kV a pesar de que ha sido aprobado en el PI 2025-2029 (proyecto propuesto para el año 2025), esto en conformidad con la Resolución N° 135-2024-OS/CD. Se requiere que ENOSA revise y corrija donde corresponda.
- En el informe indica que la potencia de la CT Tallanca es de 27,16 MW, lo cual no es coherente con la potencia instalada de 18,7 MW considerada en el

modelamiento del archivo de Flujo de Carga que sustenta su Propuesta. Se requiere que ENOSA revise y corrija donde corresponda.

- Asimismo, se verifica que para el análisis eléctrico de la “Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema” y “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN”, el año de puesta en servicio de los Elementos de transmisión del archivo de Flujo de Potencia no son coherentes con el archivo de Flujo de Potencia aprobado por Osinerghmin en el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 1. Por ejemplo, la LT Derv, Morropón-Morropón de 60 kV de 4,3 km está modelado a partir del año 2028; sin embargo, en el PI 2025-2029 dicho Elemento fue aprobado a partir del año 2029 (Informe N° 565-2024-GRT “Informe Complementario de los Recurso de Reconsideración contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD”). Al respecto es necesario que ENOSA explique las razones de los cambios efectuados o en su defecto corregir donde corresponda.

Respuesta

En primer lugar, se validó la demanda registrada en los formatos “F-121” y “F-122”, así como su posterior distribución o transferencia de carga, de acuerdo con lo establecido en el formato “F-200_AD01_PI 25-29_RR.xlsx”. El análisis realizado arrojó los siguientes resultados:

SISTEMA		2025	2026	2027	2028	2029
F-122	Bajo Piura	28.34	29.35	30.10	30.59	31.10
REVISADO	Bajo Piura	28.34	29.35	30.10	30.59	31.10
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Ch	50.94	52.35	53.67	54.88	56.12
REVISADO	Frontera, Chulucanas, Santo Domingo - Ch	50.94	52.35	53.67	54.88	56.12
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Talara	49.55	49.96	50.37	50.81	51.25
REVISADO	Talara	15.53	15.93	16.35	16.78	17.23
		34.02	34.02	34.02	34.02	34.02
F-122	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SE	122.80	126.00	128.85	131.35	133.92
REVISADO	Sullana, Paíta, El Arenal, Sullana II y III y SE	122.80	126.00	128.85	131.35	133.92
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumill:	51.56	55.45	58.38	60.19	61.87
REVISADO	Tumbes, Máncora, Tumbes Rural, Zarumill:	51.56	55.45	58.38	60.19	61.87
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
F-122	Piura, SER Piura, Catacaos	116.56	121.06	124.81	128.19	131.67
REVISADO	Piura, SER Piura, Catacaos	116.56	121.06	124.81	128.19	131.67
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia. “reporte-demanda-Generacion-A01.xlsx”

Tal como se observa en el cuadro, existen discrepancias entre la demanda aprobada en el PI 2025-2029 y los valores consignados en los archivos de flujo de potencia. En la mayoría de los casos, estas diferencias corresponden a cargas mineras conectadas en el nivel de Media Alta Tensión (MAT), como en las barras de la barra Pariñas.

Para este estudio, se tomó en cuenta la posición del regulador, quien en el Oficio N.º 1518-2024-GRT señala:

“Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, se ha verificado que las cargas mencionadas no fueron simuladas en el estudio debido a que, siendo de un nivel en MAT, no condicionaría nuevos proyectos a ser aprobados en el Plan de Inversiones”.

En consecuencia, para esta etapa se mantuvo el criterio propuesto por Osinerghmin, y no se incorporaron las magnitudes de las demandas mineras aprobadas en los formatos F-100 y que no fueron modeladas en su verdadera magnitud durante el proceso de aprobación del PI 2025-2029.

Por otro lado, si se detectaron errores materiales en la transferencia de cargas consignadas en la base de datos de DIGSILENT. Dichos errores no corresponden al

orden de magnitud registrado en el formato F-200, por lo que se procedió a corregirlos.

Asimismo, reconocemos que la Nueva SE Catacaos 1 60/22,9/10 kV, aprobada mediante la Resolución N° 135-2024-OS/CD para el año 2025, no fue considerada en la versión actual del archivo. Procederemos a incluir dicho Elemento en el modelamiento del Flujo de Carga y presentaremos una nueva versión del archivo con las actualizaciones correspondientes. Adicionalmente, se identificó la necesidad de ajustar el reparto de la demanda desde las SET Piura Centro y Piura Oeste hacia la Nueva SET Catacaos. Este análisis se debe a la ausencia de dicho reparto en el archivo F-200. Por lo tanto, se realizarán las correcciones necesarias para garantizar que los datos de reparto sean consistentes y completos, conforme a las disposiciones establecidas:

F-121

SUBESTACIÓN	BARRA	2025	2026	2027	2028	2029
PIURA CENTRO	PCENT010	52.98	54.86	56.79	58.78	60.82
PIURA OESTE	SEPO010	17.81	18.74	19.18	19.62	20.08
CATACAOS	CATAC060	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92

TRASLADO DE CARGA

SUBESTACIÓN	BARRA	2025	2026	2027	2028	2029	Factor
PIURA CENTRO	PCENT010	36.16	37.44	38.76	40.12	41.51	0.75
PIURA OESTE	SEPO010	15.14	15.93	16.30	16.68	17.07	0.85
CATACAOS	CATAC060	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
NVA CATACAOS	NCATA010	6.25	6.51	6.71	6.91	7.12	

Con respecto a la discrepancia señalada entre la potencia instalada de 18,7 MW y el valor de 27,16 MW utilizado en el modelamiento será revisada. Procederemos a realizar las correcciones necesarias en el archivo de cálculo de factor de pérdidas para que refleje la potencia coincidente con el SEIN en el año base (18.90 MW en el 2022 según registros del COES).

Finamente, con respecto a la LT Derv Morropón-Morropón de 60 kV (4,3 km), verificamos las inconsistencias entre el archivo presentado y el PI 2025-2029, donde el Elemento fue aprobado para el año 2029, por lo que se ha procedido a corregir el archivo de Flujo de Carga

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENOSA se tienen los siguientes análisis:

- a)
- Se verifica que la demanda total utilizada por ENOSA en la base de datos de demanda del archivo de Flujo de Potencia que sustenta su PROPUESTA FINAL corresponde al escenario de “Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN” (F-122), aprobado en el PI 2025-2029.

Asimismo, respecto a la observación acerca de la incoherencia de las cargas “lod zorrit010”, “lod zorrit023” y “lod zorrit060”, con la demanda aprobada en el Formato “F-122” y sus transferencias, se verifica que las magnitudes se han corregido y actualizado.

- b)
- Respecto al modelamiento de la Nueva SE Catacaos 1 de 60/22,9/10 kV, aprobado en el PI 2025-2029 para el año 2025. De la revisión al modelamiento de los Elementos en la red base del archivo de Flujo de Potencia remitido, se verifica que se ha incorporado la Nueva SE Catacaos 1 desde el año 2025.

En relación con el reparto de carga desde las SET Piura Centro y Piura Oeste hacia la Nueva SET Catacaos 1, este está especificado en el formato F-200 “F-203”,

aprobado en el PI 2025-2029. Según lo anterior, la Nueva SET Catacaos I, descarga en 15 % la potencia de la SET Piura Oeste y en 6,75 % la potencia de la SET Piura Centro a partir del año 2025. Estos valores son consistentes con las magnitudes de demanda presentadas por ENOSA en la imagen como respuesta a la observación. Sin embargo, se ha identificado que dichos valores no concuerdan con la base de datos de demanda del archivo de Flujo de Potencia, específicamente en los casos de estudio de "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) de su PROPUESTA FINAL.

- c) Respecto a la incoherencia de la magnitud de potencia considerada para la CT Tallanca, entre el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia y las inyecciones consideradas en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se debe señalar que, en el archivo de cálculo correspondiente a la PROPUESTA FINAL "F_500_FactPerd_AD01-2024", ENOSA ha considerado inyecciones de 18,90 MW para la CT Tallanca. No obstante, se observa que en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01_NC" de su PROPUESTA FINAL, ENOSA no está considerando la CT Tallanca en el modelamiento, a diferencia de lo presentado en su PROPUESTA INICIAL. Esta situación resulta contradictoria, dado que la CT Tallanca, al igual que la CT Tablazo - que sí se encuentra modelada en la red base del archivo de Flujo de Potencia - opera con régimen de producción permanente y presenta características equivalentes, por lo cual, la CT Tallanca debe ser incluida en el modelamiento y consecuentemente, en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 1. En este punto es importante hacer énfasis en el sustento para considerar la CT Tallanca como parte del presente proceso regulatorio, toda vez que, de la revisión del caso concreto, se advierte que se trata de una omisión en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia del PI 2025-2029, toda vez que, en la etapa de recursos de reconsideración del proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, periodo 2021-2025, ENOSA hizo de conocimiento de Osinergmin la existencia de dicha central (nueva información para efectos de dicho proceso). En ese sentido, la CT Tallanca forma parte de la red base empleada para efectos de la determinación del PI 2025-2029, siendo que, debió ser incluida en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia del PI 2025-2029.

