Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. JORGE CHÁVEZ 154 - MIRAFLORES
☎ 219 3410

**Informe N° 095-2024-GRT**

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

***Período 2025-2029***

***(Proyecto)***

**Lima, febrero 2024**

# Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 14[1] para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electro Ucayali S.A. (en adelante "ELECTRO UCAYALI"), es la empresa concesionaria (en adelante, "TITULAR") que tiene instalaciones de transmisión 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.

Para la elaboración del presente informe se ha considerado: i) la actualización del ESTUDIO presentado por el TITULAR (PROPUESTA FINAL), ii) las respuestas e información complementaria que forman parte de la absolución de las observaciones formuladas por Osinergmin al ESTUDIO que presentó el TITULAR (PROPUESTA INICIAL).

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

ELECTRO UCAYALI ha presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el AD 14, correspondiente al período 2025-2029.

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

- Se ha incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento correspondiente, esto para el caso del TITULAR del Área de Demanda.

[1] Área de Demanda 14: Abarca el departamento de Ucayali.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución Nº 081-2021-OS/CD.

Asimismo, en el formato "F-113" no se ha 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 ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 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 trasformadores 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 estos criterios generales y en base a los análisis realizados para el AD 14, resulta necesario implementar un nuevo Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA en 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 Área de Demanda 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** | **1 074 592** | **-** | **30** | **4** |
| **ELECTRO UCAYALI** | **1 074 592** | **-** | **30** | **4** |
| **AT** | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 899 853 | - | 30 | 1 |
| **MAT** | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| **MT** | | | | |
| Celda | 174 739 | - | - | 3 |
| Compensador | - | - | - | - |

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

# INDICE


**1. INTRODUCCIÓN ..... 5**
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS ..... 5
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES ..... 7
**2. UBICACIÓN ..... 11**
**3. PROPUESTA INICIAL ..... 14**
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ..... 14
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 ..... 15
3.2.1 Propuesta de Inversiones ..... 16
**4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS ..... 18**
**5. PROPUESTA FINAL ..... 21**
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ..... 21
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 ..... 22
5.2.1 Propuesta de Inversiones ..... 24
**6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN ..... 26**
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA ..... 26
6.1.1 Información Base ..... 27
6.1.1.1 Ventas de energía ..... 27
6.1.1.2 Variables explicativas ..... 27
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados ..... 27
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres ..... 28
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas ..... 28
6.1.5 Proyección Global ..... 28
6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico ..... 29
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ..... 31
6.2.1 Consideraciones ..... 32
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual ..... 33
6.2.3 Análisis de Alternativas ..... 35
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Campo Verde – Pucallpa ..... 35
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Aguaytía ..... 41
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029 ..... 41
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 ..... 41
6.2.4.2 Programación de Bajas ..... 42
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025 ..... 43
**7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... 44**
**8. ANEXOS ..... 45**
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL ..... 46
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ..... 94
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE ELECTRO UCAYALI ..... 111
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN ..... 113
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN ..... 115
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS ..... 117
**9. REFERENCIAS ..... 119**

# 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.

Para la elaboración del presente informe se ha considerado el estudio técnico-económico presentado por la Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. (en adelante "ELECTRO UCAYALI") como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029 (en adelante "ESTUDIO"), las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinergmin.

## 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° 28832[3].

[2] **Artículo 8º**.- 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 42º**.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

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

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE[4], 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 20.2[5] de la Ley Nº 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 Nº 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 Inversiones[7].

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para

---

(...)

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

(...)

[4] **Artículo 44º**.- 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 139º**.-

(…)

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 Osinergmin, 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 Osinergmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinergmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinergmin 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 Osinergmin, 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.

(…)

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 los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.

- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

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

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

## 1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

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

**Inicio del Proceso**

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

**Primera Audiencia Pública**

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

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

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

**Observaciones al Estudio**

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

**Respuesta a Observaciones**

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

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

**Publicación del Proyecto de Resolución**

Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinergmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de

