
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 14

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 14¹ para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 14 comprende instalaciones de la empresa Electro Ucayali S.A. (en adelante "ELECTRO UCAYALI") e ISA Perú S.A. (en adelante "ISA"), que forma parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") en el Área de Demanda 14 (en adelante, "AD 14"), y que actualmente son remunerados por la demanda. Dicha empresa presentó su Estudio Técnico – Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante "ESTUDIO") para el AD 14 correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinergmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se ha considerado la Propuesta presentada por el TITULAR, las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a la Propuesta, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por el TITULAR, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

¹ Área de Demanda 14: Abarca el departamento de Ucayali.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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

- Se han incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento correspondiente, esto para el caso del TITULAR del Área de Demanda. Asimismo, en el formato "F-113" no se han considerado demandas incorporadas con potencia menor a 200 kW, debido a que se trata de usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se han incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del AD 14; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión y sus modificatorias de los periodos: 2021-2025, 2017-2021, 2013-2017 y 2009-2013; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del presente Plan.
- Las sobrecargas por déficit de capacidad (oferta) de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio.

Por lo expuesto, de la aplicación de los criterios generales y en base a los análisis realizados para el AD 14, se aprueba un "Nuevo Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA en la SET Yarinacocha" para el año 2028, en reemplazo de los dos (02) Transformadores 60/10 kV de 15 MVA (existentes), dándose de Baja a un (01) Transformador 60/10 de 15 MVA; mientras que, el otro Transformador será rotado a la SET Pucallpa como capacidad disponible.

En resumen, el Plan de Inversiones del AD 14, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 14
Periodo 2025-2029

| Proponentes/titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad de Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 14 | 1 072 655 | - | 30 | 4 |
| ELECTRO UCAYALI | 1 072 655 | - | 30 | 4 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 885 813 | - | 30 | 1 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 186 842 | - | - | 3 |
| Compensador | - | - | - | - |

Los valores de inversión mostrados en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d)

del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.

ÍNDICE

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. INTRODUCCIÓN | 5 |
| 1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS | 6 |
| 1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES | 8 |
| 2. UBICACIÓN | 12 |
| 3. PROPUESTA INICIAL | 15 |
| 3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA | 15 |
| 3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 | 16 |
| 3.2.1 Propuesta de Inversiones | 17 |
| 4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS | 19 |
| 5. PROPUESTA FINAL | 22 |
| 5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA | 22 |
| 5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 | 23 |
| 5.2.1 Propuesta de Inversiones | 25 |
| 6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN | 27 |
| 6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA | 27 |
| 6.1.1 Información Base..... | 28 |
| 6.1.1.1 Ventas de energía..... | 28 |
| 6.1.1.2 Variables explicativas | 28 |
| 6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados..... | 28 |
| 6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres | 28 |
| 6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas..... | 29 |
| 6.1.5 Proyección Global | 29 |
| 6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico | 30 |
| 6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN..... | 32 |
| 6.2.1 Consideraciones..... | 33 |
| 6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual | 34 |
| 6.2.3 Análisis de Alternativas..... | 36 |
| 6.2.3.1 Sistema Eléctrico Campo Verde – Pucallpa | 36 |
| 6.2.3.2 Sistema Eléctrico Aguaytía | 42 |
| 6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029 | 42 |
| 6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 | 43 |
| 6.2.4.2 Programación de Bajas..... | 43 |
| 6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025 | 44 |
| 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 46 |
| 8. ANEXOS | 47 |
| ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN..... | 48 |
| ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA | 56 |
| ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES | 73 |
| ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN | 75 |
| ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN | 77 |
| ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS | 79 |
| 9. REFERENCIAS | 81 |

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 14, para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. (en adelante "ELECTRO UCAYALI"), es la empresa concesionaria (en adelante "TITULAR") que tiene instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 14, y que forma parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), remunerado por la demanda.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2025-2029; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de Osinergmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado: i) el Estudio Técnico - Económico presentado por el TITULAR como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029 (en adelante "ESTUDIO"), ii) las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin al ESTUDIO; y iii) el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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 Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

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

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

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139°.**-

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020 OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020 OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021 OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163 2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164 2016-OS/CD.

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

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024 y; se definió un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la audiencia pública descentralizada, para opiniones y sugerencias.

Segunda Audiencia Pública

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los Especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de Osinerghmin, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

Opiniones y Sugerencias

Hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados presentaron a Osinerghmin sus Opiniones y Sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029. Dicho análisis de Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin a más tardar el 10 de junio del 2024,

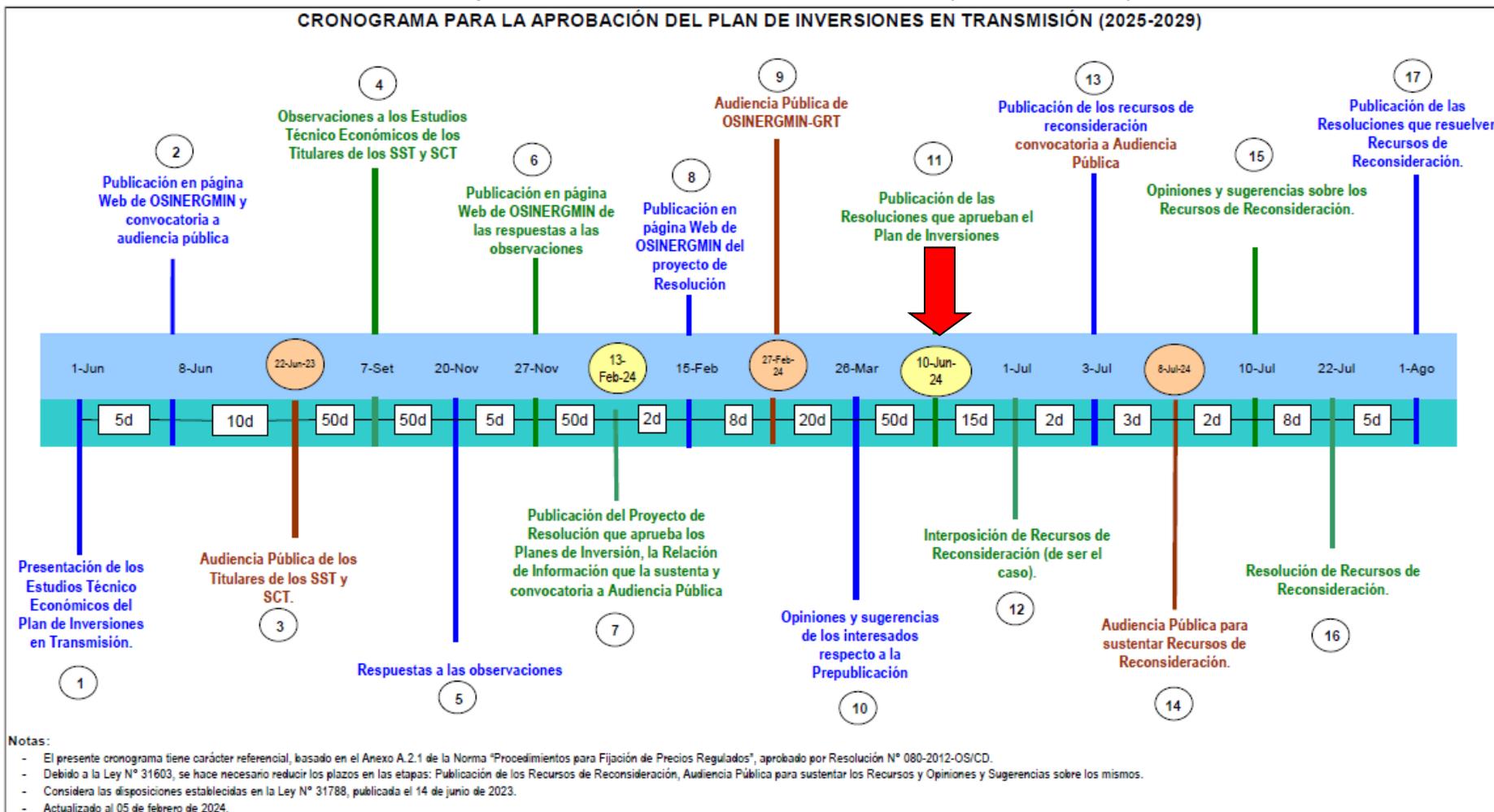
publicar la resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinermin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de la etapa de “Recursos de Reconsideración”, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

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

Gráfico N° 1-1

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 14 está circunscrita en el departamento de Ucayali, el cual se ubica en la región Nor-Este del Perú.

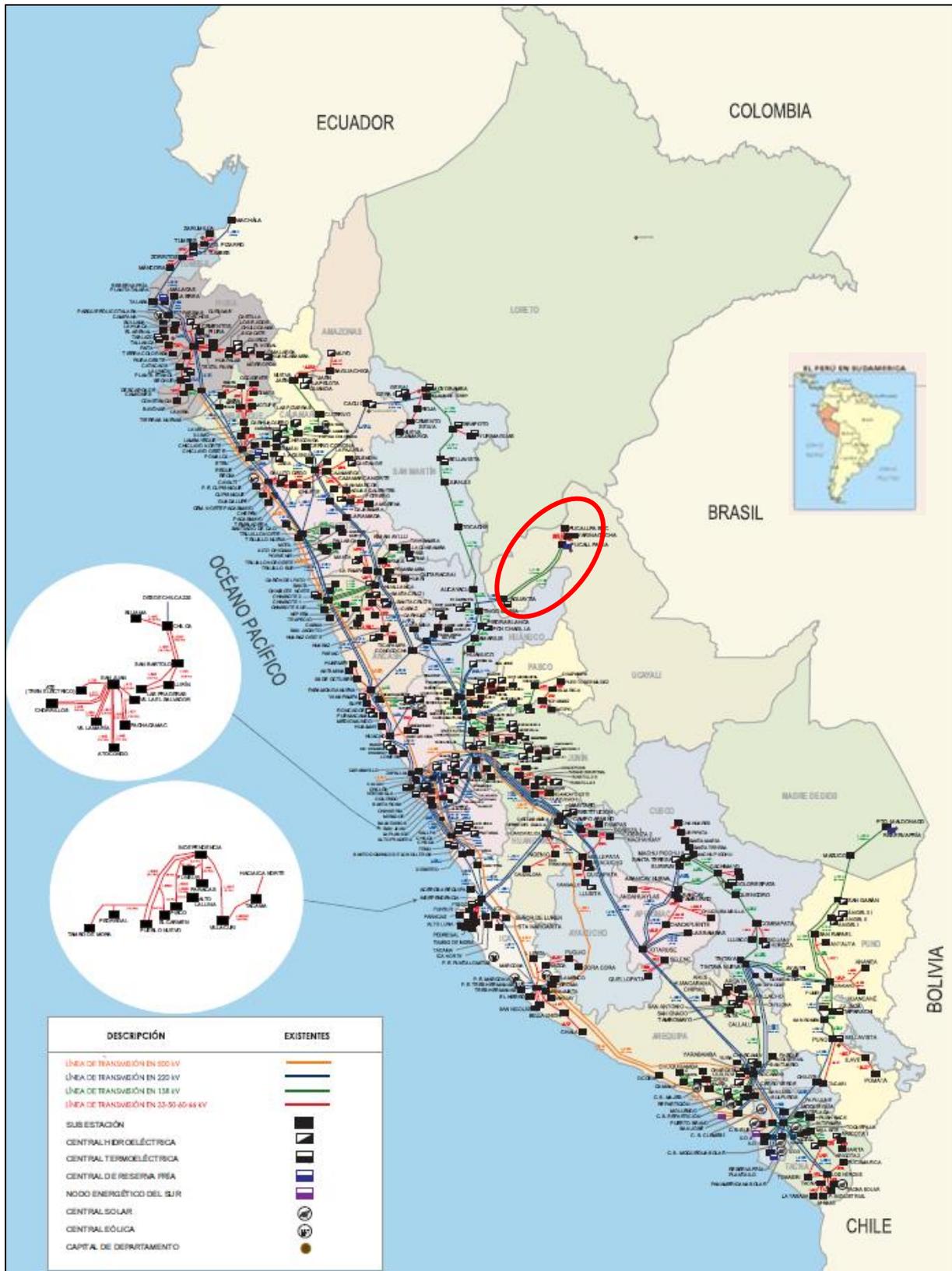
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a ELECTRO UCAYALI e ISA.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 14 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Aguaytía.
- Campo Verde y Pucallpa.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 14.

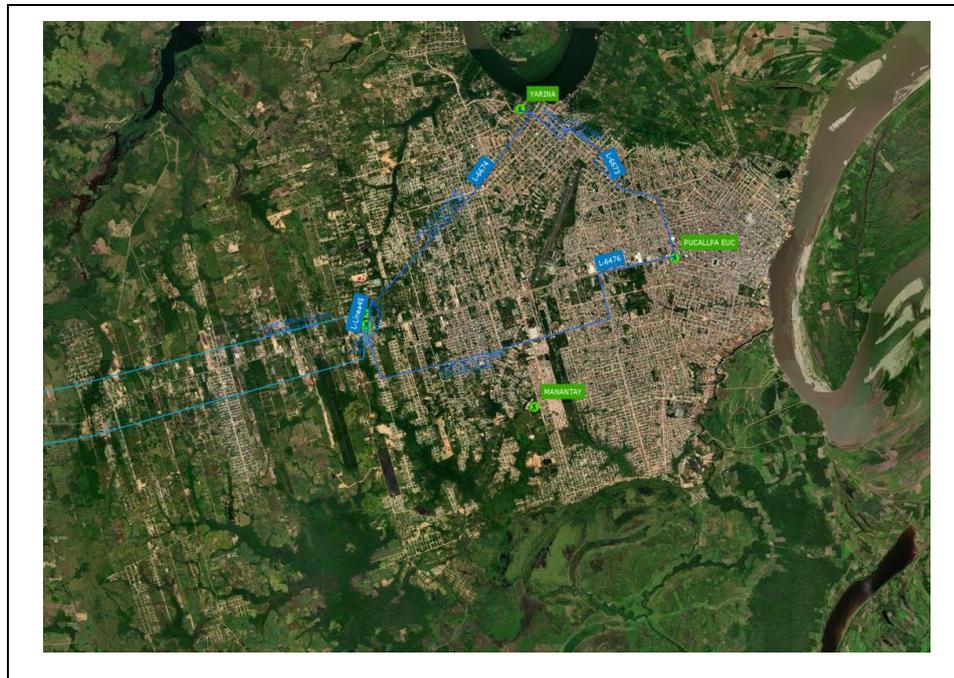
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 14



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

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 14.

Gráfico N° 2.2:
Principales Instalaciones del Área de Demanda 14



Sistemas: Pucallpa y Campo Verde



Sistema: Aguaytia

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante carta T-508-2023, el 01 de junio de 2023, ELECTRO UCAYALI presentó un Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), en el Área de Demanda 14.

En adelante, se hace referencia a estos documentos, en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTRO UCAYALI señala que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 14 se ha realizado sobre la evolución histórica de ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. Agrega que, en la formulación del modelo de proyección de energía de toda el Área de Demanda se aplicó métodos tendenciales y econométricos. Esto requirió que los resultados presentados como proyección se encuentran debidamente validados tras superar una serie de pruebas estadísticas, refiere.