Por lo expuesto y acorde a lo solicitado mediante Carta ENOSA-C-1206-2024 del 11/09/2024, dicha central termoeléctrica será considerada como parte del modelamiento empleado para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del periodo 2025-2029, habida cuenta que, la existencia de dicha central fue informada con anterioridad a la oportunidad de aprobación del PI 2025-2029. Cabe señalar que, esta medida no debe ser considerada como una modificación y/o actualización del modelamiento del Área de Demanda 1, toda vez que, tal como se ha descrito, se trata de una omisión. En ese sentido, se procede a considerar la CT Tallanca en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia empleado en el presente proceso regulatorio y, consecuentemente, mediante el presente análisis se brinda respuesta a la referida Carta ENOSA-C-1206-2024.

- d) Respecto al modelamiento de la LT Derv Morropón-Morropón de 60 kV, aprobado en el PI 2025-2029 para el año 2029, de la revisión a la base de datos de Elementos modelados en el archivo de Flujo de Potencia (casos de estudio "SEIN" y "SISTEMA") remitido en su PROPUESTA FINAL, se observa que, ENOSA aún continúa considerando en el modelamiento el ingreso de dicho proyecto desde el año

2028. En tal sentido, se considera que la empresa no ha absuelto la presente observación.

Conclusión

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

13.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias “F_500_FactPerd_AD01-2024.xls”, presentado por ENOSA, se tiene las siguientes observaciones:

- El archivo PFD presentado por ENOSA contiene simulaciones con y sin la CT Tallanca para la máxima demanda del Sistema y del SEIN; pero en el F-500 no especifica cuál de los escenarios utilizó para el Cálculo de Pérdidas Medias. Se requiere que ENOSA revise, corrija y/o especifique donde corresponda.
- Se observan diferencias en el cálculo de las Pérdidas de Líneas entre el archivo DigSILENT presentado por ENOSA y lo aprobado en el PI 2025-2029; por ejemplo, la “LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO 60 kV” presentan las siguientes pérdidas (sin la CT Tallanca).

PERDIDAS EN MW		2025	2026	2027	2028	2029
PI 2025-2029	LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO	0.273895	0.312544	0.330479	0.349963	0.359371
Propuesta ENOSA	LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO	0.112507	0.130287	0.139417	0.146821	0.152496
Diferencia Porcentual		59%	58%	58%	58%	58%

Fuente: Elaboración propia, resultado de los archivos PFD de ENOSA versus lo aprobado por Osineramin para el PI 2025-2029.

- En el archivo PFD que sustenta su Propuesta ENOSA se considera 55 transformadores mientras que en su formato F-500 solo 44 transformadores. Por lo que ENOSA debe de incluir todos los transformadores, teniendo en cuenta que en la columna “L” debe de precisar cuáles está considerando para el cálculo del factor de pérdidas “I” y cuales no “0”. Además, se observa diferencias en las Pérdidas entre el archivo PFD de su Propuesta y su formato F-500. A continuación, se muestran los resultados comparativos del cálculo de pérdidas en transformadores.

NIVEL SISTEMA	PERDIDAS TRs	2025		2026		2027		2028		2029	
		I²2r	Núcleo MW	I²2r	Núcleo MW	I²2r	Núcleo MW	I²2r	Núcleo MW	I²2r	Núcleo MW
PROPUESTA ENOSA	tr2 tumbes	1.3E-07	0.00412836	1.3E-07	0.00413302	1.27E-07	0.00404237	1.27E-07	0.00404471	1.23E-07	0.00391807
	tr3 LaHuaca T1	2.46E-07	0.00776861	2.3E-07	0.00727256	2.31E-07	0.00729974	2.32E-07	0.00732475	2.33E-07	0.00735873
F-500	tr2 tumbes	0	0.00414	0	0.004133	0	0.004042	0	0.004043	0	0.003914
	tr3 LaHuaca T1	0	0.007925	0	0.007251	0	0.007267	0	0.007274	0	0.007277
DIFERENCIA	tr2 tumbes	1	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%
	tr3 LaHuaca T1	1	2%	100%	0%	100%	0%	100%	1%	100%	1%

Fuente: Elaboración propia, resultado de los archivos PFD escenario de Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema “F-121” y hoja “BD_Sist_trafo” del formato F-500 de ENOSA.

Se requiere que ENOSA revise y corrija donde corresponda.

- De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD01-2024.xls" se verifica que ENOSA no ha considerado las inyecciones de potencia de todos los generadores locales asociados al Área de Demanda I; por ejemplo, se puede observar en la hoja “Pot_Coinc_SEIN”, no ha considerado la inyección de potencia de la C.H. Quiroz entre otras. En ese sentido, se requiere que ENOSA verifique y sustente las centrales propuestas como inyecciones, así como los valores de inyección y actualice la información, clasificando su respectiva

barra y sistema eléctrico, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a las observaciones formuladas se informa lo siguiente:

- Aclaremos que el archivo PFD presentado contiene simulaciones con y sin la CT Tallanca para evaluar los escenarios posibles. No obstante, en el formato F-500 no se especificó el escenario utilizado. Procederemos a actualizar el archivo F-500 indicando explícitamente cuál escenario fue empleado para el cálculo de las pérdidas medias y presentaremos la versión corregida del archivo.
- Reconocemos que se han identificado diferencias en el cálculo de las pérdidas de líneas, como las reportadas para la "LT-060kV PIURAOEST - LA UNIO 60 kV". Revisaremos detalladamente los valores utilizados en el archivo DIGSILENT y en el PI 2025-2029, para garantizar la coherencia en los resultados.
- Respecto a las discrepancias señaladas sobre el número de transformadores incluidos en el archivo PFD (55) frente al formato F-500 (44), procederemos a incluir todos los transformadores en el formato F-500. Además, se actualizará la columna "L" especificando cuáles se consideran para el cálculo del factor de pérdidas ("1") y cuáles no ("0"). También revisaremos las diferencias en las pérdidas de transformadores reportadas entre el archivo PFD y el formato F-500, corrigiendo donde sea necesario.
- Sobre la omisión de las inyecciones de potencia de algunos generadores locales, como la C.H. Quiroz, verificaremos la información de todas las inyecciones de potencia asociadas al Área de Demanda I. Se actualizará el archivo "F_500_FactPerd_AD01-2024.xls", incluyendo las inyecciones correspondientes y clasificando las centrales con su respectiva barra y sistema eléctrico. Este proceso será llevado a cabo de acuerdo con lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENOSA se tienen los siguientes análisis:

- a) Ver respuesta c) Observación 12.
- b) De la revisión a los valores de pérdidas de potencia de las Líneas de Transmisión que se obtuvieron del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01_NC", remitido por ENOSA en su PROPUESTA FINAL, para el escenario correspondiente a la "Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" (F-121) - escenario denominado en el archivo de flujo "SISTEMA" por ENOSA-, se verifica que, continúan presentando ciertas diferencias en las pérdidas de algunos Elementos de transmisión frente a las pérdidas que se obtuvieron del archivo de Flujo de Potencia, aprobado en el PI 2025-2029 "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01". Por ejemplo, para el año 2029, los valores de pérdidas que se obtuvieron para la "LT-060kV MORROPO - Der. Morro" con el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01_NC" presentado por ENOSA (0.00872405 MW), difieren de los valores de pérdidas que se obtuvieron con el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD01" (0.00871025 MW), aprobado en el PI 2025-2029.

- c) Respecto a los Elementos de transformación que ENOSA está considerando para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, de la revisión del archivo de cálculo de la PROPUESTA FINAL, se verifica que se están incluyendo algunos transformadores que no guardan coherencia con lo aprobado en el PI 2025-2029, así como algunos que no forman parte de las Instalaciones de los SST y SCT.

Asimismo, en relación a las incoherencias que se identificaron entre los valores de pérdidas de potencia para los Elementos de transformación extraídos del archivo de Flujo de Potencia presentando por ENOSA y los valores utilizados en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias "F-500", de la revisión, se verifica que los valores de pérdidas utilizados en el archivo de cálculo del Factor de Pérdidas Medias de la PROPUESTA FINAL, tienen coherencia con los resultados del archivo de Flujo de Potencia.

- d) Con relación a la observación sobre las inyecciones de potencia de los generadores, como levantamiento de la presente observación se ha verificado que ENOSA presenta las inyecciones de potencia en su PROPUESTA FINAL, incluyendo a la C.H. Quiroz con el respectivo sustento. En ese sentido se da por absuelta la observación.

Conclusión

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

14.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

ENOSA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 1; sin embargo, no proporciona la fuente de dicha información.

Al respecto, se requiere que ENOSA presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a la observación indicada sobre el ingreso tarifario, se han realizado las revisiones y correcciones correspondientes, las cuales detallamos a continuación:

- Se ha tomado como fuente de respaldo la propuesta del Subcomité de Generadores para la presente fijación de tarifas mayo 2025-abril 2026. Tanto los resultados obtenidos del modelo PERSEO 2.0 y hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios se han actualizado, asegurando la correcta aplicación de los criterios establecidos en el artículo 22.1 de la NORMA TARIFAS.
- Asimismo, se ha procedido a revisar y detallar la fuente de los datos utilizados en los formatos "F-511", "F-512" y "F-513".

No obstante, es importante precisar que, debido a la complejidad y al tamaño de algunos archivos, la recopilación de información se realizó a través de macros en Excel.