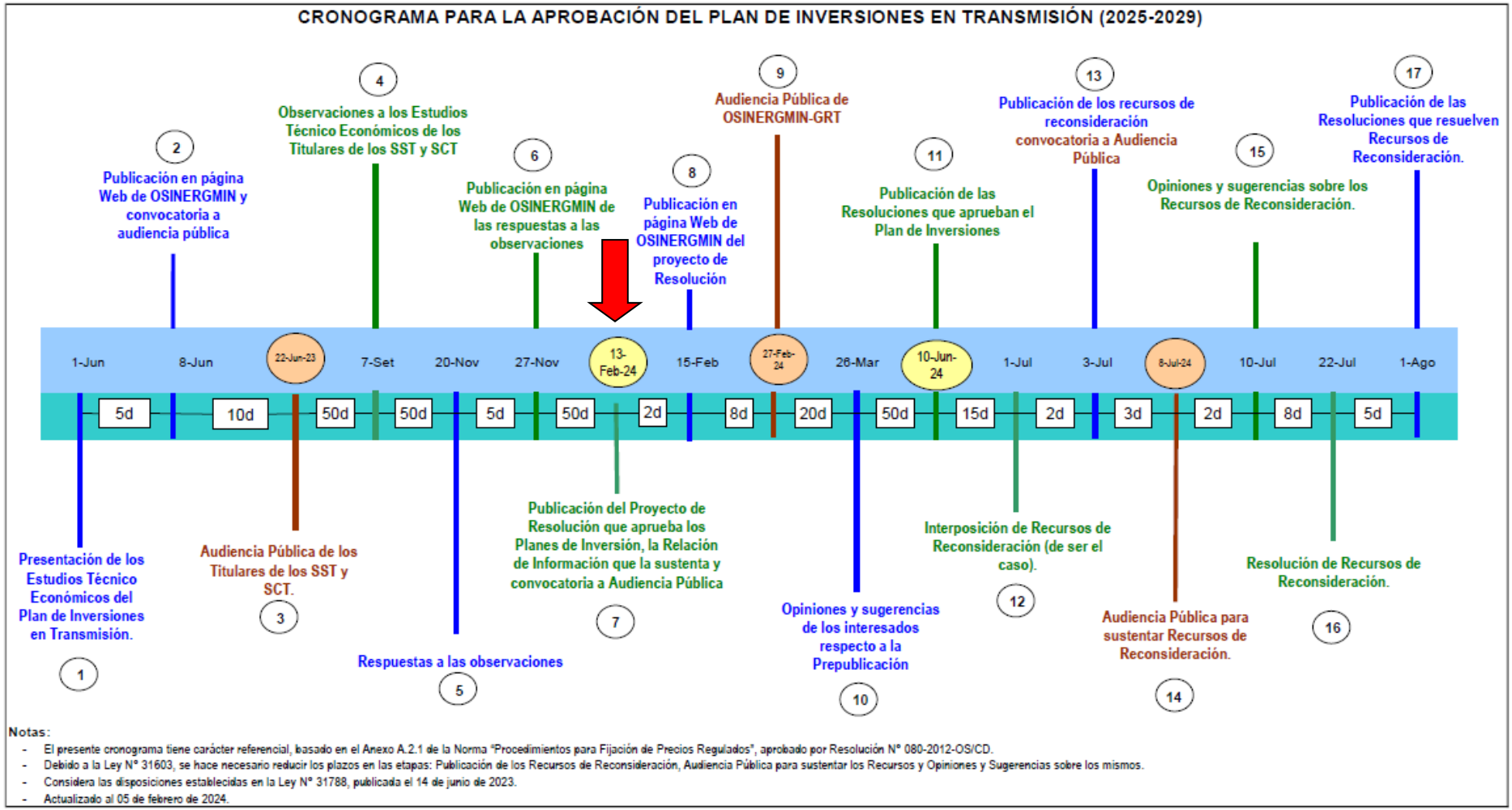
2024, en la que Osinergmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

Asimismo, hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados podrán presentar a Osinergmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029.