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

Finalmente, para obtener el pronóstico de la demanda de toda el Área de Demanda 14, ELECTRO UCAYALI sumó la proyección de la demanda de Usuarios Libres a la de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO UCAYALI.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 14
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Pucallpa y Campo Verde | Aguaytía |
|-----------|------------------------|-------------|
| 2022 | 66,11 | 3,69 |
| 2023 | 68,40 | 3,83 |
| 2024 | 72,97 | 4,11 |
| 2025 | 79,86 | 4,53 |
| 2026 | 86,79 | 4,96 |
| 2027 | 93,77 | 5,39 |
| 2028 | 98,53 | 5,68 |
| 2029 | 103,35 | 5,98 |
| 2030 | 105,95 | 6,15 |
| 2031 | 107,94 | 6,29 |
| 2032 | 109,94 | 6,42 |
| 2033 | 111,93 | 6,55 |
| 2034 | 113,93 | 6,68 |
| TC | 4,6% | 5,1% |

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTRO UCAYALI.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al periodo 2022-2034.
- (3) ELECTRO UCAYALI no cuenta con clientes en MAT y AT.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que ELECTRO UCAYALI propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Pucallpa y Campo Verde" de 56,3% en el año 2029 (103,35 MW) respecto del 2022 (66,11 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTRO UCAYALI presentó los siguientes proyectos:

Sistema eléctrico Campo Verde y Pucallpa:

- En la SET Manantay, para evitar las sobrecargas estimadas a partir del año 2025, ELECTRO UCAYALI propone implementar un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA.
- En la SET Parque Industrial se encuentra operando el transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, reconocido como "reserva". Dicha operación obedece al nivel de carga actual que supera la capacidad del transformador de 20 MVA.

Por dicho motivo, para evitar dichas sobrecargas se propone para el año 2026 un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial, en reemplazo del transformador de 20 MVA existente.

- En la SET Yarinacocha se tiene previsto el desarrollo de la distribución en 22,9 kV, dicho escenario obedece a la mejora de la calidad del servicio debido a redes extensas en 10 kV; asimismo, dada la antigüedad de los transformadores existentes se requiere su reemplazo para garantizar la continuidad del servicio en caso de contingencias. Por lo tanto, se requiere un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para el año 2028.

Adicionalmente requiere, implementación de celdas en 22,9 kV y reemplazo de celdas en 10 kV. Por último, solicita la renovación de línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”, sin enviar sustento al respecto.

- Para el largo plazo prevé implementar la SET Requena y SET Tournavista, que saldrán del devanado en 60 kV de la SET Campo Verde. Por lo tanto, ELECTRO UCAYALI solicita regularizar un transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en reemplazo del transformador 138/22,9 kV - 20 MVA aprobado en el Plan de inversiones 2017-2021 (en adelante, PI 2017-2021).
- Finalmente, plantea retirar del Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante, PI 2021-2025) los siguientes proyectos: i) Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial y ii) Baja asociada a la renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.

Sistema eléctrico Aguaytía:

- Con relación al sistema eléctrico Aguaytía, ELECTRO UCAYALI no ha tenido solicitudes de nuevas inversiones.

3.2.1 Propuesta de Inversiones

ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA INICIAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 14, que ascienden a un valor aproximado de 5,3 millones de dólares.



Fuente: PROPUESTA INICIAL del TITULAR. Elaboración propia

Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTRO UCAYALI considera ejecutar el 38% de su inversión total en el año 2025, el 17% de su inversión total en el año 2026 y finalmente el 45% de su inversión total en el año 2028.



Fuente: PROPUESTA INICIAL del TITULAR. Elaboración propia

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

Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 14
Plan de Inversiones SCT

| Proponentes/Titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad De Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 14 | 5 287 756 | 6,83 | 120 | 16 |
| ELECTRO UCAYALI | 5 287 756 | 6,83 | 120 | 16 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | 667 979 | 6,83 | - | 1 |
| Transformador | 2 777 231 | - | 90 | 3 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 1 129 469 | - | 30 | 1 |
| MT | | | | |
| Celda | 713 075 | - | - | 11 |
| Compensación | - | - | - | - |

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante Oficio N°1525-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinermin remitió a ELECTRO UCAYALI las observaciones a los Estudios Técnico Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

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

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

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

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

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

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

- En el resumen ejecutivo y en el informe del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos requeridos en el PI 2021-2025, clasificados por temas de demanda, confiabilidad y seguridad. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del PI 2025-2029; así como tampoco se observa la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, requerimos se complete la información faltante donde corresponda.
- ELECTRO UCAYALI no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y los formatos F-100 y F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30 de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- La información presentada en su ESTUDIO, Formatos F-100, Formatos F-200 y Archivo de Flujo (Digsilent), no guarda relación entre sí, teniendo diferentes datos entre los archivos. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe revisar la información enviada y corregir donde corresponda con la finalidad de que los archivos guarden relación entre sí.
- De acuerdo a lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene la programación de inversiones para el año 30, y los desarrollos progresivos de la red de los años 1, 2, 3, ...10 y los años que resulten necesarios siempre teniendo como objetivo el año 30. Al respecto, se solicita que ELECTRO UCAYALI desarrolle y presente los archivos de flujo para los años descritos.
- Se observa en el ESTUDIO que ELECTRO UCAYALI no ha presentado el listado de las instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025- 2029 como resultado del planeamiento realizado. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe verificar y proporcionar si corresponde esta información en cumplimiento del numeral 11.7 de la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO UCAYALI no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO UCAYALI no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que ELECTRO UCAYALI presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 14, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del

proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

- ELECTRO UCAYALI debe actualizar las variables macroeconómicas, así como la información histórica de las variables explicativas con respecto al Año Representativo (Año 2022), con la última información disponible a la fecha.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, con carta T-1775-2023, el 20 de noviembre de 2023, ELECTRO UCAYALI presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL, las mismas que con la información adicional que acompaña a dichas respuestas, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 095-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de Osinerghmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados - [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO UCAYALI presenta resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL, resultando mayor en todos los años de proyección, con un promedio de 2,4%. Dicha variación está explicada principalmente por el incremento de nuevas cargas con respecto de la PROPUESTA INICIAL de 45 a 56, consignadas como Demanda Incorporada por ELECTRO UCAYALI.

En el Cuadro N° 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 14
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Pucallpa y Campo Verde | Aguaytía |
|-----------|------------------------|-------------|
| 2022 | 66,11 | 3,69 |
| 2023 | 68,92 | 3,80 |
| 2024 | 73,52 | 4,03 |
| 2025 | 81,24 | 4,40 |
| 2026 | 89,15 | 4,77 |
| 2027 | 97,12 | 5,15 |
| 2028 | 102,32 | 5,42 |
| 2029 | 107,58 | 5,69 |
| 2030 | 110,09 | 5,85 |
| 2031 | 112,04 | 5,98 |
| 2032 | 114,00 | 6,11 |
| 2033 | 115,95 | 6,24 |
| 2034 | 117,91 | 6,37 |
| TC | 4,9% | 4,6% |

Notas:

(1) Formato F-121 de ELECTRO UCAYALI

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

(3) ELECTRO UCAYALI no cuenta con clientes en MAT y AT.

Del cuadro N° 5.1, se desprende que ELECTRO UCAYALI propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Pucallpa y Campo Verde” de 62,7% en el año 2029 (107,58 MW) respecto del 2022 (66,11 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha incrementado de 4,6% a 4,9%.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, ELECTRO UCAYALI presentó en la PROPUESTA FINAL, principalmente los siguientes proyectos:

Sistema eléctrico Campo Verde y Pucallpa:

- Para evitar las sobrecargas estimadas en la subestación Manantay (a partir del año 2025), debido a la instalación provisional del transformador de 20 MVA, se propone un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para la subestación Pucallpa. Dicho transformador reemplazaría al transformador instalado y que fue aprobado para la SET Manantay, para la regularización correspondiente en reemplazo del transformador de 20 MVA. Con dicho cambio, se estaría regularizando el uso del transformador aprobado por Osinergmin en el Plan de Inversiones 2013-2017 (en adelante, PI 2013-2017), se tendría uno nuevo de 30 MVA para la SET Pucallpa. El transformador saliente de 20 MVA se propone su Baja.

Adicionalmente, solicita la implementación de dos celdas de alimentador en 10 kV.

- En la subestación Parque Industrial se encuentra operando el transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, reconocido como “reserva”. Dicha operación obedece al nivel de carga actual que supera la capacidad del transformador de 20 MVA.

Por dicho motivo, para evitar dichas sobrecargas se propone para el año 2026 un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial, en reemplazo del transformador de 20 MVA considerado por Osinermin.

Adicionalmente propone el retiro de los siguientes proyectos del PI 2021-2025.

- ✓ Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.
 - ✓ Retiro de la Baja asociada a la renovación de celdas de 10 y 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.
- ELECTRO UCAYALI indica que se prevé el desarrollo de la distribución en 22,9 kV en la SET Yarinacocha, dicho escenario obedece a la mejora de la calidad del servicio debido a las redes extensas en 10 kV. Asimismo, dada la antigüedad de los transformadores existentes se requiere su reemplazo para garantizar la continuidad del servicio en caso de contingencias. Por lo tanto, propone
 - ✓ La instalación de un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA.
 - ✓ Implementación de celdas en 22,9 kV.
 - ✓ Reemplazo de las celdas en 10 kV existentes.
 - ✓ Baja de dos transformadores 60/10 kV - 15 MVA de la SET Yarinacocha.

Además, respecto a la renovación de la LT 60 kV Parque industrial – Yarinacocha aprobado en el P 2021-2025, plantea retirarlo de dicho Plan, e incluirlo en el PI 2025-2029.

Para el largo plazo prevé implementar la SET Requena y SET Tournavista, que saldrán del devanado en 60 kV de la SET Campo Verde. Por lo tanto, ELECTRO UCAYALI solicita regularizar un transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en reemplazo del transformador 138/22,9 kV - 20 MVA aprobado en el PI 2017-2021.

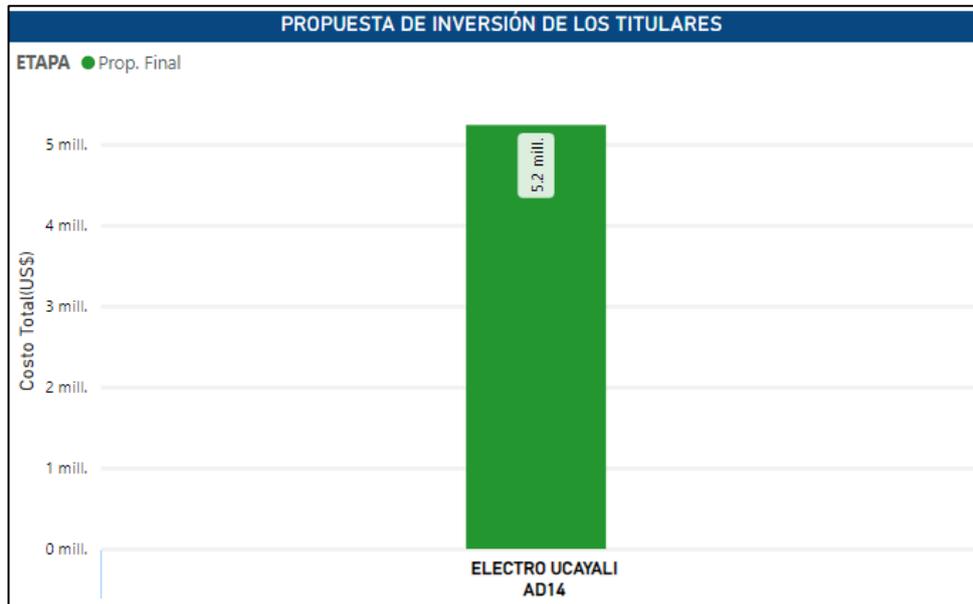
Sistema eléctrico Aguaytía:

Con relación al sistema eléctrico Aguaytía, ELECTRO UCAYALI no ha presentado solicitudes.

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL ELECTRO UCAYALI considera ejecutar el 55,45% de las inversiones totales en el año 2025, el 41,77% de las inversiones totales en el año 2028 y el 2,78% de las inversiones totales en el año 2029.

5.2.1 Propuesta de Inversiones

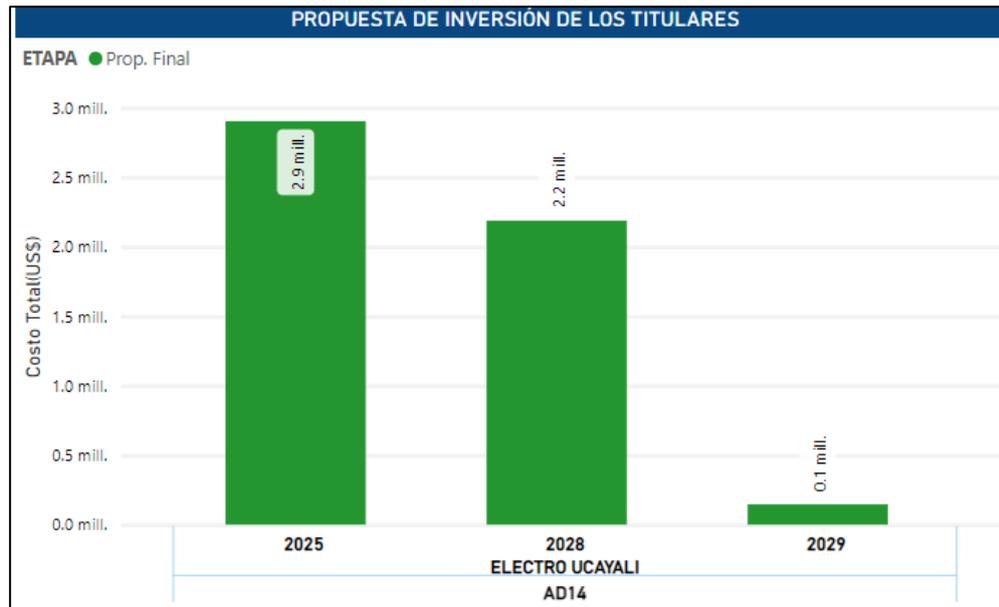
ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 14, que ascienden a un valor aproximado de 5,2 millones de dólares.



Fuente: PROPUESTA FINAL del TITULAR. Elaboración propia

Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTRO UCAYALI considera ejecutar el 56% de su inversión total en el año 2025, el 42% de su inversión total en el año 2028 y finalmente el 2% de su inversión total en el año 2029.



Fuente: PROPUESTA FINAL del TITULAR. Elaboración propia

Así, los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI, correspondiente al período mayo 2025 – abril 2029, son los que se señalan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 14
PLAN DE INVERSIONES SCT

| Proponentes/Titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad De Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 14 | 5 237 205 | 6,83 | 120 | 17 |
| ELECTRO UCAYALI | 5 237 205 | 6,83 | 120 | 17 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | |
| Línea | 667 979 | 6,83 | - | 1 |
| Transformador | 2 699 580 | - | 90 | 3 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 1 104 381 | - | 30 | 1 |
| MT | | | | |
| Celda | 765 263 | - | - | 12 |
| Compensador | - | - | - | - |

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa ELECTRO UCAYALI, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 14 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por ELECTRO UCAYALI, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.osinergmin.gob.pe/> [Ver Referencia 6]

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 14, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, ello considerando que en el Estudio presentado por ELECTRO UCAYALI se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- En el formato de demanda “F-113” se está consignando como Demanda Incorporada, cargas nuevas con potencia menor que 200 kW, cuando en

realidad corresponden a Usuarios Regulados. En dichos casos, Osinerghmin procedió a excluir esa demanda de su análisis.