Área	IT	Titular	Nivel	año 1	año 2	año 3	año 4
1	Energía	REP	Transmisión MAT	8,731.28	8,133.88	7,497.93	6,549.55

Análisis de Osinergmin

ENOSA ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del área de demanda 10; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO como la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros, deberán utilizar la información de cierre al año 2024; por otro lado, respecto a los proyectos de generación y transmisión especificar las consideraciones o criterios utilizados, así como la fuente de información. Por lo que no se puede verificar la trazabilidad de la información.

En consecuencia, ENOSA no está cumpliendo con lo señalado en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización

15.- Sobre el CMA de los SST

En la hoja "SST del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm", se requiere que ENOSA aclare si la subestación Cabeza de Vaca aún mantiene en operación instalaciones que forman parte del SST y/o SCT y que están listadas. Esto permitirá verificar si la subestación Cabeza de Vaca cuenta todavía con instalaciones del SST y/o SCT.

Respuesta

En relación con la consulta sobre las instalaciones de la subestación Cabeza de Vaca listadas en la hoja "SST" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsm", se informa lo siguiente:

- Según lo registrado en el Informe N° 0037-2009-GRT, elaborado tras una visita de OSINERGMIN a las instalaciones de ENOSA, se verificó que la antigua subestación Cabeza de Vaca fue desmantelada. En su lugar, se construyó una nueva subestación denominada Corrales.
- Asimismo, los equipos de control y telecomunicaciones de la nueva subestación Corrales fueron trasladados desde la antigua subestación Cabeza de Vaca, asegurando la continuidad de las operaciones, es decir se cuenta con instalaciones activas que formaron parte de dicha subestación.

Esta información confirma que las instalaciones correspondientes al SST y/o SCT vinculadas a la antigua subestación Cabeza de Vaca han sido integradas a la nueva subestación Corrales y permanecen en operación

Análisis de Osinergmin

Del informe N° 037-2009-GART se verifica lo informado por DSE sobre la SET Cabeza de Vaca, reemplazado por la SET Corrales (denominado también SET Loma de Viento), por tanto, ENOSA ha absuelto la observación realizada.

Otros aspectos

Mediante una visita a las instalaciones de ENOSA, se verificó que en el departamento de Tumbes se ha retirado la antigua subestación Cabeza de Vaca y en su reemplazo se ha construido una nueva subestación denominada Loma de Viento (Corrales), la cual viene operando con un transformador antiguo 33/10 kV, de 1,8 MW. Asimismo, se observó que las subestaciones

Sin perjuicio de lo señalado, ENOSA indica que los equipos de control y telecomunicaciones fueron integrados a la SET Loma de Viento; sin embargo, de la revisión de los archivos de sustento de la resolución N° 279-2009-OS/CD que modifica el Plan de Inversiones 2009-2013 y fija los peajes y compensaciones para el periodo 2009-2013, en los cálculos de inversión se verifica que la SET Loma de Viento se está pagando como una subestación nueva.

Características del Elemento		Código de Estándar Módulo	Costo del Elemento (US\$)				Costos de Inversión			
Nombre Elemento	Instalación (S)		MN	ME	Aluminio	Cobre	Alícuota del Costo Incremental de Centro de Control (US\$)		Alícuota del Costo Incremental de Telecomunicaciones (US\$)	
Celda de Transformador n°2 set Loma de Viento	SET ATIMT LOMA DE VIENTO	CE-690CORICEBTL	36,863	21,095	0	895	1,482	16,395	6,444	2,495
Celda de Línea Transformador n°2 set Loma de Viento	SET ATIMT LOMA DE VIENTO	CE-690CORICEBTL	83,959	61,959	0	1,369	3,325	25,431	85,023	3,952
Celda de Alimentadores	SET ATIMT LOMA DE VIENTO	CE-690CORICEBAL	43,955	20,011	0	638	1,541	11,888	7,623	3,890
Celda de Alimentadores	SET ATIMT LOMA DE VIENTO	CE-690CORICEBAL	43,955	20,011	0	638	1,541	11,888	7,623	3,890

Cabe señalar que al no existir la SET Loma de Viento actualmente, corresponde retirar el costo de las obras comunes que se venía remunerando como parte del SST.

Conclusión

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

16.- Actualización del CMA SSTD

Los indicadores finales para la actualización del CMA_{SSTD} deben corresponder a los vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que ENOSA ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, se requiere que ENOSA efectúe la actualización de los CMA_{SSTD}, para tal efecto se requiere que utilice los últimos valores disponibles.

Respuesta

Se procederá a realizar las correcciones necesarias para garantizar que la actualización del CMA de los SST y SCT cumpla con lo dispuesto en la normativa vigente. Para la presente propuesta los indicadores están al mes de noviembre de 2024.

Fecha	TC	IPM	Pc	Pal
Nov-24	3.745	277.834	403.333	2317.332

Análisis de Osinerghmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_1.xlsx" se verifica que ENOSA ha considerado los valores disponibles hasta noviembre de 2024, siendo esta información disponible al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Sin embargo, el valor considerado para el indicador de aluminio correspondiente a noviembre de 2024 es incorrecto, ya que el valor correcto debe ser 2323,3473.

Conclusión

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

Sobre Elementos aprobados con Altas y Bajas

- 17.-** Según el Plan de Inversiones 2021 – 2025, se tiene planificado Elementos aprobados a darse de Altas y Bajas, los cuales ENOSA no ha presentado información sobre sus Actas suscritas de Altas y/o Bajas.

En base a ello, se ha identificado los Elementos que deberán (al cierre del año 2024) contar con sus respectivas Actas de Alta y Bajas en cumplimiento del Plan de Inversiones. Por lo que, surge la necesidad en el presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones, de conocer qué Elementos contarán con sus respectivas Actas suscritas, con la finalidad de dar cumplimiento a los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS. A continuación, se muestra la lista de los Elementos identificados, que deben presentar Actas:

Elementos con Altas aprobadas en los Planes de Inversión:

ID Proyecto	Elemento	SET	Aprobado	Tipo de Elemento	Año previsto
1	Celdas de Línea 60 kV hacia Los Ejidos, SET AT/MT "Castilla"	SET AT/MT "Castilla"	CE-060COCIESBLI	Celda de Línea	2021
3	Transformador de 30 MVA de 60/23/10 kV, SET AT/MT "Castilla"	SET AT/MT "Castilla"	TP-060MTMT-030COE	Transformador de Potencia	2023
7	Celda Alimentador 23 kV, SET AT/MT/MT "Paíta Industrial"	SET AT/MT/MT "Paíta Industrial"	CE-023COMCISBAL	Celda de Alimentador	2023
4	Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT/MT "Máncora"	SET AT/MT/MT "Máncora"	CE-023COCIESBAL	Celda de Alimentador	2021
4	Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT/MT "Máncora"	SET AT/MT/MT "Máncora"	CE-023COCIESBAL	Celda de Alimentador	2021

Elementos con Bajas aprobadas en los Planes de Inversión:

Elemento	Instalación	Área de Demanda	Año Previsto
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Alimentador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Transformador 10 kV	SET Piura Centro	1	2021
Celda de Transformador 10 kV	SET Piura Oeste	1	2021
Celda de Línea 33 kV	SET Zorritos	1	2022
LT 33 kV Nodo Charán - Zorritos (8,3 km)	Línea	1	2022
Transformador de 7 MVA de 60/10 kV	SET Castilla	1	2023

Por lo tanto, se requiere que ENOSA precise y comente el estado del proceso de suscripción de Actas de cada Elemento de la lista anterior.

Respuesta

En el directorio \06 ESTADO DE ALTAS Y BAJAS\ se ha incluido el estado de avance actualizado de cada uno de los Elementos observados por Osinergmin. Este reporte detalla el progreso alcanzado y las previsiones de puesta en servicio para cada componente, de acuerdo con los compromisos establecidos.

El estado de avance y las previsiones se elaboran y reportan periódicamente a Osinergmin en cumplimiento del "Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobado mediante la Resolución N.º 091-2021-OS-CD.

Análisis de Osinergmin

En base a lo expuesto por ELECTRONOROESTE, se verifica que la lista de Elementos en Alta o Baja suscritos y el estado de ejecución han sido remitidos como parte de su sustento.

En consecuencia, ELECTRONOROESTE ha cumplido con indicar el estado de avance de suscripción de las Actas de Altas y Bajas correspondientes al PI 2021-2025. Se debe tener en cuenta que los Elementos que serán considerados en el cálculo del CMA son los suscritas en el presente proceso regulatorio tal y como se indica en los numerales 24.4 y 24.8 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta**18.- Reformulación de Propuesta**

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA, el Ingreso Tarifario y Peajes.

Se requiere, por lo tanto, que ENOSA presente una nueva versión de su Propuesta donde se incluyan las correcciones necesarias acompañando al mismo los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Además, se recomienda que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado, puesto que de detectarse estos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para modificar la propuesta presentada en su última versión.

Respuesta

ENOSA ha atendido las observaciones realizando los siguientes ajustes:

- Se ha revisado y actualizado el CMA y las fórmulas de actualización para el Área de Demanda 1 conforme a la normativa vigente.
- Los Factores de Pérdidas Medias han sido recalculados, incluyendo todas las instalaciones de los SST y SCT correspondientes, según lo solicitado.
- Se han ajustado los Peajes y sus Fórmulas de Actualización considerando los nuevos valores del CMA e Ingresos Tarifarios.