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

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

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



# 2. Ubicación

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

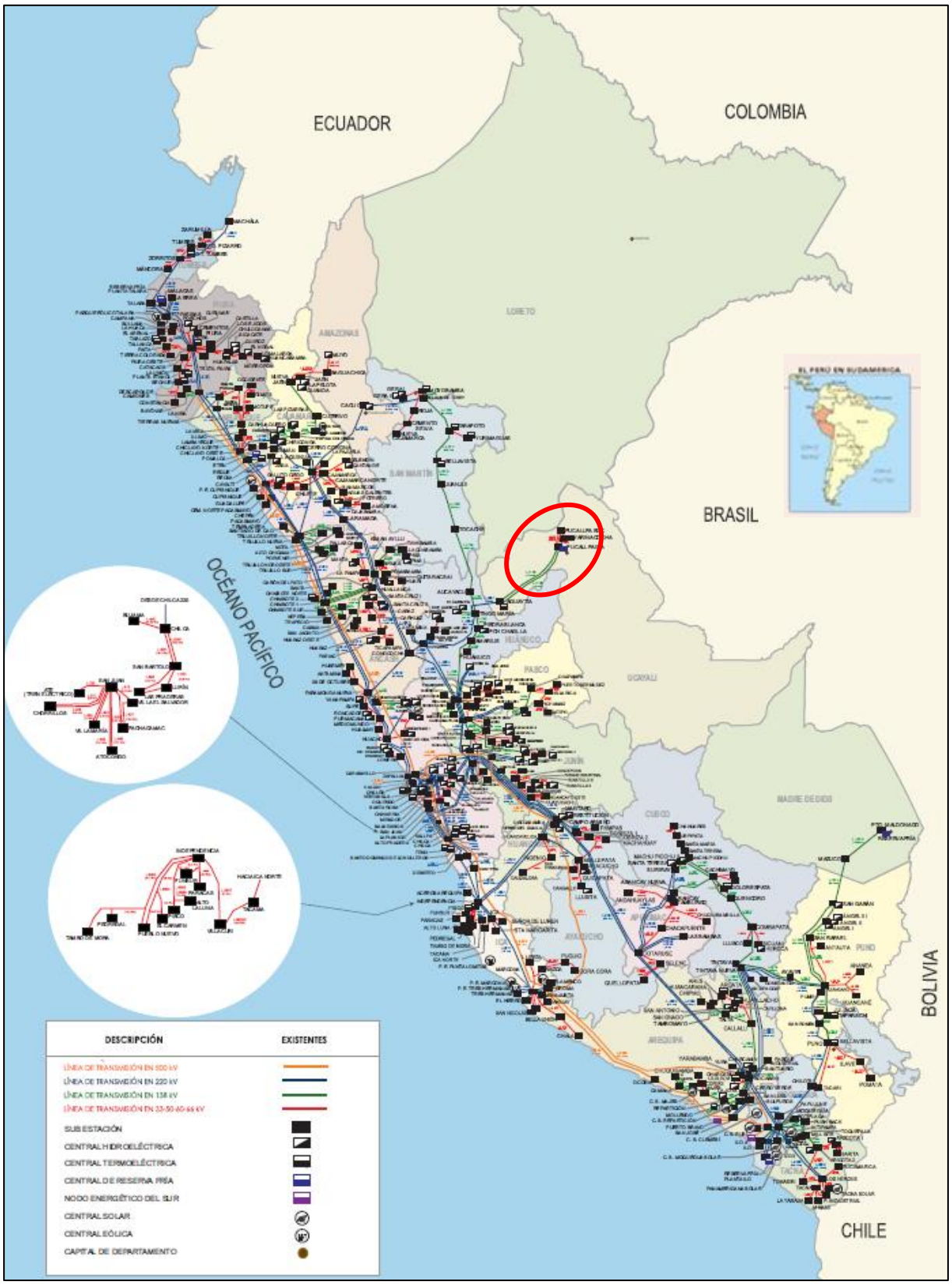
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a ELECTRO UCAYALI.

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: Aguaytía

# 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 ha 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 período 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).

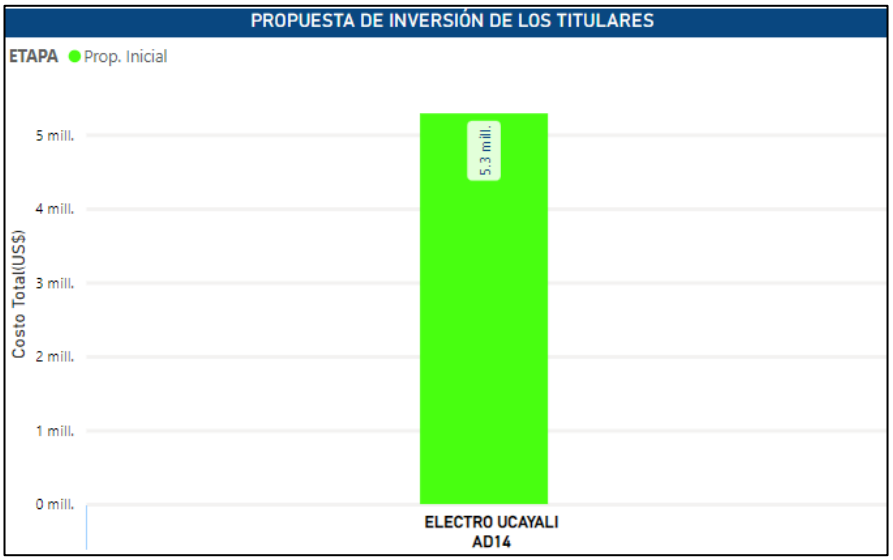
- Finalmente, plantea retirar del Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante, PI 2021-2025) los siguientes proyectos: i) Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial y ii) Baja asociada a la renovación de 04 celdas de alimentador 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