- Para el ajuste final de las ventas de energía de Usuarios Regulados no se ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

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

Dicho ello, a continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 14, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

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

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 14, ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 56 cargas nuevas, de las cuales 54 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELECTRO UCAYALI no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 14 se ha considerado dos nuevas cargas como Demanda Incorporada, consignadas por ELECTRO UCAYALI, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

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

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

| SET | BARRA | (kV) | USUARIO | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|-------------------|----------|------|------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| PARQUE INDUSTRIAL | PINDU010 | 10 | TY (PR) Manufacturing S.A.C. | - | 1,20 | 2,40 | 2,40 | 2,40 | 2,40 |
| PARQUE INDUSTRIAL | CVERD023 | 22,9 | Oleaginosas Pucallpa S.A.C. | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |

Fuente: Formato F-116 de Osinerghmin

Finalmente, la validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ELUC".

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 14. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 14 (GWh)

| Año | MAT | AT | MT | Total |
|------|-----|----|--------|--------|
| 2022 | - | - | 383,75 | 383,75 |
| 2023 | - | - | 394,44 | 394,44 |
| 2024 | - | - | 408,64 | 408,64 |
| 2025 | - | - | 424,72 | 424,72 |
| 2026 | - | - | 441,10 | 441,10 |
| 2027 | - | - | 454,93 | 454,93 |
| 2028 | - | - | 469,09 | 469,09 |
| 2029 | - | - | 483,59 | 483,59 |
| 2030 | - | - | 493,18 | 493,18 |
| 2031 | - | - | 503,00 | 503,00 |
| 2032 | - | - | 513,03 | 513,03 |
| 2033 | - | - | 523,31 | 523,31 |
| 2034 | - | - | 533,81 | 533,81 |

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 2,8%.
- (3) ELECTRO UCAYALI no cuenta con clientes en MAT y AT.

6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

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

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 14.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 14 (en MW)

| SUBESTACIÓN | Tensión | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|-------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| AGUAYTÍA | 22,9 | 3,9 | 4,0 | 4,1 | 4,3 | 4,4 | 4,6 | 4,8 | 4,9 | 5,0 | 5,2 | 5,3 | 5,4 | 5,5 |
| PARQUE INDUSTRIAL | 22,9 | 10,5 | 10,9 | 11,5 | 11,9 | 12,3 | 12,7 | 13,2 | 13,6 | 13,9 | 14,2 | 14,5 | 14,8 | 15,1 |
| PARQUE INDUSTRIAL | 10 | 9,1 | 9,3 | 9,6 | 10,5 | 11,5 | 11,8 | 12,0 | 12,3 | 12,5 | 12,7 | 12,9 | 13,0 | 13,2 |
| PUCALLPA | 10 | 21,0 | 21,5 | 22,1 | 22,6 | 23,2 | 23,8 | 24,4 | 25,1 | 25,5 | 25,9 | 26,3 | 26,8 | 27,2 |
| PUCALLPA | 10 | 15,3 | 15,8 | 16,5 | 17,1 | 17,7 | 18,4 | 19,1 | 19,7 | 20,2 | 20,7 | 21,1 | 21,6 | 22,1 |
| YARINACOCHA | 10,5 | 10,1 | 10,4 | 10,9 | 11,3 | 11,7 | 12,1 | 12,6 | 13,0 | 13,3 | 13,6 | 13,9 | 14,3 | 14,6 |
| TOTAL | | 69,98 | 71,94 | 74,55 | 77,69 | 80,88 | 83,41 | 86,01 | 88,66 | 90,42 | 92,22 | 94,05 | 95,94 | 97,86 |

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

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

| Año | PROPUESTA Osinerghmin | PROPUESTA FINAL | PROPUESTA INICIAL |
|-----------|-----------------------|-----------------|-------------------|
| 2022 | 69,98 | 69,80 | 69,80 |
| 2023 | 71,94 | 72,72 | 72,22 |
| 2024 | 74,55 | 77,56 | 77,08 |
| 2025 | 77,69 | 85,64 | 84,39 |
| 2026 | 80,88 | 93,92 | 91,75 |
| 2027 | 83,41 | 102,26 | 99,16 |
| 2028 | 86,01 | 107,74 | 104,21 |
| 2029 | 88,66 | 113,27 | 109,33 |
| 2030 | 90,42 | 115,94 | 112,10 |
| 2031 | 92,22 | 118,03 | 114,23 |
| 2032 | 94,05 | 120,11 | 116,36 |
| 2033 | 95,94 | 122,19 | 118,48 |
| 2034 | 97,86 | 124,28 | 120,61 |
| TC | 2,8% | 4,9% | 4,7% |

Fuente: Formato F-121

Gráfico N° 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)



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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones 2025-2029 en Transmisión para el AD 14, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en el ESTUDIO de PROPUESTA FINAL, presentado por ELECTRO UCAVALI se ha identificado que:

- No se ha presentado el sustento necesario de aproximadamente 27,5 MW de Máxima Demanda coincidente con la SET, correspondientes a las nuevas demandas incorporadas calificados como Clientes Libres, que se avizora atender en las subestaciones SET Parque Industrial, SET Pucallpa, SET Yarinacocha y SET Aguaytía.
- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 14; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. ELECTRO UCAVALI al no considerar estas instalaciones, estaría incumpliendo el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar, no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. ELECTRO UCAVALI al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas

entre circuitos de transmisión, entre otros. ELECTRO UCAYALI al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

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

- Se considera las nuevas cargas incorporadas que cumplen con el sustentos y criterios descritos en el numeral B.3.2.2 del ANEXO B del presente informe.
- Se considera el proyecto ITC “Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”, aprobado en la actualización de Plan de Transmisión 2023-2032 y cuya fecha POC se estima para el año 2027.
- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025.
- Se considera y analiza la información de sustentó para evaluar el estado operación de los Transformadores que solicitan renovar por antigüedad, partiendo de la base que dichos Transformadores superan como mínimo los 30 años de antigüedad.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha considerado el criterio N-1, para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el efecto, se evaluó el

comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.

- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 10, 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello, determinar las instalaciones que son necesarias para los 10 primeros años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por ELECTRO UCAYALI, las instalaciones del SST y SCT del AD 14, a diciembre de 2022, son las que figura en el ANEXO C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la actualización y/o modificación correspondiente.

Considerando la información disponible del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño (oferta) mediante el formato "F-202". Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente con la SET (F-120 SET) en MVA por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente (oferta) en las SET's y sus demandas proyectadas (demanda) correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que estarán expuestas las SET's en el futuro

Respecto a las congestiones de las líneas de transmisión y sobrecargas en los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 14, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible acopiada por Osinergmin durante la visita técnica "in situ" a las instalaciones de ELECTRO UCAYALI en el mes de agosto de 2023.

Por otro lado, mediante las visitas técnicas "in situ" se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos que actualmente no han sido implementados en los años previstos en el PI 2017-2021, siendo los proyectos más urgentes de ejecución: "Nueva SET Campo Verde 128/23 kV – 20/20/20 MVA" y "Nueva SET Manantay 60/23/10 kV – 30/30/30 MVA"; las cuales debieron ser implementadas antes de mayo 2021 con el objetivo de descargar las SET Parque Industrial y SET Pucallpa, y a la vez aumentar la capacidad de transformación permitiendo el continuo suministro y calidad del servicio eléctrico en la región Pucallpa.

El diagnóstico de estas instalaciones está referido al comportamiento de las mismas para atender la demanda al año 2034, considerando la proyección de demanda revisada y actualizada por Osinergmin – *que se sustenta en el*

numeral 6.1 del presente informe – y los proyectos aprobados en los procesos anteriores de los Planes de Inversión y sus modificatoria, según el año previsto en la planificación.

A continuación, se muestra el resultado del diagnóstico, que evalúa y analiza los siguientes aspectos técnicos:

- **Sobrecarga en Transformadores**

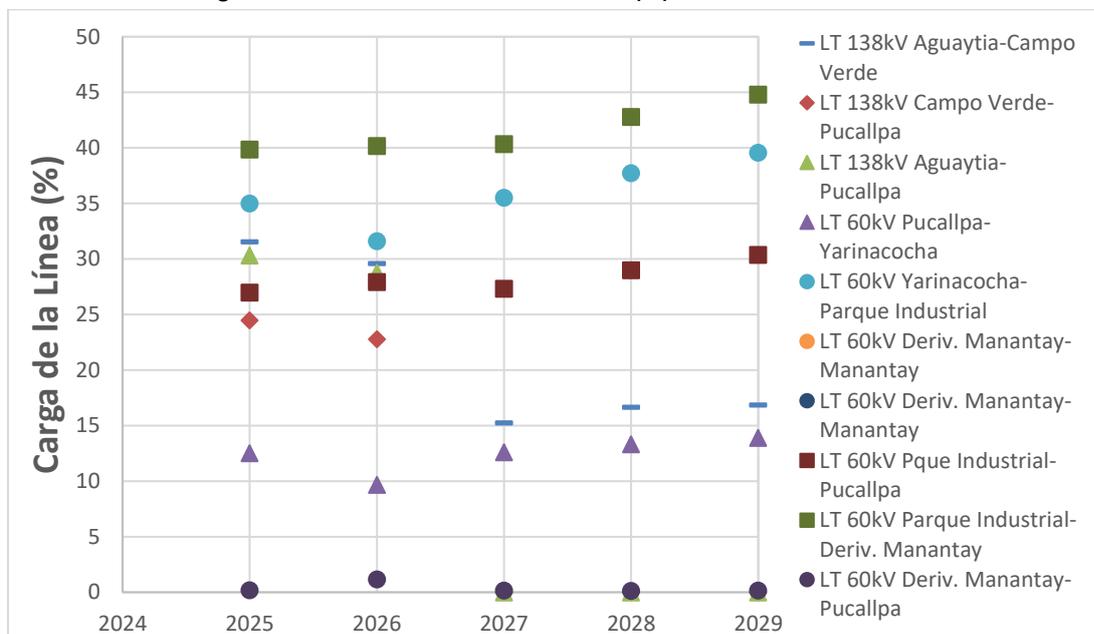
Sobre el parque de transformadores de dos y tres devanados, en el período 2025-2029, no se avizoran sobrecargas hasta el año 2029.

Asimismo, no se avizora sobrecargas en el parque de transformadores al 2034.

- **Congestiones en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión, conforme se muestra en la gráfica siguiente:

Gráfica N° 6.2
Cargabilidad en Líneas de Transmisión (%)

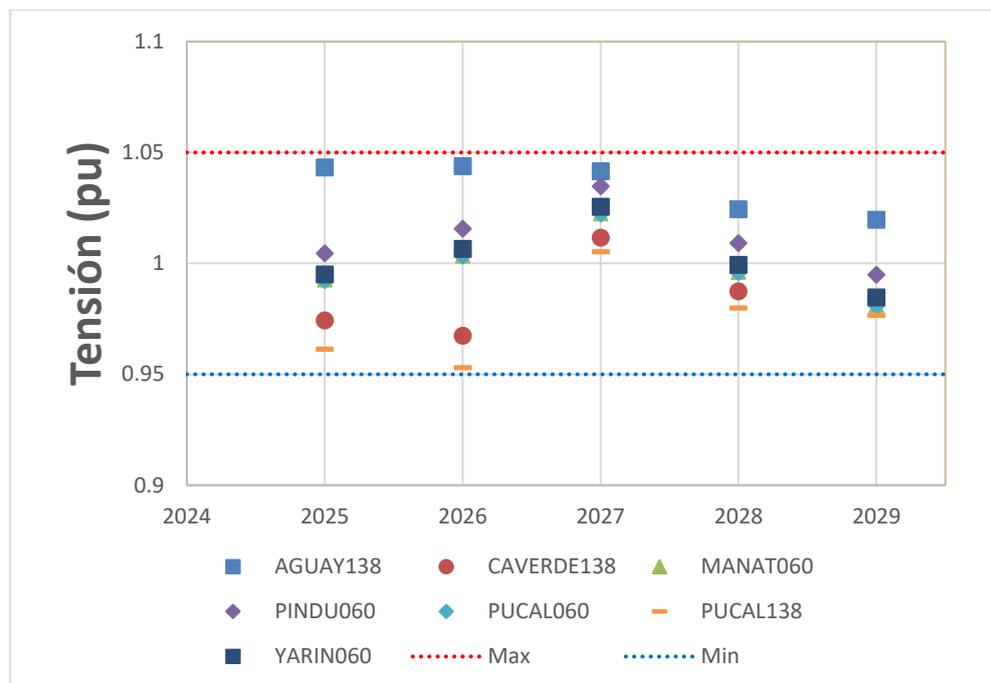


Asimismo, no se avizora congestiones en las líneas de transmisión al 2034.

- **Perfiles de Tensión**

Respecto a los perfiles de tensión, se obtuvieron los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

Gráfica N° 6.3
Perfil de Tensiones (p.u.)



De la gráfica anterior, se observa que los niveles de tensión en todas las barras están dentro de la tolerancia establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en el período 2025-2029. Además, el COES en el Plan de Transmisión 2023-2032 tiene aprobado la ITC “Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas” para el año 2027, la cual contribuye a mejorar los perfiles de tensión.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 14, se ha identificado que el mayor crecimiento de la demanda se dará en las zonas de Pucallpa y Campo Verde; frente a lo cual, respecto a las solicitudes de ELECTRO UCAYALI se toma en cuenta lo siguiente:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Campo Verde – Pucallpa

- i. **Modificar la capacidad y el Transformador 138/22,9 kV de 20 MVA por un Transformador 138/60/22,9 kV de 30 MVA en la SET Campo Verde, aprobado en el PI 2017-2021.**

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2025, se considera una solicitud improcedente, debido a que en el presente Plan de Inversiones no se analizan, ni modifican proyectos que se aprobaron en Planes de inversión anteriores - *salvo para aquellas solicitudes que se enmarquen en lo descrito en el numeral 6.2.5 del presente informe* – por lo que el análisis de improcedencia se desarrolla en Informe Legal N° 445-2024-GRT que complementa al presente informe.

Sin perjuicio de lo mencionado, se ha verificado que:

- La sobrecarga que hace notar ELECTRO UCAYALI a partir del año 2026, es debido a que no se considera el traslado de carga de la SET Parque Industrial a la SET Campo Verde (proyecto aprobado en el PI

2017-2021); si bien el proyecto en la actualidad no ha sido ejecutado por ELECTRO UCAYALI por razones exógenas a la planificación, cabe indicar que no es parte del criterio de la planificación considerar – *dentro del análisis del Diagnóstico y SER* – incumplimientos o retrasos de proyectos, que no han sido ejecutados en el año o periodo requerido en los Planes de Inversión que se sustenta en un estudio de planificación. Por lo que, ELECTRO UCAYALI es responsable de ejecutar los proyectos aprobados en los Planes de Inversión en la fecha prevista en la planificación, para evitar problemas en la operación del sistema eléctrico lo cual perjudicará la calidad y continuidad del suministro eléctrico a los usuarios del AD 14.

- Por otra parte, en el Proceso de Liquidación existe la posibilidad evaluar lo solicitado, enmarcándose como un cambio de características del transformador, para lo cual se deberá sustentar la necesidad de implementar el devanado en 60 kV por el crecimiento espacial de la demanda ubicada al Oeste de la ciudad de Pucallpa y la necesidad de incrementar la potencia inicialmente aprobada.

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO UCAYALI ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado; sin embargo, según el análisis realizado en el Anexo A del presente Informe Técnico, no se acoge su opinión.

ii. Implementar un Transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Yarinacocha.

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2028, corresponde ser aprobado por razones de antigüedad y no por crecimiento de demanda.