- Se presenta una versión corregida de la Propuesta, con todos los sustentos técnicos requeridos y los archivos electrónicos debidamente actualizados y vinculados para su verificación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de ENOSA, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa PEOT

Observaciones Generales

1.- Observación

La Propuesta de PEOT no considera lo establecido en el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, toda vez que los archivos de cálculo que sustentan la Propuesta de la empresa, no se encuentran debidamente vinculados, lo que impide realizar su trazabilidad. Al respecto, PEOT debe adecuar su Propuesta a fin de cumplir con la normativa vigente.

Respuesta

De la revisión a los archivos de cálculo que sustentan la propuesta de PEOT, se ha verificado que la información correspondiente a los formatos de demanda y determinación de peajes, se encuentran debidamente vinculados. No obstante, la información de los formatos F-500 referido a los factores de pérdidas, se encuentran en valores, porque provienen de datos que resultan del archivo de flujo de potencia.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, se verifica que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" contiene datos no vinculados.

Conclusión

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

2.- Observación

La información de la demanda correspondiente al Año Representativo (2022) no coincide con la demanda considerada en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), por lo que PEOT debe sustentar los valores presentados o, en su defecto, corregir donde corresponda según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que de la revisión al archivo de demanda para el año representativo 2022, se ha verificado que si hay coincidencia entre la última versión de demanda del área de demanda 2 aprobada por OSINERGMIN en el Proceso de Plan de Inversiones de Transmisión del periodo mayo 2025 – abril 2029 (etapa de resolución de recurso de reconsideración), con el archivo excel F- 100_AD02_PI25-29 presentado en el estudio de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029, cuya evidencia de lo indicado se muestran en las observaciones específicas.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, se mantiene la observación de que la demanda total del Año Representativo (2022) consignada en el formato F-501 no coincide con la demanda del PI 2025-2029.

Conclusión

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

3.- Observación

En relación con los Factores de Pérdidas Medias (FPMd), se aprecia inconsistencias en los archivos de cálculo y de Flujo de Carga. Al respecto, es necesario que PEOT revise y corrija dichos cálculos en donde corresponda, considerando lo establecido en los Artículos 19, 20 y 21 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, de la revisión al archivo de los factores de pérdidas medias, se ha procedido a corregir en el archivo Excel, el error material de las pérdidas de las líneas Bagua Muyo, Bagua – Jaen Norte y Bagua – Nueva Jaen.

Análisis de Osinergmin

Esta observación general corresponde a las observaciones específicas 10 y 11 para el Área de Demanda 2. Al respecto, de acuerdo a la revisión de la información remitida, se observa que PEOT aún presenta inconsistencias en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 2.

Conclusión

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

4.- Observación

Según lo indicado en la NORMA TARIFAS, para la determinación de los Peajes se deben considerar el CMA actualizado al último día hábil de marzo del año de la fijación tarifaria, que para este proceso regulatorio correspondería al 31 de marzo de 2025. Al respecto, se verifica que PEOT ha actualizado el CMA con valores de indicadores actualizados con fecha de agosto de 2024. Sin perjuicio de lo indicado, PEOT debe actualizar el CMA con los últimos valores disponibles de los indicadores, vigentes a la fecha de presentación de la Propuesta reformulada.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta de Tarifas y Compensaciones de PEOT, efectivamente el CMA se presentó actualizado al 31 de agosto de 2024, debido a que a la fecha de elaboración de la propuesta era la última información disponible, toda vez que la propuesta se presentó al OSINERGMIN hasta el 01 de octubre de 2024. No obstante, en la presente propuesta final, se actualizan los indicadores al 30 de noviembre de 2024, correspondiendo al OSINERGMIN que en la etapa de aprobación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029, actualice el CMA con los indicadores que se encuentren vigentes al 31 de marzo de 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja "Indicadores" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsx" se verifica que PEOT no ha actualizado los valores hasta octubre de 2024, teniendo la información disponible hasta diciembre al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

Observaciones Específicas

Sobre la Presentación del Informe

5.- Sobre la Trazabilidad del Documento

De acuerdo con el numeral 5.6 de la NORMA TARIFAS, los archivos electrónicos que se adjunten deben presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel, Autocad y/o Google Earth, asimismo, la información presentada en los archivos MS Excel deben estar debidamente vinculados. Al respecto, de la Propuesta de PEOT se observa que no todos los archivos MS Excel se encuentran vinculados. Por ejemplo, el Formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" contiene datos no vinculados.

En consecuencia, PEOT debe presentar datos que se encuentren vinculados en los archivos de cálculos de manera que permita efectuar su trazabilidad.

Respuesta

De la revisión a los archivos de cálculo que sustentan la propuesta de PEOT, se ha verificado que la información correspondiente a los formatos de demanda (F-100) y determinación de peajes (F-500), se encuentran debidamente vinculados. No obstante, la información del formato F-502 referido a los factores de pérdidas, se encuentran en valores, porque provienen de datos que resultan del archivo de flujo de potencia.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL DE PEOT, los factores de pérdidas consignados en el formato F-502 no deben resultar del archivo de flujo de potencia.

De otro lado, la observación de que los valores del formato F-502 del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" contienen datos no vinculados, se mantiene. Así también, los valores del formato F-502 no son los mismos entre los archivos "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" y "05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm".

Conclusión

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

Sobre la Proyección de la Demanda Eléctrica

6.- Sobre el Formato F-501: Registros mensuales de energía del año representativo 2022

De la revisión del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm" se verifica que los registros de energía del año 2022 no han sido obtenidos a partir de la demanda del PI 2025-2029 porque los totales de energía no coinciden. Mientras que, en la Propuesta de PEOT el total de energía asciende a 1 327 898 MWh; en el PI 2025-2029 alcanza los 1 342 712 MWh.

Cabe indicar que, para el desglose de la demanda a registros mensuales, se debe considerar la base de datos SICOM 2022 en caso de la demanda regulada, y la base de datos SICLI 2022 en caso de la demanda de usuarios libres.

Además, se observa que, en el archivo “SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx”, se ha empleado para ELECTRONORTE los factores de expansión de pérdidas de distribución PEMT=1,89% y PEBT=8,28%; mientras que para ELECTRO ORIENTE, los factores PEMT=2,27% y PEBT=5,56%, los cuales no corresponden a los indicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

Por tanto, PEOT debe corregir los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para luego actualizar las ventas de energía.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que de la revisión al archivo de demanda para el año representativo 2022, se ha verificado que si hay coincidencia entre la última versión de demanda del área de demanda 2 aprobada por OSINERGMIN en el Proceso de Plan de Inversiones de Transmisión del periodo mayo 2025 – abril 2029 (etapa de resolución de recurso de reconsideración), con el archivo excel F-100_AD02_P125-29 presentado en el estudio de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029. En efecto, en el formato F-119 presentado por PEOT, se verifica que la demanda para el año representativo 2022 coincide con el valor de 1 342 712 observado por el OSINERGMIN, tal como se muestra en la imagen siguiente:

OSINERGMIN				F-119
RESUMEN DE LA PROYECCION GLOBAL DE LA DEMANDA (GWh)				
USUARIOS REGULADOS Y LIBRES				
ÁREA DE DEMANDA: 2				
AÑO	MAT ⁽¹⁾	AT ⁽¹⁾	MT ⁽¹⁾	TOTAL
2022	0	0	1,342.71	1,342.71
2023	0	0	1,388.10	1,388.10
2024	0	0	1,460.66	1,460.66
2025	0	0	1,523.17	1,523.17

En relación con los factores de expansión de pérdidas, se ha procedido a actualizar en el SICOM, los factores de expansión de pérdidas aprobadas en la Resolución N° 223-2023-OS/CD, cuyos valores a emplear son los que se muestran en la imagen siguiente:

Artículo 4.- Modificar el numeral 2.5 Factores de Expansión de Pérdidas del Artículo 1 de la Resolución Osinergmin N° 187-2023-OS/CD, según lo siguiente:						
Factores de Expansión de Pérdidas						
Media	Electrocentro					
	PEMT	1,0305	1,0135	1,0152	1,0104	1,0205
Tensión	PPMT	1,0291	1,0203	1,0220	1,0214	1,0250
	SED MT/BT	PESED	1,0205	1,0170	1,0188	1,0199
Baja	PESED	1,0223	1,0167	1,0202	1,0209	1,0323
	PEBT	1,0768	1,0680	1,0716	1,0655	1,0947
Tensión	PPBT	1,0876	1,0755	1,0823	1,0781	1,1055
	Medición	PEBTCO	1,0737	1,0650	1,0685	1,0627
Centralizada	PPBTCO	1,0825	1,0696	1,0765	1,0723	1,1050
Media	Electrosur					Electro Ucayali
	PEMT	1,0163	1,0202	1,0215	1,0112	1,0130
Tensión	PPMT	1,0236	1,0236	1,0314	1,0160	1,0192
	SED MT/BT	PESED	1,0190	1,0173	1,0246	1,0211
Baja	PESED	1,0198	1,0230	1,0361	1,0298	1,0284
	PEBT	1,0904	1,0830	1,0702	1,0889	1,0913
Tensión	PPBT	1,0927	1,1020	1,0945	1,1128	1,1182
	Medición	PEBTCO	1,0900	1,0826	1,0679	1,0883
Centralizada	PPBTCO	1,0923	1,1016	1,0907	1,1120	1,1167

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, se mantiene la observación de que la demanda total del año 2022 consignada en el formato F-501 del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm” (1 327 898 MWh) no coincide con la demanda del PI 2025-2029 (1 342 712 MWh). Además, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, PEOT ha

presentado el mismo archivo "SISTEMAS-SICOM 2022.xlsx" que adjuntó en la PROPUESTA INICIAL, el cual fue objeto de observaciones.