Respecto al crecimiento de demanda, se verifica en el archivo F-202 que la capacidad de transformación en la SET Yarinacocha es suficiente para atender la demanda eléctrica, por lo que no se requiere incrementar la capacidad de transformación; debido a que la cargabilidad para el año 2029 es de 57%.

| NOMBRE DE LA SET | DESCRIPCIÓN | TENSION | | Año Fabricación | Año | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------|---------|------|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | | LADO | kV | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | |
| SET ATIMT YARINACOCHA | MAX. DEM. (MVA) | LV | 10.5 | | 12 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 18 | 18 | |
| TP 60/10.5KV-14/17MVA (OMANCONAF) | POT. INST. (MVA) | HV | 60 | 1003 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | |
| TP 60/10.5KV-14/17MVA (OMANCONAF) | POT. INST. (MVA) | LV | 10.5 | | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | |
| | FACTOR DE USO | LV | 10.5 | | 0.45 | 0.46 | 0.48 | 0.50 | 0.52 | 0.53 | 0.55 | 0.57 | 0.59 | 0.60 | 0.61 | 0.63 | 0.64 | |

Respecto a la información de sustento por antigüedad presentado por ELECTRO UCAYALI sobre el análisis de aceite, para los dos (02) transformadores actualmente instalados en la SET Yarinacocha, se verifica que uno de estos transformadores presenta condición operativa de “Status 2”, y el otro “Status 1”.

| ÍTEM | N° INFORME | SERIE | UBICACIÓN | TAG | MVA | CONDICION OPERATIVA |
|------|-------------|------------|------------------------|-----|----------|---------------------|
| 1 | Q-1370-2023 | 34079 | S.E. YARINACOCHA | TR2 | 14 | STATUS 1 |
| 2 | Q-1371-2023 | 34078 | S.E. YARINACOCHA | TR1 | 14 | STATUS 2 |
| 3 | Q-1372-2023 | L30447 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR3 | 15/20/25 | STATUS 1 |
| 4 | Q-1373-2023 | 147632 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR4 | 30/40 | STATUS 2 |
| 5 | Q-1374-2023 | 162219 | S.E. PUCALLPA | TR5 | 25/30 | STATUS 2 |
| 6 | Q-1375-2023 | 1051452124 | S.E. PUCALLPA | TR6 | 30/45 | STATUS 1 |
| 7 | Q-1376-2023 | L30448 | S.E. PUCALLPA | TR3 | 15/20/25 | STATUS 2 |

Por lo tanto, para brindar seguridad en la operación continua del Transformador en “Status 2”, que podría devenir en paradas forzadas o continuas, debido a las condiciones actuales que se han sustentado mediante pruebas de análisis de aceite y al haber superado como mínimo los 30 años de operación, se procede aprobar lo solicitado en reemplazo de los dos (02) transformadores. Asimismo, se dispondrá de un devanado en 22,9 kV debido a que ELECTRO UCAYALI justifica su necesidad para la atención de la demanda regulada y libre, mediante el traslado de carga de un alimentador de la SET Parque Industrial a SET Yarinacocha en 22,9 kV. Asimismo, el disponer de un devanado en 22,9 kV permitirá estandarizar el parque de transformación en el sistema eléctrico Pucallpa a 60/22,9/10 kV – 30/30/30 MVA; que también ayudará a atender las cargas más alejadas que actualmente se encuentren en el radio de acción de la SET Parque Industrial y que ELECTRO UCAYALI, indica que serán atendidas desde la SET Yarinacocha.

Respecto a la renovación de las celdas en 10 kV (una celda de transformador, una celda de medición y cinco celdas de alimentador), ELECTRO UCAYALI señala que esto obedece a un tema de “reubicación” de las celdas. Al respecto, debido a que la motivación es por una “reubicación”, no corresponde aprobar nuevas instalaciones debido a que se trata de instalaciones del SCT. Adicionalmente, en el formato F-204 se verificó que en la SET Yarinacocha solo se requieren cuatro celdas de alimentador, las mismas que fueron aprobados en la modificatoria del PI 2013-2017, y que actualmente tres ya fueron ejecutados y están siendo remunerados por la demanda.

| ALIMENTADORES | TENSIÓN (KV) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demanda | 10 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 |
| Capacidad por Alimentador | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Alimentadores Existentes | 10 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Alimentadores Necesarios | 10 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Nuevos Alimentadores | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO UCAYALI no ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado.

Por lo expuesto, se aprueba un Transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA y celdas en 22,9 kV asociadas para el año 2028. ELECTRO UCAYALI debe reutilizar las celdas en 60 kV y 10 kV debido a que no sustenta que estos requieran reemplazo. Adicionalmente, corresponde dar de Baja remunerativa al transformador que se encuentra en “Status 2” y a sus celdas de transformación; mientras que el otro transformador será rotado a la SET Pucallpa, como capacidad disponible, por estar en condiciones normales para la operación (“Status 1”).

iii. Implementar un Transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Pucallpa.

Respecto a lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2025, se ha revisado la cargabilidad de los transformadores en el formato F-202, verificando que no se requiere aumentar la capacidad de transformación en la SET Pucallpa, debido a que la SET Manantay (con transformador

60/22,9/10 kV – 30 MVA aprobado en el PI 2017-2021 para el año 2021) descarga el 50% de la demanda en el devanado de 10 kV de la SET Pucallpa aliviando su carga. De esta manera, se avizora que para el año 2029, la cargabilidad en la capacidad de transformación del lado de 10 kV de la SET Pucallpa estaría en 47% y en la SET Manantay en 79%.

| NOMBRE DE LA SET | DESCRIPCIÓN | TENSION | | Año Fabricación | Año | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------|------|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | | LADO | KV | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | |
| SET AT/MT PUCALLPA TP1: 60/22.9/10KV- 25/30 MVA (ONAN/ONAF) TP2: 60/22.9/10KV- 15/415-20/50- 25/30 MVA (ONAN/ONAF/OF/AF) | MAX. DEM (MVA) | LV | 10 | | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 26 | |
| | POT. INST (MVA) | LV | 10 | 2007 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | |
| | POT. INST (MVA) | LV | 10 | 1995 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | |
| | FACTOR DE USO | LV | 10 | | 0.38 | 0.39 | 0.41 | 0.42 | 0.43 | 0.44 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.49 | 0.50 | 0.51 | 0.52 | |
| | MAX. DEM (MVA) | HV | 60 | | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 26 | |
| | MAX. DEM (MVA) | MV | 22.9 | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | |
| NUEVA SET AT/MT MANANTAY TP 40/22.9/10KV- 30 MVA (ONAF) | MAX. DEM (MVA) | LV | 10 | | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | | |
| | POT. INST (MVA) | HV | 60 | | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | | |
| | POT. INST (MVA) | MV | 22.9 | 2021 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | | |
| | POT. INST (MVA) | LV | 10 | | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | | |
| | FACTOR DE USO | HV | 60 | | 0.64 | 0.65 | 0.68 | 0.70 | 0.72 | 0.74 | 0.76 | 0.79 | 0.80 | 0.82 | 0.83 | 0.85 | | |
| | FACTOR DE USO | MV | 22.9 | | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.24 | 0.24 | 0.25 | 0.25 | 0.26 | | |
| FACTOR DE USO | LV | 10 | | 0.45 | 0.46 | 0.47 | 0.49 | 0.50 | 0.52 | 0.53 | 0.55 | 0.56 | 0.57 | 0.58 | 0.59 | 0.61 | | |

Respecto a la información de sustento por antigüedad presentado por ELECTRO UCAYALI sobre el análisis de aceite presentado por ELECTRO UCAYALI a los tres (03) transformadores que actualmente se encuentran en la SET Pucallpa (dos en operación y uno sin servicio). Se identifica que dos de estos transformadores presentan la condición operativa de “Status 2”, lo cual según la norma IEEE C57.104-2019⁸ indica niveles intermedios de gases y/o posible gasificación donde corresponde realizar acciones preventivas y/o correctivas.

| ÍTEM | N° INFORME | SERIE | UBICACIÓN | TAG | MVA | CONDICION OPERATIVA |
|------|-------------|------------|------------------------|-----|----------|---------------------|
| 1 | Q-1370-2023 | 34079 | S.E. YARINACOCCHA | TR2 | 14 | STATUS 1 |
| 2 | Q-1371-2023 | 34078 | S.E. YARINACOCCHA | TR1 | 14 | STATUS 2 |
| 3 | Q-1372-2023 | L30447 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR3 | 15/20/25 | STATUS 1 |
| 4 | Q-1373-2023 | 147632 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR4 | 30/40 | STATUS 2 |
| 5 | Q-1374-2023 | 162219 | S.E. PUCALLPA | TR5 | 25/30 | STATUS 2 |
| 6 | Q-1375-2023 | 1051452124 | S.E. PUCALLPA | TR6 | 30/45 | STATUS 1 |
| 7 | Q-1376-2023 | L30448 | S.E. PUCALLPA | TR3 | 15/20/25 | STATUS 2 |

Por lo tanto, respecto al transformador de 15/20/25 MVA (ONAN/ONAF/ONAF Forzado) del año 1995, corresponde dar de Baja remunerativa, debido a que cumple 30 años de vida útil dentro del periodo 2025-2029; mientras que, el transformador de 25/30 MVA es del año 2007 por lo que no cumple como mínimo los 30 años de vida útil, por lo que, corresponde a ELECTRO UCAYALI realizar las acciones correctivas para garantizar el normal funcionamiento de este transformador a lo largo de su vida útil.

Cabe precisar que, incluso con la Baja remunerativa del transformador 15/20/25 MVA, se verifica que aún no se requiere aprobar otro transformador debido a que el transformador existente tiene la capacidad de transformación suficiente para atender la demanda en 10 kV, avizorándose una cargabilidad de 54% al año 2029, tal como se detalla en el formato F-203.

⁸ Status según Resultados de Dissolved Gas Analysis (DGA) acompañados de seguimiento:

Status 1 de DGA: Bajo nivel de gases y ninguna indicación de gasificación. (DGA normal)

Status 2 de DGA: Niveles intermedios de gases y/o posible gasificación. (DGA posiblemente sospechoso). PD, T1, stray gases. Aumento frecuencia de muestreo, monitoreo en línea.

Status 3 de DGA: Alto nivel de gases y/o probable gasificación activa. (DGA probablemente sospechoso). Seguimiento y pruebas adicionales. Consultar a fabricante y a expertos.

| NOMBRE DE LA SET | DESCRIPCIÓN | TENSION | | Año Fabricación | Años de vida útil | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------|------|--------------------|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|--|--|
| | | LADO | KV | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | | | |
| SET ATMT PARQUE INDUSTRIAL TP ABB 6022 910KV ONAN: 154115 MVA; ONAF: 2045,3320 MVA OFAF (AMPS): 256,6825 MVA | MAX. DEM. (M) | HV | 60 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | | |
| | MAX. DEM. (M) | MV | 22,9 | | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | | | |
| | MAX. DEM. (M) | LV | 10 | | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 14 | | | |
| | POT. INST. (MVA) | HV | 60 | 1995 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | | | |
| | POT. INST. (MVA) | MV | 22,9 | | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | | | |
| | POT. INST. (MVA) | LV | 10 | | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | | | |
| | FACTOR DE USO | HV | 60 | | 0,60 | 0,62 | 0,64 | 0,69 | 0,75 | 0,77 | 0,79 | 0,81 | 0,82 | 0,83 | 0,85 | 0,86 | 0,87 | | | |
| | FACTOR DE USO | MV | 22,9 | | 0,44 | 0,45 | 0,48 | 0,49 | 0,51 | 0,53 | 0,55 | 0,57 | 0,58 | 0,59 | 0,60 | 0,62 | 0,63 | | | |
| | FACTOR DE USO | LV | 10 | | 0,48 | 0,49 | 0,51 | 0,56 | 0,61 | 0,63 | 0,64 | 0,65 | 0,66 | 0,67 | 0,68 | 0,70 | 0,71 | | | |
| | MAX. DEM. (M) | LV | 22,9 | | 9 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | | | |
| NUEVA SET ATMT CAMPO VERDE TP 136223KV- 26 MVA (ONAF) | POT. INST. (MVA) | LV | 22,9 | 2020 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | | | | |
| | FACTOR DE USO | LV | 22,9 | | 0,47 | 0,48 | 0,51 | 0,53 | 0,54 | 0,56 | 0,58 | 0,60 | 0,62 | 0,63 | 0,64 | 0,66 | 0,67 | | | |

Por otro lado, respecto al análisis de aceite presentado por ELECTRO UCAYALI a los transformadores que actualmente están instalados en la SET Parque Industrial, se verifica que el transformador de 15/20/25 MVA del año 1995 se encuentra en condiciones normales por lo que no requiere modificaciones. Respecto al transformador 30/40 MVA del año 2018 (reserva del sistema), corresponde a ELECTRO UCAYALI realizar las acciones correctivas para garantizar el buen funcionamiento del transformador a lo largo de su vida útil.

| ÍTEM | N° INFORME | SERIE | UBICACIÓN | TAG | MVA | CONDICION OPERATIVA |
|------|-------------|------------|------------------------|-----|----------|---------------------|
| 1 | Q-1370-2023 | 34079 | S.E. YARINACOCHA | TR2 | 14 | STATUS 1 |
| 2 | Q-1371-2023 | 34078 | S.E. YARINACOCHA | TR1 | 14 | STATUS 2 |
| 3 | Q-1372-2023 | L30447 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR3 | 15/20/25 | STATUS 1 |
| 4 | Q-1373-2023 | 147632 | S.E. PARQUE INDUSTRIAL | TR4 | 30/40 | STATUS 2 |
| 5 | Q-1374-2023 | 162219 | S.E. PUCALLPA | TR5 | 25/30 | STATUS 2 |
| 6 | Q-1375-2023 | 1051452124 | S.E. PUCALLPA | TR6 | 30/45 | STATUS 1 |
| 7 | Q-1376-2023 | L30448 | S.E. PUCALLPA | TR3 | 15/20/25 | STATUS 2 |

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO UCAYALI ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado; sin embargo, según el análisis realizado en el Anexo A del presente Informe Técnico, no se acoge su opinión.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar nuevos transformadores para la SET Parque Industrial.

v. **Retiro del proyecto de Renovación de la “LT 60 kV Yarinacocha – Parque Industrial” y luego aprobado en el PI 2021-2025, y Retiro de la renovación de celdas en MT en la SET Parque Industrial aprobarlo en el PI 2021-2025.**

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2028, no corresponde ser aprobado en el presente Plan de Inversiones, debido a que en el Informe Técnico N°354-2020-GRT elaborado en el PI 2021-2025, se incluyó la renovación de la “LT 60 kV Yarinacocha – Parque Industrial” por temas de seguridad (problemas de DMS) y por temas de antigüedad en la línea que sobrepasó su vida útil; mientras que las celdas se renovaron por ser de tecnología obsoleta asociada a la antigüedad. En ese sentido, las renovaciones analizadas en el PI 2021-2025, a la fecha siguen siendo necesarias por temas de seguridad y operación en condiciones de eficiencia.

Por otra parte, el argumento de ELECTRO UCAYALI que motiva su solicitud es por temas de financiamiento, donde indica que no podrá ejecutar estos proyectos en el corto plazo. Cabe indicar que, el argumento del financiamiento no es una variable que se considere como criterios en el análisis en la planificación, toda vez que el proceso de Plan de Inversiones evalúa y analiza las instalaciones necesarias para los sistemas eléctricos que conforman cada Área de Demanda. Asimismo,

ELECTRO UCAYALI no indicó los planes de contingencia que realizará en el corto y mediano plazo para mitigar cualquier accidente o perjuicio que podría suceder al no implementar lo aprobado.

Si bien en las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN señalaron que están realizando repotenciaciones y cambiado parte de los equipamientos, no envían sustento de estas actividades donde se verifique que con las acciones que se están realizando ya no será necesarios en el corto y mediano plazo renovar dichas celdas.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

vi. Implementar dos (02) nuevas celdas de alimentador en 10 kV en la SET Manantay.

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2029, no corresponde ser aprobado debido a que esta solicitud se considera extemporánea, al no ser parte de su solicitud en la PROPUESTA INICIAL, ni se deriva de una observación a esta. Cabe indicar que, el análisis de solicitudes extemporáneas se desarrolla en el Informe Legal N° 445-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo señalado, se verifica que actualmente la SET Manantay tiene aprobado cinco (05) celdas de alimentador: a) dos aprobadas en el PI 2017-2021 y b) tres (03) aprobadas en el PI 2013-2017, que inicialmente fueron aprobadas para la SET Pucallpa, pero que en el PI 2017-2021 pasaron a la SET Manantay (mismo caso que el transformador de 30 MVA).

Adicionalmente, se ha revisado el actual formato F-204, donde se verifica que con las cinco (5) celdas de alimentador aprobadas son suficientes para atender la demanda hasta el año 2034.

| ALIMENTADORES | TENSIÓN (KV) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demanda | 10 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 |
| Capacidad por Alimentador | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Alimentadores Existentes | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Alimentadores Necesarios | 10 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Nuevos Alimentadores | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO UCAYALI ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado; sin embargo, según el análisis realizado en el Anexo A del presente Informe Técnico, no se acoge su opinión.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Aguaytía

Del diagnóstico realizado, la SET Aguaytía no presenta ninguna sobrecarga. En tal sentido, en este sistema eléctrico no se requiere de nuevas instalaciones para el período 2025-2029.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 14, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, las cuales se muestran en el cuadro N° 6-8:

Cuadro N° 6-8
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 14

| Programación de Bajas AD 14 | | | | |
|-----------------------------|-----------------|------|-------------------------------|-----------------|
| AD | Titular | Año | Elemento | Instalación |
| 14 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Transformador de 15/20/25 MVA | SET Pucallpa |
| 14 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Transformador 14 MVA | SET Yarinacocha |
| 14 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Celda de Transformador 60 kV | SET Yarinacocha |
| 14 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Celda de Transformador 10 kV | SET Yarinacocha |

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 14, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-9
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 14
PLAN DE INVERSIONES SCT

| Proponentes/titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad de Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 14 | 1 072 655 | - | 30 | 4 |
| ELECTRO UCAYALI | 1 072 655 | - | 30 | 4 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 885 813 | - | 30 | 1 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 186 842 | - | - | 3 |
| Compensador | - | - | - | - |

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

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

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

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

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS¹⁰, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 14, se presentaron casos que impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025, sin embargo, esas solicitudes fueron desestimadas; por lo que los Elementos aprobados en dicho Plan para esta Área de Demanda, se mantienen invariables, son necesarios y obligatorios para la atención oportuna de la demanda.

¹⁰ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinergmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentado por ELECTRO UCAYALI, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, a nivel de Media Tensión, en el Área de Demanda 14 es de 2,8%, menor que el presentado por ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL (4,9%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 14, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 1 072 655, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe. Dicha inversión es asignada a ELECTRO UCAYALI.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 14, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 14, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/ncha- ksg



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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.
- Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.
- Anexo C** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR.
- Anexo D** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo F** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN de ELECTRO UCAYALI

El 26 de marzo de 2024, ELECTRO UCAYALI presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el PI 2025-2029.

Como resultado del análisis realizado por Osinerghmin a las Opiniones y Sugerencias, "NO SE ACOGE" ninguna Opiniones y Sugerencias realizada por ELECTRO UCAYALI a la PREPUBLICACIÓN, según lo desarrollado a continuación:

1. SET Parque Industrial

ELECTRO UCAYALI, señala que para la SET Parque Industrial propuso un nuevo transformador 60/23/10 kV de 30 MVA para el año 2025 por razones de demanda y antigüedad, el cual fue denegado por Osinerghmin argumentando que no se sobrecargan los devanados del transformador actual.

Además, ELECTRO UCAYALI indica que en su propuesta del PI 2025-2029, presentó 27 nuevas solicitudes de factibilidad con una demanda total requerida de 14,79 MW atendidos desde el devanado de 10 kV de la SET Parque Industrial, el mismo que fue denegado por Osinerghmin por razones de forma. Agrega que, la demanda requerida fue evidenciada con solicitudes presentadas por los clientes.

Así también, ELECTRO UCAYALI menciona que la proyección de demanda de Osinerghmin en el devanado de 10 kV alcanzará 11,19 MVA (2025), pudiendo incrementar su demanda en solo 3,8 MVA adicionales, para llegar al límite de capacidad, manteniendo invariable la capacidad disponible en el lado de 22,9 kV. Por lo que, señala que, en el cuadro de nuevas solicitudes, se tiene un requerimiento de 14,79 MW que no fueron admitidas por Osinerghmin por razones de forma, que de admitirse dichas solicitudes, se superaría ampliamente la cargabilidad en el devanado de 10 kV, evidenciando una necesidad técnica de cambio de transformador por otro de 30 MVA.

No obstante, ELECTRO UCAYALI alega que con el fin de subsanar las observaciones dadas por Osinerghmin a los nuevos requerimientos de demanda, viene realizando las coordinaciones con los clientes a fin de obtener las solicitudes que contenga la información en la forma requerida por el regulador, lo cual, presentará como información disponible y/o sustentado en la etapa de Recurso de Reconsideración del presente proceso del PI 2025-2029.

Por lo expuesto, ELECTRO UCAYALI solicita a Osinerghmin que, ante la evidencia de la necesidad técnica referido a las nuevas solicitudes de demanda en el devanado de 10 kV de la SET Parque Industrial, se revise y/o apruebe un nuevo transformador 60/23/10 kV de 30 MVA para el año 2025.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe señalar que, en la etapa de PREPUBLICACIÓN, se realizó el análisis y evaluación de las factibilidades presentadas por ELECTRO UCAYALI, indicándose lo siguiente:

"ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 56 cargas nuevas, de las cuales 54 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS". (Numeral 6.1.4 del Informe Técnico N° 095-2024-GRT. Página 28)

Sin embargo, para esta etapa del proceso, ELECTRO UCAYALI no ha presentado información adicional que sustente sus nuevas demandas incorporadas, por lo que no se dispone de elementos de juicio que motive al regulador a revisar lo manifestado en la etapa de PREPUBLICACIÓN.

En ese sentido, se considera correcta la proyección de demanda realizada en la PREPUBLICACIÓN, pronosticándose para el devanado de 10 kV una cargabilidad de 65% en el año 2029, tal como se detalla en el numeral 6.2.3 del presente informe.

Sin perjuicio de lo mencionado, respecto a la información que plantea enviar ELECTRO UCAYALI en la etapa de Recursos de Reconsideración, se debe tener en cuenta que los Titulares tienen el derecho de remitir información en cualquier etapa del proceso; sin embargo, este derecho no implica enviar nuevos pedidos o información creada después de la fecha de la aprobación del Plan de Inversiones.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

2. Retiro de Renovación de celdas en SET Parque Industrial

ELECTRO UCAYALI indica que solicitó el retiro del proyecto “renovación de 04 celdas de alimentador 10 kV y 04 celdas de alimentador 22,9 kV”, aprobado en el PI 2021-2025 (Informe Técnico N° 111-2023-GRT, página 38), sustenta el retiro por razones de repotenciación de las celdas existentes, con lo cual las celdas puedan operar sin inconvenientes.

Al respecto, ELECTRO UCAYALI menciona el numeral 6.2.5 del Informe Técnico N° 095-2024-GRT, indica que los proyectos del PI 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y no se prevé su ejecución hasta abril de 2025, son materia de revisión por parte de Osinerghmin en el PI 2025-2029. En ese sentido, y como caso similar, respecto del cual pretende se aplique el principio de imparcialidad, ELECTRO UCAYALI cita como precedente, la aprobación de Osinerghmin del retiro del proyecto de renovación de 9 celdas de alimentador en la SE Pucallpa aprobadas en el PI 2017-2021, que fueron retiradas por Osinerghmin como actuación de oficio a solicitud de ELECTRO UCAYALI en el proceso del PI 2021-2025.

ELECTRO UCAYALI indica que, Osinerghmin normativamente se encuentra en la obligación de cumplir con las normas legales vigentes, estableciendo que los casos semejantes deben ser tratados de manera similar. En ese sentido, considera que se dé un tratamiento similar al que dio Osinerghmin como acto de oficio a la solicitud presentada por ELECTRO UCAYALI en el PI 2021-2025.

Por lo expuesto, ELECTRO UCAYALI solicita a Osinerghmin se revise y proceda a retirar el proyecto de renovación de 4 celdas de alimentadores 10 kV y 4 celdas de alimentadores 22,9 kV en la SET Parque Industrial.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, la renovación de las celdas en la SET Parque Industrial aprobados en el PI 2021-2025, se motivó a partir de la solicitud del propio ELECTRO UCAYALI, donde argumentó que las celdas en 10 kV y 22,9 kV en dicha subestación son de tecnología obsoleta asociada a la antigüedad de los equipamientos.

En esta etapa de Opiniones y Sugerencias del PI 2025-2029, ELECTRO UCAYALI manifiesta que “se está realizando repotenciones cambiando parte de los equipamientos, con lo cual se operará sin inconvenientes”. Sin embargo, no adjunta sustento que evidencie los trabajos y actividades que se vienen desarrollando, ni como ello permitirá superar las dificultades de obsolescencia tecnológica y antigüedad. Por lo que, Osinerghmin al carecer de información y evidencias, considera que las renovaciones analizadas en el PI 2021-2025, a la fecha, siguen siendo necesarias por temas de seguridad y operación en condiciones de eficiencia.

Finalmente, respecto al principio de imparcialidad, referida al caso de las instalaciones retiradas de la SET Pucallpa en el PI 2021-2025, se debe precisar que, en las “Opiniones y Sugerencias al PI 2021-2025”, ELECTRO UCAYALI adjuntó evidencias de la

renovaciones, como por ejemplo el informe “Mejoras e implementación de automatización realizadas en la subestación Pucallpa (SEPU)”, con lo cual se evidenció y sustentó haber subsanado las limitaciones operativas y de antigüedad mediante la renovación del equipamiento de la SET Pucallpa; no presentando información para el caso del retiro de celdas en SET Parque Industrial.

Por lo expuesto, no corresponde atender lo solicitado por Electro Ucayali.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

3. Celdas en SET Manantay

ELECTRO UCAYALI manifiesta que, en su PROPUESTA FINAL solicitó la inclusión de dos celdas de alimentadores 10 kV en la SET Manantay para el año 2029, las cuales fueron denegada por Osinerghmin por razones de extemporaneidad.

Como antecedente, menciona que Osinerghmin para otra área de demanda ha aprobado un elemento que no fue solicitado en la PROPUESTA INICIAL, tal como es el caso del Área de Demanda 6. Cita el caso de la empresa ADINELSA que, sostiene, no solicitó en su propuesta inicial la celda de transformador 22,9 kV en la SET Andahuasi, mientras que sí lo incluyó en la propuesta final y esta fue aprobada por Osinerghmin.

Asimismo, ELECTRO UCAYALI hace notar que Osinerghmin aprobó la renovación de celdas solicitadas por ADINELSA, probablemente por razones técnicas debidamente fundamentadas.

Al respecto, y sobre la base del principio de imparcialidad establecido en el Art. 9° del Reglamento General de Osinerghmin aprobado mediante el D.S. 054-2001-PCM, el mismo que señala que los casos semejantes deben ser tratados de manera similar, ELECTRO UCAYALI considera que, Osinerghmin normativamente se encuentra en la obligación de cumplir con las normas legales vigentes, estableciendo que los casos semejantes deben ser tratados de manera similar.

En ese sentido, opina que el tratamiento que dio Osinerghmin a la solicitud presentada por ADINELSA en el área de demanda 6, y que fue aprobado, debería darse un tratamiento similar a la solicitud de ELECTRO UCAYALI, por razones de demanda, tal como se describe a continuación.

En principio, indica que Osinerghmin en el PI 2017-2021 aprobó para la SE Manantay 02 celdas de alimentadores en 22,9 kV y 02 celdas de alimentadores en 10 kV, tal como se verifica en la imagen siguiente.

| Año(1) | Mes(1) | Día (1) | Titular | Nombre Elemento | Código Elemento | Tipo de Elemento (3) | Instalación (2) |
|--------|--------|---------|-----------------|---------------------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------------|
| ANH | MES | DIA | TIT | NOM_ELEM | COD_ELEM | TIP_ELEM | INST |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de línea 60 kV a SEPI | SE001 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de línea 60 kV a SEPU | SE002 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de transformador 60 kV | SE003 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de transformador 23 kV | SE005 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de transformador 10 kV | SE006 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de Medición 23 kV | SE007 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda de Medición 10 kV | SE008 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda Alimentador 23 kV | SE009 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda Alimentador 23 kV | SE009 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda Alimentador 10 kV | SE010 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | Celda Alimentador 10 kV | SE011 | Celda | SET AT/MT Manantay |
| 2021 | | | ELECTRO UCAYALI | LT 60 kV Der Manantay-Manantay | LT-001 | Línea | DER-Manantay-Manantay |
| 2018 | | | ELECTRO UCAYALI | Transformador 60/23/10 kV, 30 MVA (Reserva) | SE012 | Transformador | SET AT/MT Manantay |

Asimismo, considera que la proyección de demanda publicada por Osinerghmin en los archivos de cálculo que sustenta el Informe Técnico N° 095-2024-GRT, se observa que para el año 2029, efectivamente se requiere de 02 celdas de alimentadores en 10 kV

adicionales a las ya aprobadas por la magnitud de demanda y la capacidad de cada alimentador 10 kV, tal como se verifica a continuación.

| NOMBRE DE LA SET | DESCRIPCIÓN | TENSIÓN | | Año Fabricación | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|------------------------------------------------------------|------------------------|---------|------|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | LADO | KV | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| NUEVA SET ATIMT MANANTAY TP 68/22.9/10kV- 30 MVA (ONAF) | MAX DEM ⁽¹⁾ | HV | 60 | | 19.14 | 19.95 | 20.27 | 20.90 | 21.55 | 22.21 | 22.88 | 23.58 |
| | MAX DEM ⁽¹⁾ | MV | 22.9 | | 5.74 | 5.89 | 6.08 | 6.27 | 6.48 | 6.66 | 6.87 | 7.07 |
| | MAX DEM ⁽¹⁾ | LV | 10 | | 13.39 | 13.75 | 14.19 | 14.63 | 15.08 | 15.54 | 16.02 | 16.50 |
| | POT INST (MVA) | HV | 60 | | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 |
| | POT INST (MVA) | MV | 22.9 | 2021 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 |
| | POT INST (MVA) | LV | 10 | | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 |
| | FACTOR DE USO | HV | 60 | | 0.64 | 0.65 | 0.68 | 0.70 | 0.72 | 0.74 | 0.76 | 0.79 |
| | FACTOR DE USO | MV | 22.9 | | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.24 |
| | FACTOR DE USO | LV | 10 | | 0.45 | 0.46 | 0.47 | 0.49 | 0.50 | 0.52 | 0.53 | 0.55 |

Fuente: hoja F202 del archivo F-200_AD14_PI 25-29.xlsx

Del archivo F-200 de Osinerghmin, ELECTRO UCAYALI observa que la demanda en el devanado de 10 kV al año 2029, será de 16,5 MVA y señala que la capacidad máxima de un alimentador en 10 kV, es de 5 MVA, por lo que técnicamente se requiere de dos celdas de alimentadores en el año 2029 - adicionales a las dos celdas ya aprobadas - a fin de evitar sobrecargar los alimentadores 10 kV que sean existentes a esa fecha.