Conclusión

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

7.- Sobre el Formato F-502: Factores estacionales de energía

De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm", se observa que PEOT ha consignado valores no vinculados, lo que impide validar los factores estacionales empleados.

Por otro lado, considerando que el Formato F-502 es una hoja de cálculo también del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm" se observa que los valores mensuales de los factores estacionales de energía del sistema eléctrico "Chiclayo" en los niveles de tensión AT y MT, y los valores del sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad" en el nivel de tensión AT, no son los mismos en ambos archivos.

Por tanto, es necesario que PEOT presente dichos factores por sistema eléctrico y nivel de tensión, conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado en el primer párrafo, debemos mencionar que de la revisión al archivo de los factores de pérdidas medias, la información de los formatos F-500 referido a los factores de pérdidas, se encuentran en valores, porque provienen de datos que resultan del archivo de flujo de potencia.

En relación con la observación referida a los factores estacionales de energía del sistema eléctrico "Chiclayo" en los niveles de tensión AT y MT, y los valores del sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad" en el nivel de tensión AT, se ha procedido a corregir donde corresponda, prevaleciendo la información consignada en el archivo 05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, no se ha realizado la corrección señalada en la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

8.- Sobre el Formato F-503: Demanda mensual de energía (Proyecciones 2025-2029)

La NORMA TARIFAS señala que la información del Formato F-503 es el resultado de la información presentada en los Formatos de demanda F-109 y F-115 del Plan de Inversiones. Al respecto, se observa que la información presentada por PEOT en el Formato F-503 no corresponde con la demanda del PI 2025-2029 para el sistema eléctrico "Chiclayo". Las diferencias encontradas se muestran en el siguiente cuadro:

Demanda en Energía (MWh): Sistema eléctrico "Chiclayo"					
	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda PI 2025-2029	716 518	738 010	759 524	776 351	793 513
Demanda PEOT	533 818	549 636	565 309	576 162	587 233
Variación (%)	- 25%	- 26%	- 26%	- 26%	- 26%

En ese sentido, es necesario que PEOT sustente los valores propuestos de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, o en su defecto, corrija donde corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado en el formato F-503 del archivo 05-Tarifas Rev_2025_2029_2.xlsm, respecto del resultado de los formatos de demanda F-109 y F-115, se ha verificado que efectivamente la demanda para el sistema de Chiclayo presentada en el estudio es de 533,818 MWh, por lo que se ha procedido a efectuar las correcciones correspondientes según lo observado.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, se han corregido los valores de la demanda en el formato F-503.

Conclusión

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

9.- Sobre la hoja de cálculo "Aux-F119"

De la revisión de la hoja "Aux-F119" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm" de la Propuesta de PEOT, se observa que las demandas del sistema eléctrico "Chiclayo" para los años del 2025 al 2029 no corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Por otro lado, en la hoja "Proy_Dem" del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm", en el cual se consigna igualmente la información de la energía del periodo 2025-2029, para este caso la totalidad de demandas sí corresponden con la demanda del PI 2025-2029. Al respecto, PEOT debe revisar lo indicado y corregir según corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado se ha procedido a corregir en el archivo 05 Tarifas-Rev_2025_2029_2.xlsm, hoja "Aux-F119", la información de demanda del sistema eléctrico Chiclayo, a fin de que guarde debida consistencia con la demanda del PI 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de PEOT, se han corregido los valores de la demanda en la hoja "Aux-F119".

Conclusión

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

Sobre el Factor de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

10.- Sobre el archivo de Flujo de Carga

De la revisión efectuada al archivo de Flujo de Carga "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD02 VF(1).pdf", presentado por PEOT en su Propuesta, se tiene las siguientes observaciones:

- Los nombres de barra y la demanda cargada en el archivo de flujo de carga de la Propuesta de PEOT difiere con los formatos F-121 y F-122 aprobados en el PI 2025-2029. Por ejemplo, SECHO10C (Propuesta PEOT) y SECHO10, SECHO10A, SECHO10B (PI 2025-2029). Se requiere que PEOT revise y corrija donde corresponda.

- Se observa que el archivo de Flujo de Carga no contiene los mismos criterios y valores de Demanda ("Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema" y "Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN"), "Distribución de Carga", "Factor de Escala" y "Factor de Potencia", que fueron considerados por Osinerghmin en el Plan de Inversiones 2025-2029, para el Área de Demanda 2. Por ejemplo, entre otros, las cargas "CHOTA10", "CHOTA23", "PAMPA023", "SUREÑO23", "TNUEVAS023" y "lod Ccorona22.9" no son coherentes con la Demanda aprobado en el Formato "F-122". Al respecto, es necesario que PEOT corrija donde corresponda, considerando para tal efecto los criterios y valores asumidos por Osinerghmin en el Plan de Inversiones, o en su defecto explique las razones de los cambios efectuados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a corregir la información de las barras del archivo de flujo de potencia, para lo cual se ha empleado como base, el archivo del DigSilent publicado por el OSINERGHMIN en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones de Transmisión del periodo mayo 2025 – abril 2029.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la revisión del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD02" presentado por PEOT en su PROPUESTA FINAL, se ha identificado que a comparación de su PROPUESTA INICIAL (folder "2.SEIN"), no están considerando los escenarios para la "Máxima Demanda Coincidente con el SEIN" (F-122). En ese sentido, el archivo de Flujo de Potencia se encuentra incompleto y no se puede realizar la trazabilidad de la corrección de las observaciones respecto al nombre de las barras y la coherencia en la magnitud de las cargas modeladas con la demanda del formato F-122.

Conclusión

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

11.- Sobre los Archivos de Cálculo para la Determinación de los FPMD

De la revisión del archivo de cálculo de Factores de Pérdidas Medias "F_500_FactPerd_AD02.xls", presentado por PEOT, se tiene las siguientes observaciones:

- Se observa que el archivo de flujo de carga de PEOT presenta diferencias en el cálculo de pérdidas de líneas respecto al PI 2025-2029 vigente en el año 2029; como ejemplo, se muestra la siguiente tabla comparativa.

PERDIDAS DE LÍNEAS (MW)		2029
PI 2025-2029	Lne Bagua-Muyo 60kV	0.00004078722
	Lne60 Bagua-JaenNorte	0.05291896288
	LT 60 kV BAGUA - NUEVA JAÉN	0.01850021866
PROPUESTA PEOT	Lne Bagua-Muyo 60kV	0.01011800000
	Lne60 Bagua-JaenNorte	0.13399600000
	LT 60 kV BAGUA - NUEVA JAÉN	0.06935400000
DIFERENCIA PORCENTUAL	Lne Bagua-Muyo 60kV	24707%
	Lne60 Bagua-JaenNorte	153%
	LT 60 kV BAGUA - NUEVA JAÉN	275%

Fuente: Elaboración propia, resultado de los archivos de PEOT versus lo aprobado por Osinerghmin para el PI 2025-2029

- Se observa que el archivo de flujo de carga de PEOT presenta diferencias en la cantidad de transformadores respecto al formato F-500; es decir, en su

archivo de flujo de carga tiene 52 transformadores y en su formato F-500 tiene 53. Se requiere que PEOT revise y corrija donde corresponda.

- Se observa que PEOT presenta para la determinación de los FdPM las pérdidas de Elementos de transmisión que no son parte de las Instalaciones de los SST y SCT, para todos los años. Por ejemplo, ha considerado las pérdidas del Elemento "TP Carhuaquero 100MVA" (TP SET CARHUAQUERO 220/138/23/10 kV). Al respecto, PEOT debe explicar las razones por las que ha incluido estos Elementos y revisar las instalaciones de transmisión que se deben excluir en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.
- De la revisión del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm", en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" se han indicado los valores considerados para las potencias inyectadas; sin embargo, estos valores no han sido sustentados, ya que por ejemplo en el caso de la C.H. Zaña existen diferencias notables respecto a las inyecciones de potencia consideradas y la capacidad de potencia de la central. En ese sentido, corresponde que PEOT sustente los valores de inyecciones propuestas y actualice la información, clasificando su respectiva barra y sistema eléctrico de todos los generadores locales asociados al Área de Demanda 2, considerando lo indicado en el numeral 19.5 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, es necesario que PEOT presente el archivo de Flujo de Carga y el formato F-500 revisados y corregidos, a fin de que el cálculo de Factores de Pérdidas Medias se encuentre conforme según la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que, de la revisión al archivo de los factores de pérdidas medias, se ha procedido a corregir en el archivo Excel, el error material de las pérdidas de las líneas Bagua-Muyo, Bagua – Jaen Norte y Bagua – Nueva Jaen.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de PEOT se tienen los siguientes análisis:

- a) De la revisión de las pérdidas de potencia extraídas del archivo de Flujo de Potencia que PEOT presenta en su PROPUESTA FINAL, formato F-500 pestaña "BD_Sist_lineas", se verifica que aún se mantienen las diferencias entre los valores de pérdidas.
- b) Respecto a la cantidad de transformadores que PEOT considera en el formato F-500 pestañas "BD_Sein_trafo" y "BD_Sist_trafo" para el cálculo del Factor de Pérdidas Medias, se observa que, no se está incluyendo la totalidad de Elementos de transformación para la determinación de Factor de Pérdidas Medias, conforme está establecido en el numeral 19 de la NORMA TARIFAS.
- c) Con relación a las inyecciones de potencia presentadas por PEOT, se aprecia que la concesionaria sólo se ha limitado a mantener los datos de las inyecciones presentadas en la hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd_AD02.xlsm" de su Propuesta Inicial, sin incluir algún sustento referido a la observación planteada. Por lo tanto, la observación relacionada a las inyecciones de potencia no ha sido subsanada.