Por las razones expuestas, ELECTRO UCAYALI considera “técnicamente necesario” la aprobación de dos celdas de alimentadores 10 kV en la SET Manantay para el año 2029. No obstante, manifiesta que en el supuesto que normativamente Osinerghmin no pueda pronunciarse por la solicitud extemporánea - a pesar del caso similar descrito – solicita que sobre la necesidad técnica y haciendo uso de sus facultades, Osinerghmin de oficio proceda a aprobar las dos celdas de alimentadores solicitadas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, si bien en el primer párrafo del apartado iv) del numeral 6.2.3.1 del Informe Técnico N° 095-2024-GRT, se indicó que la solicitud fue extemporánea; sin perjuicio de lo mencionado, se revisó que la SET Manantay tiene aprobado cinco celdas de alimentador en 10 kV: a) dos (02) aprobadas en el PI 2017-2021 y b) tres (03) aprobadas en el PI 2013-2017, que inicialmente fueron aprobadas para la SET Pucallpa, pero que en el PI 2017-2021 pasaron a la SET Manantay (mismo caso que el transformador 60/23/10 kV de 30 MVA ampliamente comentado en el literal c. del numeral 6.3.2 del Informe técnico N° 639-2022-GRT e informes de planes de inversiones anteriores).

Por lo tanto, de aprobarse dos celdas adicionales en la SET Manantay, se tendrían siete (07) celdas de alimentador aprobadas, no siendo necesarias más de cuatro (04) celdas hasta el año 2034, según se muestra el Formato F-204.

| ALIMENTADORES | TENSIÓN (KV) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demanda | 10 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 |
| Capacidad por Alimentador | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Alimentadores Existentes | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Alimentadores Necesarios | 10 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Nuevos Alimentadores | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Formato F-204

Por otro lado, en relación al principio de imparcialidad, donde se hace mención al caso de la SET Andahuasi de ADINELSA, precisar que, si bien esta empresa no solicita en su propuesta inicial la celda de transformador en 22,9 kV, la solicitud surge como consecuencia de la absolución a la observación N° 24, lo cual señala se puede apreciar en el Anexo A del Informe Técnico N° 087-2024-GRT; no siendo el caso suyo, el cual refiere no se motivó a partir de alguna observación a su PROPUESTA INICIAL.

Por lo indicado no corresponde atender lo solicitado por Electro Ucayali.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4.- SET Campo Verde

En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO UCAYALI señala que solicitó para la nueva SE Campo Verde, *“el cambio del transformador 138/22,9 kV de 20 MVA aprobado en el PI 2017 2021”*, por otro de 138/60/22,9 kV de 30 MVA, sustentando la necesidad de implementar el nivel de tensión de 60 kV - en la subestación Campo Verde - por razones de planeamiento a largo plazo, a fin de poder conectarse a las futuras SE Requena y Tournavista en 60 kV, y cuyo detalle indica que fue ampliamente abordado en el capítulo 4.4.2 “Largo Plazo” del Volumen 4 “Análisis Técnico y Económico de Alternativas de Expansión y Definición del Plan Inversiones” de la propuesta de ELECTRO UCAYALI, siendo denegada por Osinerghmin bajo el argumento que; *“...en el presente Plan de Inversiones no se analiza, ni modifica proyectos que se aprobaron en Planes de inversión anteriores...”*.

Además, señala que Osinerghmin justifica la improcedencia de la solicitud, bajo el argumento que no se revisa proyectos aprobados en procesos anteriores como el 2017-2021.

Al respecto, ELECTRO UCAYALI precisa que en el proceso anterior del PI 2021-2025, solicitó la inclusión del tercer devanado en 60 kV para el transformador de la SE Campo Verde, aprobado en el PI 2017-2021.

Alega que Osinerghmin denegó la solicitud presentada oportunamente por ELECTRO UCAYALI, argumentando que el proyecto Campo Verde se encontraba en un proceso judicial y que no podían pronunciarse.

Menciona que la modificación del número de devanados no era materia del proceso judicial, por lo que si correspondía su pronunciamiento tal como si lo hizo en la aprobación del tramo de línea en derivación de la LT en 138 kV Aguaytía – Parque Industrial que conecta a la SE Campo Verde, toda vez que la solicitud se presentó en el proceso siguiente al plan 2017-2021.

Indica que Osinerghmin para otra área de demanda del proceso de Plan de Inversiones anteriores, si se ha pronunciado en forma favorable a la solicitud de incorporar un tercer devanado, tal como es el caso de la empresa SEAL para la SE Matarani en el proceso del PI 2021 2025.

Al respecto, indica que Osinerghmin normativamente se encuentra en la obligación de cumplir con las normas legales vigentes establecido en su propio Reglamento General (Art. 9° del D.S. 054-2001-PCM). Considera que el tratamiento que dio Osinerghmin a la solicitud presentada por SEAL en el área de demanda 9 respecto de su solicitud de un tercer devanado para la SE Matarani, el mismo que fue aprobado, debería darse un tratamiento similar a la solicitud de ELECTRO UCAYALI, por razones del planeamiento en el largo plazo.

Por lo indicado, solicita a Osinerghmin que, sobre la base de los argumentos expuestos en este alcance del informe de opiniones, proceda a revisar y a aprobar la inclusión del tercer devanado 60 kV del transformador de la SE Campo Verde, así como, ampliar la

capacidad del transformador a 30 MVA e incluir la celda de transformador 60 kV correspondiente, para el año 2025.

No obstante, manifiesta en el supuesto que normativamente Osinermin se encuentre impedido de pronunciarse sobre esta solicitud, ELECTRO UCAYALI entiende que el regulador puede hacer uso de sus facultades para pronunciarse de oficio sobre esta necesidad técnica en la SE Campo Verde.

Análisis de Osinermin

Al respecto, se recalca que esta solicitud es improcedente, según se indica en el Informe Legal N° 445-2024, sin perjuicio a lo indicado, en el numeral 6.2.3.1 del Informe Técnico N° 095-2024-GRT se señaló que esta solicitud puede ser evaluada como un cambio de características en el proceso de liquidación anual de los SST y SCT, mismo criterio que se mantiene en el numeral 6.2.3.1 del presente Informe Técnico.

- Por otra parte, en el procedimiento regulatorio de Liquidación anual de ingresos de los SST y SCT (aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD) se puede evaluar lo solicitado, enmarcándose como un cambio de características del transformador, para lo cual se deberá sustentar la necesidad de implementar el devanado en 60 kV por el crecimiento espacial de la demanda ubicada al Oeste de la ciudad de Pucallpa y la necesidad de incrementar la potencia inicialmente aprobada.

Por otro lado, respecto a la afirmación de que el tercer devanado en la SET Campo Verde no era parte de un proceso judicial, el tema fue desarrollado en el Informe Legal N° 640-2022-GRT que sustenta la Resolución N° 205-2022-OS/CD, el cual aprobó la modificatoria del PI 2021-2025 y que ELECTRO UCAYALI no recurrió.

Por último, respecto al caso del transformador 138/10 kV 40 MVA en la SET Matarani aprobado en el PI 2017-2021, el cual ELECTRO UCAYALI hace referencia, se debe indicar que en el mismo párrafo del Informe Técnico N° 349-2020-GRT, se indica que la adición del nuevo devanado debe ser solicitado en un proceso de liquidación anual de los SST y SCT. Por lo tanto, el criterio utilizado para el caso de la SET Campo verde es similar al criterio considerado para la SET Matarani.

No obstante, de la revisión de los argumentos de SEAL y teniendo en cuenta que, en la actualidad el sistema eléctrico Matarani viene operando en 33 kV y se cuenta con dicha experiencia, se considera conveniente aprobar un devanado adicional en 33 kV para atender las cargas de magnitud elevada v/o alejadas de la SET Matarani. En este punto, se debe señalar que, dado que dicho transformador fue aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021, SEAL deberá acogerse a lo dispuesto en el literal f) del Artículo 139° del RLCE, es decir, dicho devanado adicional, deberá ser solicitado en un proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, para el cual deberá presentar el sustento correspondiente. En este contexto, en vista de que solo se varían las características de los transformadores por necesidad de la demanda, quedan vigentes las fechas de la puesta en operación comercial contempladas en el PI 2017-2021.

Fuente: pág. 39 del Informe Técnico 349-2020-GRT

Por lo indicado no corresponde atender lo solicitado por Electro Ucayali.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

5.- SET Pucallpa Transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA

ELECTRO UCAYALI manifiesta que viene revisando a detalle el análisis que hizo Osinergmin sobre su pronunciamiento respecto a la solicitud de un transformador en la SET Pucallpa, al respecto ELECTRO UCAYALI se reserva el derecho de que en el caso resulte necesario sustente con información complementaria y aspectos normativos del proyecto SET Pucallpa en la etapa de recurso de reconsideración del presente proceso del PI 2025 20229.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO UCAYALI en esta etapa de Opiniones y Sugerencias, no ha enviado información alguna que sustente la necesidad de instalar un nuevo transformador en la SET Pucallpa, tampoco presenta comentario, observación ni solicitud alguna sobre el Informe Técnico N° 095-2024-GRT e Informe Legal N° 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo mencionado, respecto a la información que plantea enviar ELECTRO UCAYALI en la etapa de Recursos de Reconsideración, se debe considerar que los Titulares tienen el derecho de remitir información en cualquier etapa del proceso; sin embargo, este derecho no implica enviar nuevos pedidos o información creada después de la fecha de la aprobación del Plan de Inversiones.

Por lo indicado, en relación a la SET Pucallpa no hay tema sobre el que pronunciarse.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

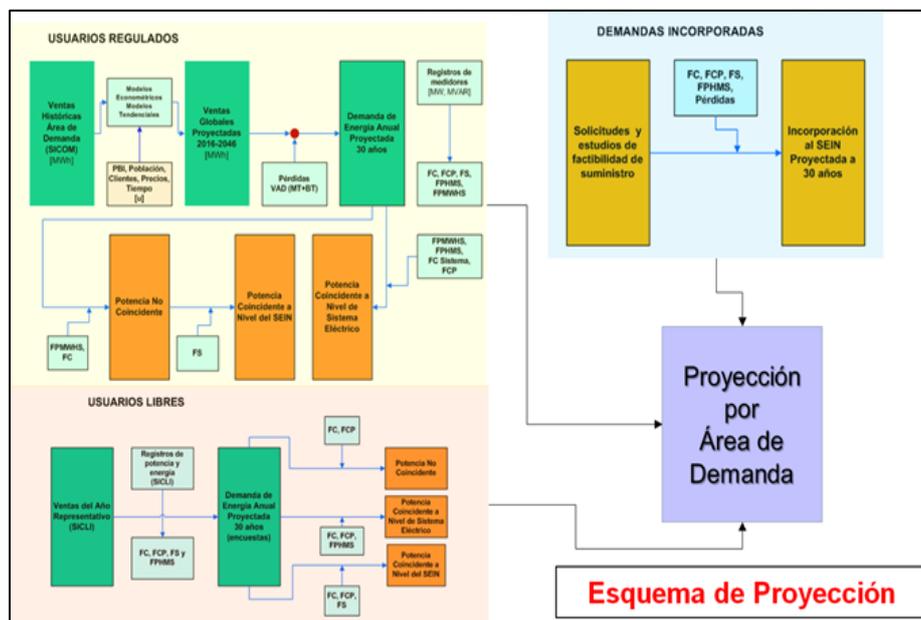
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura N° 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

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

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 14 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 14 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 14 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía en ese departamento.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 14 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 14 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 14 se calculó a partir de las ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 14 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 14 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web institucional. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 14.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 14 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 14 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 14. Para así obtener la Tarifa Real que fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 14 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, en la proyección de esta variable para los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 14, en ella se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,79%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 14

| Dependent Variable: PBI14 | | | | |
|---------------------------------------------|-------------|-----------------------|-------------|----------|
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 10/12/23 Time: 12:24 | | | | |
| Sample (adjusted): 1997 2022 | | | | |
| Included observations: 26 after adjustments | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 333.2289 | 100.9087 | 3.302282 | 0.0032 |
| PBIPERU | 0.004090 | 0.001052 | 3.886183 | 0.0008 |
| PBI14(-1) | 0.458175 | 0.145857 | 3.141264 | 0.0047 |
| D2020 | -421.3701 | 148.0304 | -2.846511 | 0.0094 |
| R-squared | 0.987914 | Mean dependent var | | 3316.192 |
| Adjusted R-squared | 0.986266 | S.D. dependent var | | 929.7427 |
| S.E. of regression | 108.9595 | Akaike info criterion | | 12.36047 |
| Sum squared resid | 261188.0 | Schwarz criterion | | 12.55402 |
| Log likelihood | -156.6861 | Hannan-Quinn criter. | | 12.41621 |
| F-statistic | 599.4221 | Durbin-Watson stat | | 1.697726 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 14 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 2,65% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 14

| Año | PBI (mill S/. Cte. 2007) | Δ% |
|------|--------------------------|------|
| 2022 | 4 703,28 | |
| 2023 | 4 829,33 | 2,7% |
| 2024 | 4 953,21 | 2,6% |
| 2025 | 5 079,78 | 2,6% |
| 2026 | 5 209,61 | 2,6% |

| Año | PBI (mill S/. Cte. 2007) | Δ% |
|------|--------------------------|--------------|
| 2027 | 5 343,01 | 2,6% |
| 2028 | 5 480,20 | 2,6% |
| 2029 | 5 621,32 | 2,6% |
| 2030 | 5 766,52 | 2,6% |
| 2031 | 5 915,92 | 2,6% |
| 2032 | 6 069,65 | 2,6% |
| 2033 | 6 227,84 | 2,6% |
| 2034 | 6 390,61 | 2,6% |
| 2035 | 6 558,10 | 2,6% |
| 2036 | 6 730,45 | 2,6% |
| 2037 | 6 907,80 | 2,6% |
| 2038 | 7 090,29 | 2,6% |
| 2039 | 7 278,07 | 2,6% |
| 2040 | 7 471,30 | 2,7% |
| 2041 | 7 670,13 | 2,7% |
| 2042 | 7 874,73 | 2,7% |
| 2043 | 8 085,26 | 2,7% |
| 2044 | 8 301,90 | 2,7% |
| 2045 | 8 524,82 | 2,7% |
| 2046 | 8 754,21 | 2,7% |
| 2047 | 8 990,24 | 2,7% |
| 2048 | 9 233,12 | 2,7% |
| 2049 | 9 483,05 | 2,7% |
| 2050 | 9 740,23 | 2,7% |
| 2051 | 10 004,86 | 2,7% |
| 2052 | 10 277,16 | 2,7% |
| 2053 | 10 557,36 | 2,7% |
| 2054 | 10 845,69 | 2,7% |
| | | 2,65% |