Conclusión

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

12.- Sobre el cálculo de los Ingresos Tarifarios

PEOT ha presentado la información correspondiente a los ingresos tarifarios por potencia y energía del Área de Demanda 2; sin embargo, en la carpeta de sustento "Caso Base", se observa que los archivos de entrada del modelo PERSEO deberán considerar los seis años información actualizada respecto a los planes de obras de generación y transmisión, demanda; asimismo utilizar la información de cierre al año 2024 respecto a la hidrología, mantenimientos, combustibles, entre otros e indicar la fuente de información como sustento.

Al respecto, es necesario que PEOT presente los cálculos relacionados con los ingresos tarifarios, en concordancia con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, producto de los cálculos realizados es necesario se presenten los formatos "F-511", "F-512" y "F-513" correctamente vinculados y los archivos fuente que se utilizaron para determinar dichos ingresos tarifarios (PERSEO, entre otros).

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que PEOT cuenta con instalaciones de transmisión SST y SCT en el nivel de tensión de AT y MT. En este sentido, PEOT no cuenta con instalaciones que perciban ingresos tarifarios y que tengan las características de instalaciones en MAT donde se fijan precios en barra en ambos extremos de la instalación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA Final de PEOT, respecto a los Ingresos Tarifarios, y en aplicación del artículo 22 de la NORMA TARIFAS, es necesario que las instalaciones tienen que cumplir el criterio que sean instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda y estas se encuentren en dos barras que se hayan fijado Precios en Barra, por lo que las instalaciones de PEOT, no se enmarcarían en el criterio descrito anteriormente.

Conclusión

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

Sobre la determinación del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización**13.- Actualización del CMA SST**

Los indicadores finales utilizados para la actualización del CMA_{SST} deben corresponder a los valores vigentes a la fecha de regulación. Al respecto, se verifica que PEOT ha actualizado dichos indicadores a agosto de 2024. Por lo tanto, donde corresponda, PEOT debe efectuar la actualización de los CMA, para tal efecto se deberá utilizar los últimos valores disponibles.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta de Tarifas y Compensaciones de PEOT, efectivamente el CMA se presentó actualizado al 31 de agosto de 2024, debido a que a la fecha de elaboración de la propuesta era la última información disponible, toda vez que la propuesta se presentó al OSINERGHMIN hasta el 01 de octubre de 2024. No obstante, en la presente propuesta final, se actualizan los

indicadores al 30 de noviembre de 2024, correspondiendo al OSINERGMIN que en la etapa de aprobación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT del periodo mayo 2025 – abril 2029, actualice el CMA con los indicadores que se encuentren vigentes al 31 de marzo de 2025.

Análisis de Osinergmin

En la hoja “Indicadores” del archivo “05-Tarifas-Rev_2025_2029_6.xlsx” se verifica que PEOT no ha actualizado los valores hasta octubre de 2024 (sigue considerando hasta agosto 2024), teniendo la información disponible hasta diciembre al momento de la presentación de la Propuesta Final.

Conclusión

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

Reformulación de la Propuesta

14.- Reformulación de Propuesta

En mérito a las observaciones contenidas en el presente documento, se debe recalcular el CMA y determinar donde corresponda las Fórmulas de Actualización, determinar los Factores de Pérdidas Medias, así como los Peajes y sus Fórmulas de Actualización, correspondientes a los SST y SCT del Área de Demanda 2.

Se requiere, por lo tanto, que PEOT presente una nueva versión de su Propuesta, donde se incluyan las correcciones necesarias, acompañando a la misma los sustentos requeridos con base en la normatividad vigente y archivos electrónicos correspondientes.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta final del estudio de Tarifas y Compensaciones de PEOT, se ha procedido a actualizar el CMA y peajes.

Análisis de Osinergmin

De la revisión realizada a la PROPUESTA FINAL de PEOT, se verifica que la empresa no ha corregido todas las observaciones presentadas por Osinergmin.

Conclusión

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

Anexo K

**Diferencias en el CMA de las instalaciones aprobadas y
las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en
Servicio**

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT ZARUMILLA	CELDA DE LÍNEA 10 KV, SET AT/MT/MT ZARUMILLA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, el TITULAR ha instalado el Elemento con una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar para los transformadores de corriente considera las siguientes características: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA CI 0,5, siendo lo instalado por el TITULAR, uno con características 60 kV, 325 KVp (BIL), 200-400/1/1/1A, 3x(20 VA - 5P20), 20 VA - CI 0,2. Cualquier problema derivado de las características menores que las aprobadas será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado para el Elemento no considera pararrayos como parte de su equipamiento, sin embargo, el TITULAR los ha instalado. - Con relación al equipamiento de la celda con año de fabricación anterior al permitido, el TITULAR ha presentado la justificación correspondiente, en conformidad con el artículo 11 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD, con su carta N° ENOSA-DCGF-3136-2024, de fecha 12-06-2024 y correos electrónicos de fechas 26-09-2024 y 10-10-2024.
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT TUMBES	CELDA DE ACOPLAMIENTO 10 KV, SET AT/MT/MT TUMBES	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA y tensión nominal de 10 kV para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA y a una tensión nominal de 24 kV - El módulo estándar aprobado considera un BIL de 75 kVp, sin embargo, el Elemento instalado tiene un BIL de 125 kV. - El Elemento puesto en servicio se interconecta mediante cable subterráneo con la barra antigua de 10 kV a través de una celda metal enclosed equipada con un seccionador de barra. - El Elemento fue aprobado para ponerse en servicio en el año 2025, sin embargo, el TITULAR ha adelantado la puesta en servicio para el presente año 2024.
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT SULLANA	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT/MT "SULLANA"	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una celda metal clad al interior en sistema de simple barra, con interruptor extraíble, transformador de corriente y pararrayos, con una corriente nominal de 630 A. y una corriente de cortocircuito de 16 kA; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda encapsulada GIS, instalación interior en sistema de simple barra con interruptor, seccionador de barra y transformadores de corriente, con una corriente nominal de 1000 A. y una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. El Elemento no cuenta con pararrayos conforme lo exige el módulo aprobado. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR. - Con relación al equipamiento de la celda con año de fabricación anterior al permitido, el TITULAR ha presentado la justificación correspondiente, en conformidad con el artículo 11 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD, con su carta N° ENOSA-DCGF-3659-2024 de fecha 04-07-2024.
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT Castilla	Celda de Medición 23kV, SET AT/MT Castilla	- Cuenta con equipo de medición instalado en la parte frontal de la celda. - No cuenta con equipo de protección y control, en su lugar ha instalado un fusible para protección contra fallas por sobrecorriente considerando que la corriente que circula es solo

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				para medición. Cualquier problema derivado de la falta de equipo de protección y control será de responsabilidad del TITULAR. - El Elemento fue incluido como parte de las instalaciones que califican al mecanismo de manifestación de interés según R.D. N° 040-2022/MINEM-DGE.
2	CVC ENERGIA	SET AT/MT PAMPA PAÑALA	CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA	- El módulo estándar aprobado para una celda de transformador está conformado por interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente, pararrayos, tableros de control, protección y medición; cabe señalar, que dicha celda de transformador es de propiedad de la empresa Electronorte S.A. Así, CVC ha instalado un interruptor y un seccionador de línea en la celda de línea 60 kV hacia la SET Nueva Motupe que junto al resto de equipos de propiedad de Electronorte S.A. conforman la celda de línea 60 hacia SET Nueva Motupe que configura como cambio de característica; sin embargo, la doble titularidad para un mismo Elemento se considera como una situación excepcional, como un caso específico y, que no debe generar jurisprudencia en el futuro para otros Elementos. - El módulo estándar aprobado considera para el Elemento, una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, lo instalado corresponde a una corriente de corto circuito de 31,5 kA. - El sistema de barras, estructura de los pórticos y sus bases han sido implementados por COELVISAC. - El tablero de protección, control y medición de la celda de transformador es propiedad de Electronorte S.A. - El conexionado y adecuación a los tableros de control y protección de la bahía de línea existentes, del seccionador SL-6058 e interruptor IN-6108, ha sido realizado por COELVISAC - El tablero de protección, control y medición de la celda de línea es propiedad de Electronorte S.A. - En la presente Acta se está formalizando la Puesta en Servicio de la CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA, (PI 2017-2021/Proyecto N° 20/Año previsto: 2021), la cual se encuentra cumpliendo con su función para la que fue prevista
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE ALIMENTADOR, 22.9 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento corresponde a una celda metal clad al exterior en sistema de simple barra; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda Encapsulada, instalación al interior en sistema de simple barra. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 16 kA, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. - Para el sistema de control protección, las nuevas celdas contemplan un relé de la marca ABB REF 615 por cada celda MT y también contempla 01 medidor de energía de la marca ABB PM8240 por cada celda de MT. - El BIL aprobado en el módulo es de 250 kVp, habiendo que el TITULAR ha sustentado que el BIL que corresponde a esta celda es de 170 kV (externo) y 125 kV (interno) por estar dentro del sistema encapsulado SF6, al no tener contacto directo con el medio exterior. Cualquier daño en equipos derivado de la diferencia de BIL respecto al valor del módulo estándar será de

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				responsabilidad del TITULAR. - El Elemento se aprobó para ponerse en servicio en el año 2020, sin embargo, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE se reprogramó la fecha de puesta en servicio para enero de 2024.
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE TRANSFORMADOR, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 25 kA y un BIL de 550 kV, lo cual ha sido verificado. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp(BIL), 200-400/1/1 /1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - La celda instalada no cuenta con equipos de protección, control y medición. El TITULAR ha manifestado que el sistema de protección y control de la bahía de transformador 60 kV está incluido en el mismo relé del transformador del lado de 220 kV, por estar estas funciones incorporadas dentro del relé ABB RET 670 (T1); y respecto a la medición, al tener solo una bahía de salida en 60 kV, la medición es compartida con la bahía de la línea 60 kV. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE LÍNEA, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 200-400/1/1/1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 30VA -3P, 30VA-Cl.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 20 VA-3P, 20 VA - Cl.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE MEDICIÓN, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera un BIL de 550 kV, lo cual ha sido verificado. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 30VA -3P, 30VA-Cl.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 20 VA3P, 20 VA - Cl.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.
5	ELECTRODUNAS	SET AT/MT CAUDALOSA	CELDA DE LÍNEA, 60 KV, SET AT/MT CAUDALOSA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 200-400/1/1 /1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 30VA - 3P, 30VA-Cl.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 20 VA-3P, 20 VA - Cl.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.
5	ELECTRODUNAS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LÍNEA, 60 KV SET CHIRIBAMBA - SET AT/MT CAUDALOSA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento (LT-060SIR2TASIC2250A) corresponde a una línea aérea de 5,2 km, sin embargo, el TITULAR ha implementado una línea con una longitud de 5,625 km, superior a lo aprobada debido a cambio de ubicación de la SET Chiribamba, por lo cual ha sustentado este cambio de características ante Osinergmin. - La sección del conductor aprobado es de 250 mm²; sin embargo, el TITULAR ha instalado un conductor de sección 273 mm², superior al requerido. - Con relación a las estructuras se aprobaron torres de acero para simple terna, sin embargo, las torres instaladas por el TITULAR están preparadas para doble terna. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 10 KV-AL, SET AT/MT ZÁRATE	- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 31,5 kA.
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-AL, SET AT/MT ZÁRATE	- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipos de protección y control, de los cuales solo se ha verificado la instalación de equipos de medición. Con relación al equipo de protección y control, existe en el tablero de 60 kV del transformador de potencia un rele diferencial con funciones de protección para los lados de 20 kV y 10 kV.
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-TR, SET AT/MT ZÁRATE	- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipos de protección y control, de los cuales solo se ha verificado la instalación de equipos de medición. Con relación al equipo de protección y control, existe en el tablero de 60 kV del transformador de potencia un rele diferencial con funciones de protección para los lados de 20 kV y 10 kV.
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-MD, SET AT/MT ZÁRATE	- El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior. - El módulo estándar aprobado considera equipos de medición, protección y control, los cuales se ha verifica que no se han instalado.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT FILADEFIA	CELDA DE ALIMENTADOR 20 kV, SET AT/MT FILADEFIA	- El módulo considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA.
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT PANDO	CELDA 60 KV – TR, SET AT/MT PANDO	- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda de transformación equipada con interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente y pararrayos, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda de transformación equipada con interruptor extraíble (que hace la doble función de interruptor y seccionador) y transformadores de corriente, sin seccionador de barra (función realizada por el interruptor extraíble), ni pararrayos. Cualquier problema derivado de la no instalación de éstos será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda convencional de instalación al exterior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda convencional de instalación interior. Cualquier problema derivado del tipo de instalación distinta a la aprobada será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA – 5P20, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 KVp (BIL), 300-600/5/5/5 A; 2x30 VA – 5P20, 30 VA – Cl 0,5. Cualquier problema derivado de alguna de las características diferentes a las aprobadas, será de responsabilidad del TITULAR. - No cuenta con un relé de protección diferencial de barra como Unidad Central para solución distribuida (0,25 Un.), ni con relé de protección diferencial de barra como unidad de bahía (1 Un.). Cualquier problema derivado de no contar con los relés para protección diferencial será de responsabilidad del TITULAR. - Cuenta con equipo de protección y control. - No cuenta con equipo de medición. Cualquier problema derivado de no contar el equipo de medición será de responsabilidad del TITULAR. (la medición la realiza el amperímetro y los relés de protección).
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT PANDO	CELDA 60 KV – TR, SET AT/MT PANDO	- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda de transformación equipada con interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente y pararrayos, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda de transformación equipada con interruptor extraíble (que hace la doble función de interruptor y seccionador) y transformadores de corriente, sin seccionador de barra (función realizada por el interruptor extraíble), ni pararrayos. Cualquier problema derivado de la no instalación de éstos será de responsabilidad del TITULAR.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda convencional de instalación al exterior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda convencional de instalación interior. Cualquier problema derivado del tipo de instalación distinta a la aprobada será de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 Kvp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 Kvp (BIL), 300-600/5/5/5 A; 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5. Cualquier problema derivado de alguna de las características diferentes a las aprobadas, será de responsabilidad del TITULAR. - No cuenta con un relé de protección diferencial de barra como Unidad Central para solución distribuida (0,25 Un.), ni con relé de protección diferencial de barra como unidad de bahía (1 Un.). Cualquier problema derivado de no contar con los relés para protección diferencial será de responsabilidad del TITULAR. - Cuenta con equipo de protección y control. - No cuenta con equipo de medición. Cualquier problema derivado de no contar el equipo de medición será de responsabilidad del TITULAR. (la medición la realiza el amperímetro y los relés de protección).
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT JOSÉ GRANDA	CELDA 10 KV - AL, SET AT/MT JOSÉ GRANDA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 16 kA, para el Elemento, sin embargo, el Elemento ha sido instalado con una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar considera un BIL de 75 kV para el Elemento, lo cual ha sido verificado - El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha implementado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos serán de responsabilidad del TITULAR.
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT CHAVARRIA	TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/20/10 KV-40 MVA, SET AT/MT CHAVARRÍA	- El módulo estándar aprobado considera un Transformador de potencia 60MTMT kV, 40 MVA (ONAF), siendo lo instalado un transformador de 30-40/30-40/30-40 MVA (ONAN-ONAF) y 58±13x0,565/20/10,05 kV, en reemplazo del transformador de reserva 60/10 - MVA ubicado en SET Naranjal. - Con relación a las obras civiles del módulo estándar, no han sido ejecutadas por el TITULAR, el cual se ha ubicado en la zona de reserva de transformador (existente) en la SET Chavarría que cuenta con fosa colectora de aceite y muro separador existentes. - El módulo estándar aprobado considera un tablero regulador de tensión, lo cual no ha sido instalado por el TITULAR, que indica que si cuenta con un regulador de tensión bajo carga (OLTC) pero que no es necesario la implementación del tablero regulador de tensión puesto que las celdas existentes de transformadores en operación ya cuentan con dicho equipamiento y el transformador de reserva se conectará a ellas cuando entre en operación.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- Con relación al sistema automático de detección contra incendios, no ha sido instalado por el TITULAR por lo que cualquier problema derivado de la no instalación será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT VERTIENTES	CELDA DE ALIMENTADOR, 23 KV, SET AT/MT VERTIENTES	- El Plan de Inversiones aprobó una celda metal clad con sistema simple barra al interior, sin embargo, el Titular ha instalado una celda metalclad con sistema simple barra al exterior. El Elemento se encuentra instalado dentro de un encerramiento metálico especialmente diseñado por el fabricante (SIEMENS) de las celdas de media tensión ubicado exteriormente al lado del patio de llaves. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE TRANSFORMADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, éstos han sido instalados al interior de la celda de alimentador S-01 y están conectados directamente a la barra 10 kV. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste en un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT PROGRESO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT PROGRESO	- El Plan de Inversiones aprobó una celda metal clad con sistema simple barra al interior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda metalclad con sistema simple barra al exterior. El Elemento se encuentra instalado dentro de un encerramiento metálico especialmente diseñado por el fabricante (SIEMENS) de las celdas de media tensión ubicado exteriormente al lado del patio de llaves.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE TRANSFORMADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, éstos han sido instalados al interior de la celda de alimentador L-01 y están conectados directamente a la barra 10 kV. El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste en un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo aprobado considera para el Elemento un BIL de 75 kV, lo cual ha sido verificado. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LÍNEA 60 KV LIMATAMBO – SAN ISIDRO, 4,11 Km	- El módulo aprobado considera una longitud de línea subterránea simple terna de 4,11 Km; sin embargo, el TITULAR ha instalado una línea subterránea simple terna de 4,039 Km. - El TITULAR manifiesta que para cruzar la Vía Expresa Luis Fernán Bedoya Reyes (ex – Paseo de la República) fue necesario implementar un Túnel Liner (excavación sin zanja) de 123,84 metros de longitud, del Vértice V-55 al Vértice V-64, conforme lo explica en el Anexo N° 1