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 14

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|--------------------|-------------|-----------------------|-------------|----------|
| C | 16052.77 | 1248.292 | 12.85978 | 0.0000 |
| @TREND | 3315.106 | 82.36967 | 40.24669 | 0.0000 |
| R-squared | 0.984801 | Mean dependent var | | 59149.15 |
| Adjusted R-squared | 0.984193 | S.D. dependent var | | 26515.12 |
| S.E. of regression | 3333.683 | Akaike info criterion | | 19.13273 |
| Sum squared resid | 2.78E+08 | Schwarz criterion | | 19.22872 |
| Log likelihood | -256.2919 | Hannan-Quinn criter. | | 19.16127 |
| F-statistic | 1619.796 | Durbin-Watson stat | | 0.318866 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 14 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 2,22% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 14

| Año | Clientes | Δ% |
|------|----------|--------------|
| 2022 | 103 157 | |
| 2023 | 105 561 | 2,3% |
| 2024 | 108 876 | 3,1% |
| 2025 | 112 191 | 3,0% |
| 2026 | 115 506 | 3,0% |
| 2027 | 118 821 | 2,9% |
| 2028 | 122 136 | 2,8% |
| 2029 | 125 451 | 2,7% |
| 2030 | 128 766 | 2,6% |
| 2031 | 132 081 | 2,6% |
| 2032 | 135 397 | 2,5% |
| 2033 | 138 712 | 2,4% |
| 2034 | 142 027 | 2,4% |
| 2035 | 145 342 | 2,3% |
| 2036 | 148 657 | 2,3% |
| 2037 | 151 972 | 2,2% |
| 2038 | 155 287 | 2,2% |
| 2039 | 158 602 | 2,1% |
| 2040 | 161 917 | 2,1% |
| 2041 | 165 233 | 2,0% |
| 2042 | 168 548 | 2,0% |
| 2043 | 171 863 | 2,0% |
| 2044 | 175 178 | 1,9% |
| 2045 | 178 493 | 1,9% |
| 2046 | 181 808 | 1,9% |
| 2047 | 185 123 | 1,8% |
| 2048 | 188 438 | 1,8% |
| 2049 | 191 753 | 1,8% |
| 2050 | 195 069 | 1,7% |
| 2051 | 198 384 | 1,7% |
| 2052 | 201 699 | 1,7% |
| 2053 | 205 014 | 1,6% |
| 2054 | 208 329 | 1,6% |
| | | 2,22% |

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 14 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro)

[o.pdf](#)). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente. Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 14 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022), donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 2,15% en el periodo 2022-2054.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 14

| Año | Población | Δ% |
|------|-----------|--------------|
| 2022 | 615 024 | |
| 2023 | 626 923 | 1,9% |
| 2024 | 639 052 | 1,9% |
| 2025 | 651 416 | 1,9% |
| 2026 | 663 061 | 1,8% |
| 2027 | 674 914 | 1,8% |
| 2028 | 686 979 | 1,8% |
| 2029 | 699 260 | 1,8% |
| 2030 | 711 760 | 1,8% |
| 2031 | 727 809 | 2,3% |
| 2032 | 744 220 | 2,3% |
| 2033 | 761 002 | 2,3% |
| 2034 | 778 161 | 2,3% |
| 2035 | 795 708 | 2,3% |
| 2036 | 813 650 | 2,3% |
| 2037 | 831 997 | 2,3% |
| 2038 | 850 757 | 2,3% |
| 2039 | 869 941 | 2,3% |
| 2040 | 889 557 | 2,3% |
| 2041 | 909 615 | 2,3% |
| 2042 | 930 126 | 2,3% |
| 2043 | 951 099 | 2,3% |
| 2044 | 972 545 | 2,3% |
| 2045 | 994 475 | 2,3% |
| 2046 | 1 016 899 | 2,3% |
| 2047 | 1 039 829 | 2,3% |
| 2048 | 1 063 276 | 2,3% |
| 2049 | 1 087 251 | 2,3% |
| 2050 | 1 111 767 | 2,3% |
| 2051 | 1 136 836 | 2,3% |
| 2052 | 1 162 470 | 2,3% |
| 2053 | 1 188 683 | 2,3% |
| 2054 | 1 215 486 | 2,3% |
| | | 2,15% |

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 14 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4784 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuarios:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo (2022).

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

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

Donde:

- %p : porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.
- FC : factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).
- FCP : factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).
- h : número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2

- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía

| MÉTODO: | | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial |
|-----------------------|-------|------------------|------------------------|-----------------------|------------------------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------|
| ECUACIÓN: | | VENTAS C T | LOG (VENTAS) C T | VENTAS C LOG(T) | VENTAS C T T ² | VENTAS C T T ² T ³ | LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO) |
| (R^2) | | 0,9596 | 0,9468 | 0,7963 | 0,9604 | 0,9852 | 0,9085 |
| ESTADISTICO t: | | | | | | | |
| Variable 1 | Valor | 6,01 | 222,17 | -1,73 | 3,67 | 8,41 | 101,44 |
| | Prob, | 0,0000 | 0,0000 | 0,0952 | 0,0012 | 0,0000 | 0,0000 |
| Variable 2 | Valor | 24,38 | 21,09 | 9,89 | 6,87 | -1,03 | 15,75 |
| | Prob, | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,3121 | 0,0000 |
| Variable 3 | Valor | | | | -0,67 | 5,92 | |
| | Prob, | | | | 0,5105 | 0,0000 | |
| Variable 4 | Valor | | | | | -6,19 | |
| | Prob, | | | | | 0,0000 | |
| ESTADISTICO F: | | | | | | | |
| Valor | | 594,45 | 444,82 | 97,75 | 290,87 | 508,60 | 248,13 |
| Prob. | | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 7,17%.

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

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|--------------|-------------|--------------|--------------|------------|
| | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial |
| 2022 | 315 874,16 | 380 877,94 | 260 391,63 | 311 288,53 | 283 144,76 | 276 294,06 |
| 2023 | 326 496,37 | 408 176,40 | 263 711,85 | 320 767,85 | 276 820,29 | 282 797,69 |
| 2024 | 337 118,58 | 437 431,41 | 266 915,55 | 330 162,52 | 267 380,28 | 289 218,16 |
| 2025 | 347 740,79 | 468 783,19 | 270 010,63 | 339 472,54 | 254 608,27 | 295 559,35 |
| 2026 | 358 362,99 | 502 382,04 | 273 004,21 | 348 697,89 | 238 287,75 | 301 824,83 |
| 2027 | 368 985,20 | 538 388,99 | 275 902,74 | 357 838,59 | 218 202,23 | 308 017,91 |
| 2028 | 379 607,41 | 576 976,65 | 278 712,07 | 366 894,63 | 194 135,22 | 314 141,64 |
| 2029 | 390 229,62 | 618 329,99 | 281 437,52 | 375 866,01 | 165 870,24 | 320 198,87 |
| 2030 | 400 851,83 | 662 647,22 | 284 083,97 | 384 752,73 | 133 190,79 | 326 192,25 |
| 2031 | 411 474,04 | 710 140,77 | 286 655,86 | 393 554,80 | 95 880,38 | 332 124,25 |
| 2032 | 422 096,25 | 761 038,31 | 289 157,28 | 402 272,20 | 53 722,53 | 337 997,17 |
| 2033 | 432 718,46 | 815 583,79 | 291 591,98 | 410 904,95 | 6 500,73 | 343 813,18 |
| 2034 | 443 340,66 | 874 038,69 | 293 963,44 | 419 453,05 | -46 001,49 | 349 574,30 |
| 2035 | 453 962,87 | 936 683,19 | 296 274,85 | 427 916,48 | -104 000,64 | 355 282,45 |
| 2036 | 464 585,08 | 1 003 817,58 | 298 529,19 | 436 295,26 | -167 713,19 | 360 939,41 |

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial |
| 2037 | 475 207,29 | 1 075 763,65 | 300 729,20 | 444 589,38 | -237 355,65 | 366 546,87 |
| 2038 | 485 829,50 | 1 152 866,28 | 302 877,44 | 452 798,84 | -313 144,49 | 372 106,44 |
| 2039 | 496 451,71 | 1 235 495,03 | 304 976,30 | 460 923,64 | -395 296,22 | 377 619,62 |
| 2040 | 507 073,92 | 1 324 046,00 | 307 027,98 | 468 963,78 | -484 027,32 | 383 087,84 |
| 2041 | 517 696,13 | 1 418 943,63 | 309 034,56 | 476 919,27 | -579 554,29 | 388 512,45 |
| 2042 | 528 318,33 | 1 520 642,81 | 310 998,00 | 484 790,10 | -682 093,60 | 393 894,74 |
| 2043 | 538 940,54 | 1 629 631,02 | 312 920,09 | 492 576,27 | -791 861,76 | 399 235,94 |
| 2044 | 549 562,75 | 1 746 430,68 | 314 802,55 | 500 277,79 | -909 075,26 | 404 537,19 |
| 2045 | 560 184,96 | 1 871 601,66 | 316 646,97 | 507 894,64 | -1 033 950,58 | 409 799,60 |
| 2046 | 570 807,17 | 2 005 743,95 | 318 454,87 | 515 426,84 | -1 166 704,21 | 415 024,23 |
| 2047 | 581 429,38 | 2 149 500,55 | 320 227,67 | 522 874,38 | -1 307 552,65 | 420 212,09 |
| 2048 | 592 051,59 | 2 303 560,53 | 321 966,69 | 530 237,26 | -1 456 712,39 | 425 364,12 |
| 2049 | 602 673,80 | 2 468 662,38 | 323 673,21 | 537 515,49 | -1 614 399,91 | 430 481,25 |
| 2050 | 613 296,00 | 2 645 597,48 | 325 348,41 | 544 709,05 | -1 780 831,71 | 435 564,36 |
| 2051 | 623 918,21 | 2 835 213,95 | 326 993,43 | 551 817,96 | -1 956 224,28 | 440 614,27 |
| 2052 | 634 540,42 | 3 038 420,70 | 328 609,33 | 558 842,21 | -2 140 794,11 | 445 631,80 |
| 2053 | 645 162,63 | 3 256 191,78 | 330 197,13 | 565 781,81 | -2 334 757,68 | 450 617,72 |
| 2054 | 655 784,84 | 3 489 571,05 | 331 757,78 | 572 636,74 | -2 538 331,50 | 455 572,76 |
| | 2,31% | 7,17% | 0,76% | 1,92% | | 1,58% |

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. No obstante, la tasa de crecimiento promedio anual del modelo tendencial lineal es la que se considerará en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación logarítmica, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES y TARIFA REAL con un rezago, y una variable dicotómica llamada D2015, la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía (en MWh)

| MODELO: | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo4 | Modelo5 | Modelo 6 (seleccionado) |
|----------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| ECUACIÓN: | LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1) | LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1)) | VENTAS C PBI CLIENTES D2017 D2020 | VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA | VENTAS C PBI CLIENTES D2015 | LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1)) D2015 |
| R ² | 0,9949 | 0,9903 | 0,9802 | 0,9794 | 0,9859 | 0,9921 |
| ESTADÍSTICO F: | | | | | | |
| Valor | 1079,71 | 711,46 | 272,79 | 349,40 | 536,54 | 629,04 |
| Prob. | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| ESTADISTICO t: | | | | | | |

| | | | | | | | |
|------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Variable 1 | Valor | -0,25 | 0,08 | -4,25 | -1,86 | -5,38 | 0,22 |
| | Prob. | 0,8076 | 0,9340 | 0,0003 | 0,0768 | 0,0000 | 0,8302 |
| Variable 2 | Valor | 2,11 | 3,30 | 3,72 | 3,11 | 5,11 | 3,54 |
| | Prob. | 0,0468 | 0,0034 | 0,0012 | 0,0051 | 0,0000 | 0,0020 |
| Variable 3 | Valor | 3,50 | 4,71 | 2,07 | 1,66 | 3,17 | 5,09 |
| | Prob. | 0,0020 | 0,0001 | 0,0500 | 0,1117 | 0,0043 | 0,0001 |
| Variable 4 | Valor | 5,91 | -3,46 | -0,26 | -0,08 | 3,06 | -3,66 |
| | Prob. | 0,0000 | 0,0024 | 0,7972 | 0,9361 | 0,0055 | 0,0016 |
| Variable 5 | Valor | 3,03 | | 0,03 | | | 2,17 |
| | Prob. | 0,0061 | | 0,9782 | | | 0,0422 |

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 6, con un estimado de crecimiento promedio anual de 3,31%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 14 (MWh)

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo 4 | Modelo 5 | Modelo 6 |
| 2022 | 313 998,87 | 309 676,98 | 311 583,81 | 311 318,49 | 308 273,56 | 307 113,67 |
| 2023 | 323 801,98 | 316 937,70 | 321 526,83 | 321 429,87 | 318 005,61 | 314 307,08 |
| 2024 | 335 771,80 | 329 354,07 | 332 427,72 | 332 425,24 | 328 728,99 | 326 521,26 |
| 2025 | 347 917,16 | 342 028,12 | 343 480,01 | 343 579,43 | 339 597,68 | 338 984,69 |
| 2026 | 360 258,31 | 354 990,88 | 354 715,63 | 354 925,92 | 350 642,29 | 351 727,66 |
| 2027 | 372 807,52 | 368 261,92 | 366 152,42 | 366 483,44 | 361 879,96 | 364 769,25 |
| 2028 | 385 573,60 | 381 855,92 | 377 802,25 | 378 264,42 | 373 322,07 | 378 123,70 |
| 2029 | 398 563,27 | 395 784,64 | 389 673,54 | 390 277,71 | 384 976,71 | 391 802,39 |
| 2030 | 411 782,96 | 410 059,54 | 401 774,30 | 402 531,71 | 396 851,55 | 405 816,37 |
| 2031 | 425 238,43 | 424 691,28 | 414 111,64 | 415 033,88 | 408 953,44 | 420 175,93 |
| 2032 | 438 935,30 | 439 690,39 | 426 692,52 | 427 791,50 | 421 289,04 | 434 891,20 |
| 2033 | 452 879,28 | 455 067,76 | 439 524,26 | 440 812,28 | 433 865,37 | 449 972,68 |
| 2034 | 467 075,99 | 470 834,23 | 452 614,13 | 454 103,82 | 446 689,42 | 465 430,78 |
| 2035 | 481 531,23 | 487 001,06 | 465 969,84 | 467 674,22 | 459 768,58 | 481 276,33 |
| 2036 | 496 250,54 | 503 579,29 | 479 598,82 | 481 531,28 | 473 110,00 | 497 519,94 |
| 2037 | 511 239,71 | 520 580,49 | 493 509,10 | 495 683,41 | 486 721,36 | 514 172,72 |
| 2038 | 526 504,48 | 538 016,28 | 507 708,73 | 510 139,04 | 500 610,38 | 531 245,82 |
| 2039 | 542 050,79 | 555 898,76 | 522 206,21 | 524 907,13 | 514 785,25 | 548 750,85 |
| 2040 | 557 884,62 | 574 240,25 | 537 010,30 | 539 996,83 | 529 254,35 | 566 699,63 |
| 2041 | 574 011,93 | 593 053,19 | 552 129,82 | 555 417,42 | 544 026,17 | 585 104,09 |
| 2042 | 590 438,74 | 612 350,30 | 567 573,90 | 571 178,45 | 559 109,44 | 603 976,41 |
| 2043 | 607 171,07 | 632 144,42 | 583 351,77 | 587 289,63 | 574 513,03 | 623 328,89 |
| 2044 | 624 215,30 | 652 449,19 | 599 473,43 | 603 761,42 | 590 246,54 | 643 174,60 |
| 2045 | 641 577,64 | 673 278,10 | 615 948,74 | 620 604,18 | 606 319,44 | 663 526,44 |
| 2046 | 659 264,30 | 694 644,85 | 632 787,75 | 637 828,46 | 622 741,36 | 684 397,53 |
| 2047 | 677 281,89 | 716 563,94 | 650 001,29 | 655 445,59 | 639 522,70 | 705 801,72 |
| 2048 | 695 636,82 | 739 049,74 | 667 600,06 | 673 466,83 | 656 673,72 | 727 752,77 |
| 2049 | 714 335,80 | 762 117,30 | 685 595,42 | 691 904,08 | 674 205,34 | 750 265,06 |
| 2050 | 733 385,32 | 785 781,51 | 703 998,56 | 710 769,07 | 692 128,28 | 773 352,80 |
| 2051 | 752 792,28 | 810 058,12 | 722 821,51 | 730 074,43 | 710 454,09 | 797 031,05 |
| 2052 | 772 563,43 | 834 962,80 | 742 076,22 | 749 832,71 | 729 194,24 | 821 314,76 |
| 2053 | 792 705,92 | 860 512,14 | 761 775,55 | 770 057,36 | 748 361,08 | 846 219,78 |

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo 4 | Modelo 5 | Modelo 6 |
| 2054 | 813 226,76 | 886 722,69 | 781 932,29 | 790 761,83 | 767 966,86 | 871 761,89 |
| | 3,02% | 3,34% | 2,92% | 2,96% | 2,89% | 3,31% |

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,21%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

| Dependent Variable: LOG(ENE14) | | | | |
|---------------------------------------------|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 10/12/23 Time: 12:45 | | | | |
| Sample (adjusted): 1998 2022 | | | | |
| Included observations: 25 after adjustments | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 0.124333 | 0.572190 | 0.217294 | 0.8302 |
| LOG(PBIAD14) | 0.721453 | 0.203714 | 3.541495 | 0.0020 |
| LOG(CLIAD14) | 0.641992 | 0.126248 | 5.085155 | 0.0001 |
| LOG(TARAD14(-1)) | -0.261606 | 0.071536 | -3.656985 | 0.0016 |
| D2015 | 0.109638 | 0.050518 | 2.170282 | 0.0422 |
| R-squared | 0.992114 | Mean dependent var | 12.03279 | |
| Adjusted R-squared | 0.990537 | S.D. dependent var | 0.499850 | |
| S.E. of regression | 0.048625 | Akaike info criterion | -3.032514 | |
| Sum squared resid | 0.047287 | Schwarz criterion | -2.788739 | |
| Log likelihood | 42.90643 | Hannan-Quinn criter. | -2.964902 | |
| F-statistic | 629.0400 | Durbin-Watson stat | 1.439774 | |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

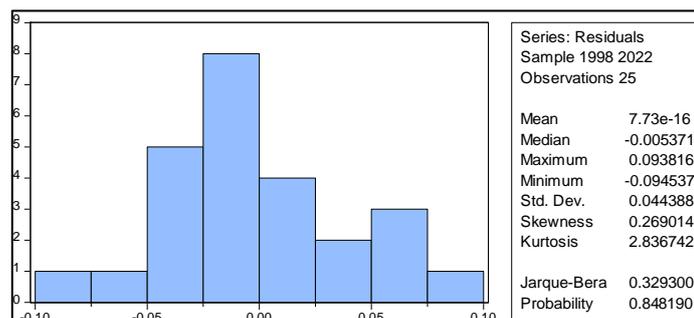
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 14 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera, donde se evidencia que con una probabilidad de 84,82% no se rechaza la hipótesis nula de normalidad.

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados), donde se evidencia que con una probabilidad de 46,01% no se rechaza la hipótesis nula de homocedasticidad.

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

| Heteroskedasticity Test: White | | | | |
|--------------------------------|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| F-statistic | 0.846167 | Prob. F(4,20) | 0.5125 | |
| Obs*R-squared | 3.618469 | Prob. Chi-Square(4) | 0.4601 | |
| Scaled explained SS | 2.126782 | Prob. Chi-Square(4) | 0.7125 | |
| Test Equation: | | | | |
| Dependent Variable: RESID^2 | | | | |
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 12/04/23 Time: 10:52 | | | | |
| Sample: 1998 2022 | | | | |
| Included observations: 25 | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 0.026659 | 0.015938 | 1.672735 | 0.1100 |
| LOG(PBIAD14)^2 | -0.001138 | 0.000709 | -1.604878 | 0.1242 |
| LOG(CLIAD14)^2 | 0.000495 | 0.000325 | 1.526227 | 0.1426 |
| LOG(TARAD14(-1))^2 | -0.000708 | 0.000537 | -1.317512 | 0.2026 |
| D2015^2 | -0.001895 | 0.002754 | -0.687870 | 0.4994 |
| R-squared | 0.144739 | Mean dependent var | 0.001891 | |
| Adjusted R-squared | -0.026313 | S.D. dependent var | 0.002616 | |
| S.E. of regression | 0.002651 | Akaike info criterion | -8.851261 | |
| Sum squared resid | 0.000141 | Schwarz criterion | -8.607486 | |
| Log likelihood | 115.6408 | Hannan-Quinn criter. | -8.783648 | |
| F-statistic | 0.846167 | Durbin-Watson stat | 2.373020 | |
| Prob(F-statistic) | 0.512496 | | | |

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, es decir, para confirmar que el error del modelo no está correlacionado consigo mismo a través del tiempo. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey White, donde se evidencia que con una probabilidad de 34,88% se concluye que no existe autocorrelación.

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

| Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test: | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| F-statistic | 0.828235 | Prob. F(2,18) | 0.4528 | |
| Obs*R-squared | 2.106774 | Prob. Chi-Square(2) | 0.3488 | |
| Test Equation: Dependent Variable: RESID Method: Least Squares Date: 12/04/23 Time: 10:53 Sample: 1998 2022 Included observations: 25 Presample missing value lagged residuals set to zero. | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 0.050422 | 0.579212 | 0.087053 | 0.9316 |
| LOG(PBIAD14) | 0.017536 | 0.207736 | 0.084415 | 0.9337 |
| LOG(CLIAD14) | -0.013402 | 0.129519 | -0.103478 | 0.9187 |
| LOG(TARAD14(-1)) | -0.012269 | 0.072952 | -0.168184 | 0.8683 |
| D2015 | -0.020507 | 0.054100 | -0.379061 | 0.7091 |
| RESID(-1) | 0.299270 | 0.250545 | 1.194473 | 0.2478 |
| RESID(-2) | 0.045778 | 0.251965 | 0.181682 | 0.8579 |
| R-squared | 0.084271 | Mean dependent var | 7.73E-16 | |
| Adjusted R-squared | -0.220972 | S.D. dependent var | 0.044388 | |
| S.E. of regression | 0.049048 | Akaike info criterion | -2.960549 | |
| Sum squared resid | 0.043302 | Schwarz criterion | -2.619264 | |
| Log likelihood | 44.00686 | Hannan-Quinn criter. | -2.865891 | |
| F-statistic | 0.276078 | Durbin-Watson stat | 1.940228 | |
| Prob(F-statistic) | 0.940915 | | | |

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,61% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 14 (en MWh)

| Año | Ajuste final | TC |
|------|--------------|-------|
| 2022 | 298 679,62 | |
| 2023 | 308 577,97 | 3,31% |
| 2024 | 320 569,52 | 3,89% |
| 2025 | 332 805,77 | 3,82% |
| 2026 | 345 316,46 | 3,76% |
| 2027 | 358 120,33 | 3,71% |
| 2028 | 371 231,36 | 3,66% |
| 2029 | 384 660,72 | 3,62% |
| 2030 | 393 542,66 | 2,31% |
| 2031 | 402 629,69 | 2,31% |

| Año | Ajuste final | TC |
|------|--------------|--------------|
| 2032 | 411 926,54 | 2,31% |
| 2033 | 421 438,05 | 2,31% |
| 2034 | 431 169,19 | 2,31% |
| 2035 | 441 125,03 | 2,31% |
| 2036 | 451 310,75 | 2,31% |
| 2037 | 461 731,66 | 2,31% |
| 2038 | 472 393,20 | 2,31% |
| 2039 | 483 300,91 | 2,31% |
| 2040 | 494 460,48 | 2,31% |
| 2041 | 505 877,74 | 2,31% |
| 2042 | 517 558,62 | 2,31% |
| 2043 | 529 509,21 | 2,31% |
| 2044 | 541 735,75 | 2,31% |
| 2045 | 554 244,61 | 2,31% |
| 2046 | 567 042,29 | 2,31% |
| 2047 | 580 135,48 | 2,31% |
| 2048 | 593 531,00 | 2,31% |
| 2049 | 607 235,82 | 2,31% |
| 2050 | 621 257,09 | 2,31% |
| 2051 | 635 602,12 | 2,31% |
| 2052 | 650 278,38 | 2,31% |
| 2053 | 665 293,52 | 2,31% |
| 2054 | 680 655,36 | 2,31% |
| | | 2,61% |

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 14) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

B.3.2 Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga se emplee y reporte encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 14, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

Los sustentos de las solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, a ser considerados en la proyección de demanda, deben cumplir con los siguientes criterios:

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

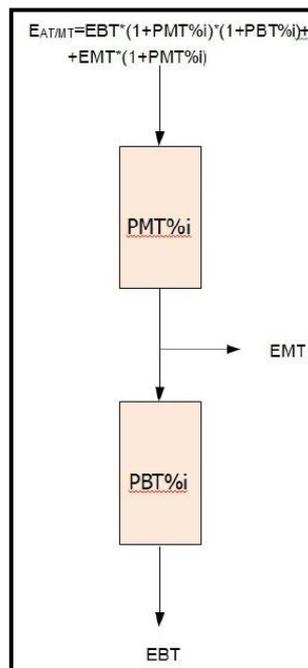
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores.

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 14 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se añadió las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

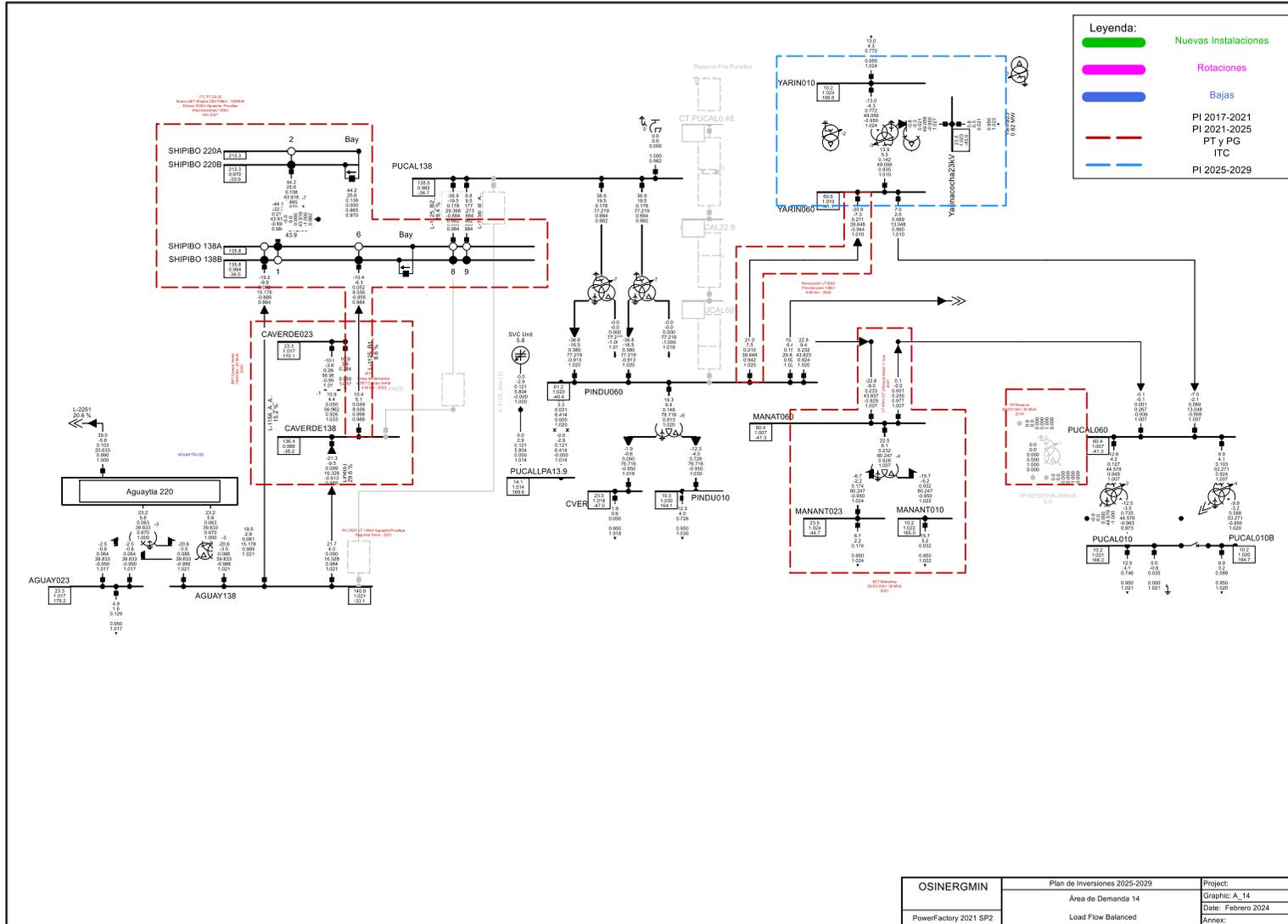
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

Anexo D
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Área de Demanda 14 (año 2029)



Anexo E
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 14

| Proyecto N° | Año | Titular | Proyecto | Instalación | Inversión USD (*) |
|-------------|------|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | 2028 | ELECTRO UCAYALI | Transformador 60/22,9/10 kV – 30/30/30 MVA y celdas en 22,9 kV, en SET Yarinacocha | SET Yarinacocha | 1 072 655 |

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305 que sustenta el presente informe.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

PROGRAMACIÓN DE BAJAS

Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 14

| Programación de Bajas AD 14 | | | | |
|-----------------------------|-----------------|------|---------------------------------------------|-----------------|
| N° | Titular | Año | Elemento | Instalación |
| 1 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Transformador de 60/23/10 kV - 15/20/25 MVA | SET Pucallpa |
| 2 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Transformador 60/10 kV - 14 MVA | SET Yarinacocha |
| 3 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Celda de Transformador 60 kV | SET Yarinacocha |
| 4 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Celda de Transformador 10 kV | SET Yarinacocha |

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
ÁREA DE DEMANDA 14 (MT)

| Año | Titulares AD 14 | | Proyecto Osinermin | |
|------|-----------------|---------|--------------------|---------|
| | GWh | (%) GWh | GWh | (%) GWh |
| 2022 | 377,4 | | 383,7 | |
| 2023 | 402,8 | 6,7% | 394,4 | 2,8% |
| 2024 | 429,9 | 6,7% | 408,6 | 3,6% |
| 2025 | 473,3 | 10,1% | 424,7 | 3,9% |
| 2026 | 516,9 | 9,2% | 441,1 | 3,9% |
| 2027 | 560,9 | 8,5% | 454,9 | 3,1% |
| 2028 | 590,0 | 5,2% | 469,1 | 3,1% |
| 2029 | 619,4 | 5,0% | 483,6 | 3,1% |
| 2030 | 630,5 | 1,8% | 493,2 | 2,0% |
| 2031 | 641,6 | 1,8% | 503,0 | 2,0% |
| 2032 | 652,7 | 1,7% | 513,0 | 2,0% |
| 2033 | 663,8 | 1,7% | 523,3 | 2,0% |
| 2034 | 674,8 | 1,7% | 533,8 | 2,0% |

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 14
(USD)

| Año | Propuesta Inicial (A) | Propuesta Final (B) | Osinermin (C) |
|--------------|-----------------------|---------------------|------------------|
| 2025 | 2 040 945 | 2 904 102 | - |
| 2026 | 911 476 | - | - |
| 2027 | - | - | - |
| 2028 | 2 335 336 | 2 187 494 | 1 072 655 |
| 2029 | - | 145 610 | - |
| TOTAL | 5 287 757 | 5 237 205 | 1 072 655 |

| C/A-1 | C/B-1 |
|---------------|---------------|
| - | - |
| - | - |
| - | - |
| -54% | -51% |
| - | - |
| -79,7% | -79,5% |

9. Referencias

- [1] Estudio Técnico-Económico presentado por el TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 – 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por el TITULAR – Osinergmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas al Estudio (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por el TITULAR y Osinergmin para la publicación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinergmin: www.gob.pe/osinergmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.