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				adjunto, esto, conforme a la Resolución Osinergrmin N° 023-2023-0S/CD y su Informe N 071-2023-GRT publicados el 9 de febrero de 2023, con relación a la solicitud de Luz del Sur de incluir la Línea en 60 kV Limatambo — San Isidro en la modificación del PI 2021 — 2025; en el numeral 2.1 de dicho Informe se determinó que “[... en relación a los módulos de Túnel Liner, durante el proceso de “Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” (Liquidación Anual SCT-SST), LUZ DEL SUR podrá sustentar la implementación de Túnel Liner como parte de la implementación de línea subterránea (...)].”.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE TRANSFORMADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento un BIL de 75 kV, lo cual ha sido verificado. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE TRANSFORMADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda. - El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, estos han sido instalados al interior de la celda de acoplamiento 10 kV y están conectados directamente a la barra 10 kV. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste de un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ACOPLAMIENTO 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	BANCO DE TRANSFORMADORES (3 X 80 MVA) 220/60 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	- Con relación a las obras civiles, cada transformador monofásico se ha instalado sobre una base que cuenta con fosa de aceite, buzón de cables y losa (sin rieles). Cuenta con bases de tiro de acceso principal del transformador y bases de tiro para transformador, no cuenta con rieles para el desplazamiento del transformador, en su lugar se ha utilizado un sistema de desplazamiento mecánico en base a polines. Cualquier problema derivado de no contar con rieles será de responsabilidad del TITULAR. - No cuenta con el tablero de regulador de tensión. Cualquier problema derivado de la no instalación del tablero de regulador de tensión será de responsabilidad del TITULAR. - Los devanados terciarios (10 kV) no son cargables, para conexión en delta solo para compensación de armónicos. - El módulo estándar indica la instalación de sistema automático de detección de incendio, el mismo que es corroborado en la fiscalización.
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	CELDA DE TRANSFORMADOR 220 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	- El módulo estándar para el módulo encapsulado indica una corriente de cortocircuito de 40 kA, el mismo que es corroborado en la fiscalización. - Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad Central para solución distribuida), el mismo que es corroborado en la fiscalización. - Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad de bahía), el mismo que es corroborado en la fiscalización. - Cuenta con equipos de medición y control, sin embargo, las funciones de protección 60 kV y 220 kV están compartidas en el mismo equipo de protección (principal y secundaria), el mismo que es corroborado en la fiscalización.
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	- El módulo estándar aprobado señala una corriente de cortocircuito de 31 kA para el Elemento, sin embargo, el TITULAR ha instalado el Elemento con una corriente de cortocircuito de 40 kA. - Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad Central para solución distribuida), el mismo que es corroborado en la fiscalización. - Cuenta con una tarjeta de módulo integrado para la protección diferencial de barra (Unidad de bahía), el mismo que es corroborado en la fiscalización. - Cuenta con equipos de medición y control, sin embargo, las funciones de protección 60 kV y 220 kV están compartidas en el mismo equipo de protección (principal y secundaria), el mismo que es corroborado en la fiscalización.
8	ELECTRODUNAS	SET AT/MT Tacama	Transformador 60/22,9/10 kV de 40 MVA KV, SET AT/MT "Tacama"	El módulo estándar aprobado considera un transformador de 60/23/10 kV – 40 MVA (ONAF), siendo lo instalado un transformador de $58 \pm 9 \times 1,695\%$ /22,9/10 kV – 30/40 (ONAN/ONAF). Con relación a las obras civiles cuenta con una base de transformador que incluye fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles, además de muro separador (cortafuego), rieles y base de tiro para transformador, y rieles y base de tiro de acceso principal para transformador.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				Con relación al sistema automático de detección contra incendios, no ha sido instalado por el TITULAR por lo que cualquier problema derivado de la no instalación será de responsabilidad del TITULAR.
8	SEAL	Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	- El Plan de Inversiones de Transmisión 2013-2017 aprobado, considera la instalación de la línea de transmisión en 60 kV con conductor aéreo de 240 mm² en todo el trayecto, sin embargo, dicha línea de transmisión se ha instalado con conductor de 120 mm², a excepción del tramo E242 - E283 que tiene conductor con una sección de 240 mm². Este cambio de características respecto a lo aprobado ha sido sustentado por SEAL y evaluado por GRT mediante oficio N° 0973-2018-GRT. - Para la ejecución del proyecto de inversión "Instalación L.T. 60 kV Bella Unión-Chala y SS.EE Asociadas" la DGER del MINEM transfirió recursos a SEAL por un monto de S/ 11 572 885,10, según lo informado por SEAL en su carta N° SEAL-GG/TEP-2078-2024. - Con relación al Contrato de Concesión N° 476-2015, mediante Carta N° SEAL-GG/TEP-0509-2017 notificado el 20-03-2017, SEAL solicitó al MINEM la (segunda) ampliación de plazo por caducidad de concesión definitiva argumentando razones de fuerza mayor en la ejecución de la obra "L.T. 60 kV Bella Unión - Chala". Según lo informado por SEAL, a la fecha de suscripción de la presente Acta, no se tiene respuesta por parte del MINEM. - La longitud de línea de transmisión aprobada es de 85 km, sin embargo, el TITULAR ha implementado dicha línea con una longitud de 75,707 km, según lo verificado en la planilla de estructuras.
8	SEAL	SET AT/MT CHALA	TP 60/23 - 25MVA, SET AT/MT CHALA	-Con relación a las obras civiles, cuenta con una base de transformador nueva que se ha construido a continuación de la existente. Cuenta con fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles, rieles y bases de tiro para transformador, y, rieles y base de tiro de acceso principal del transformador, siendo existentes el buzón de cables y la base de tiro de acceso principal del transformador. - No cuenta con muro separador. Cualquier problema derivado de la no instalación del muro separador será de responsabilidad del TITULAR. - No cuenta con un sistema automático de detección contra incendio. Cualquier problema derivado de la no instalación del sistema automático de detección contra incendios será de responsabilidad del TITULAR.
8	SEAL	SET AT/MT BELLA UNION	BC 23 KV 3 MVAR, SET AT/MT BELLA UNION	- El módulo estándar aprobado considera un banco de funcionamiento variable de 3 MVAR con 3 pasos de 1 MVAR c/u; sin embargo, el TITULAR ha instalado un banco de 1x3.15 MVAR, 22,9 kV, conmutación automática, de paso fijo. El equipamiento del banco de condensadores de SET Bella Unión estaba comprendido por 2 pasos de 3,15 MVAR, la ampliación del banco de condensadores en SET Bella Unión, considera el tercer paso de 3,15 MVAR, manteniendo la disposición de los pasos existentes
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de transformador, 23 kV, SET LUREN	- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				de 25 kA. Respecto al equipo de protección, las funciones de protección están integradas en el relé del transformador de potencia 60/23/10 kV. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Alimentador, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Alimentador, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Medición, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar considera equipos de medición y equipos de protección y control para el Elemento los cuales no han sido instalados. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Transformador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Medición, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
9	SEAL	Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km	Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km	-El módulo estándar aprobado considera una sección de 240mm2, sin embargo, el TITULAR ha instalado una sección de 500 mm2, mayor a la aprobada. -El módulo estándar aprobado considera una longitud de línea subterránea simple terna, directamente enterrada, de longitud 1 km; sin embargo, el TITULAR ha instalado una línea subterránea enductada simple terna de longitud 0,915 km. -Con respecto a las obras civiles, cabe mencionar lo indicado en el literal n) del numeral 6.3.2 del Informe N° 499-2018-GRT: " (...). Asimismo, conforme señala la propia SEAL, se deja constancia que, la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se hace cargo de las obras civiles asociadas a la línea en análisis, por lo cual, para efectos remunerativos, el Módulo estándar a aplicar no tomará en cuenta las obras civiles. En este punto, se deja claro que, el monto a remunerar por la mencionada línea será determinada con posterioridad a la suscripción del Acta de Puesta en Servicio y de manera definitiva, retirando para ello, los costos asociados a obras civiles, los cuales serán asumidos por la empresa tercera, siendo que, SEAL, en ese momento y en el futuro, no podrá solicitar alguna remuneración adicional o reembolso. Por lo expuesto, se aprueba la línea solicitada, con código modular LT033SIU0XXS0C3240S2-Dif", que corresponde a un código modular "LT033SIU0XXS0C3240S2" sin obras civiles. "

8. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por las TITULARES, como sustento de sus Propuestas de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029 – [01 de octubre de 2024].
- [2] Documento de Observaciones a las Propuestas de Peajes y Compensaciones de SST y SCT, presentado por las TITULARES – [26 de noviembre de 2024].
- [3] Respuestas a observaciones realizadas por Osinerghmin a las PROPUESTAS INICIALES –[03 de enero de 2025].
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin, que sustentan el Proyecto de Resolución que fija los Peajes y Compensaciones del SST y SCT para el periodo 2025-2029.

Cabe señalar que 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 Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, Periodo 2025-2029".