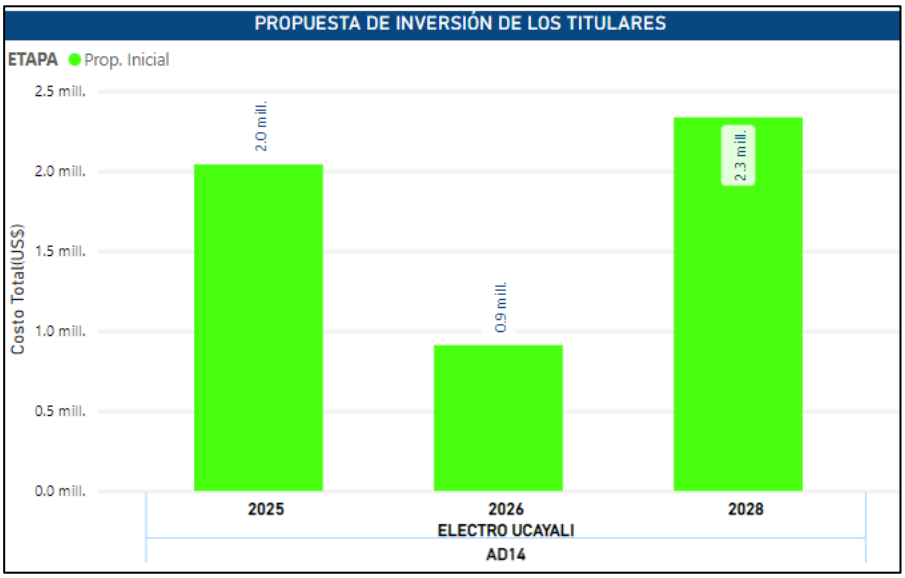
ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA INICIAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 14, que ascienden a un valor aproximado de 5,3 millones de dólares.




***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 Nº 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 Osinergmin remitió a ELECTRO UCAYALI las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinergmin 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 Osinergmin 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” (Kmz,), 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 Osinergmin 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.

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 Osinergmin, 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].

El análisis de dichas respuestas se ha realizado en el Anexo A del presente informe.

## 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 período 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 Osinergmin.

  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.

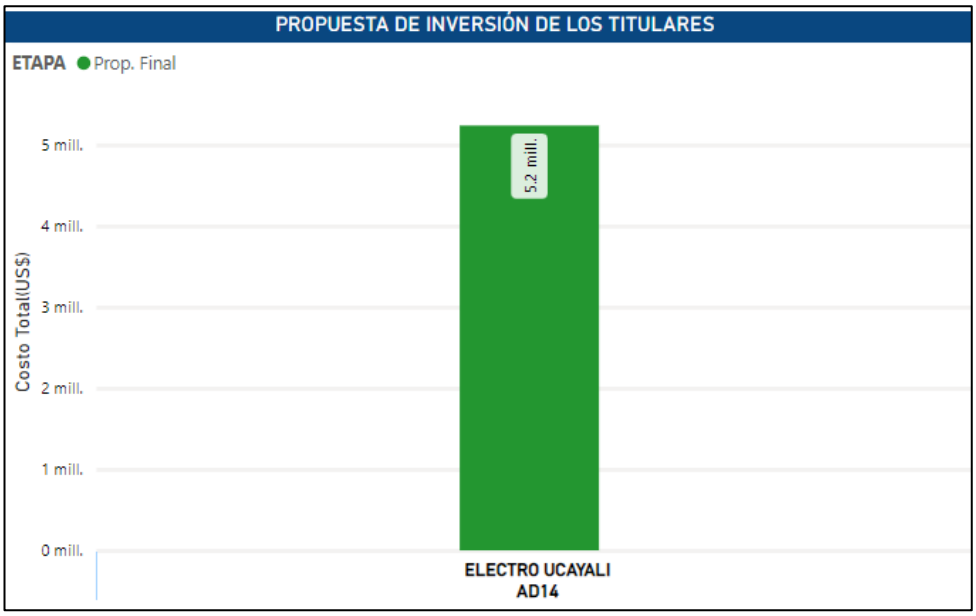
**Sistema eléctrico Aguaytía:**

Con relación al sistema eléctrico Aguaytía, ELECTRO UCAYALI no ha tenido 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

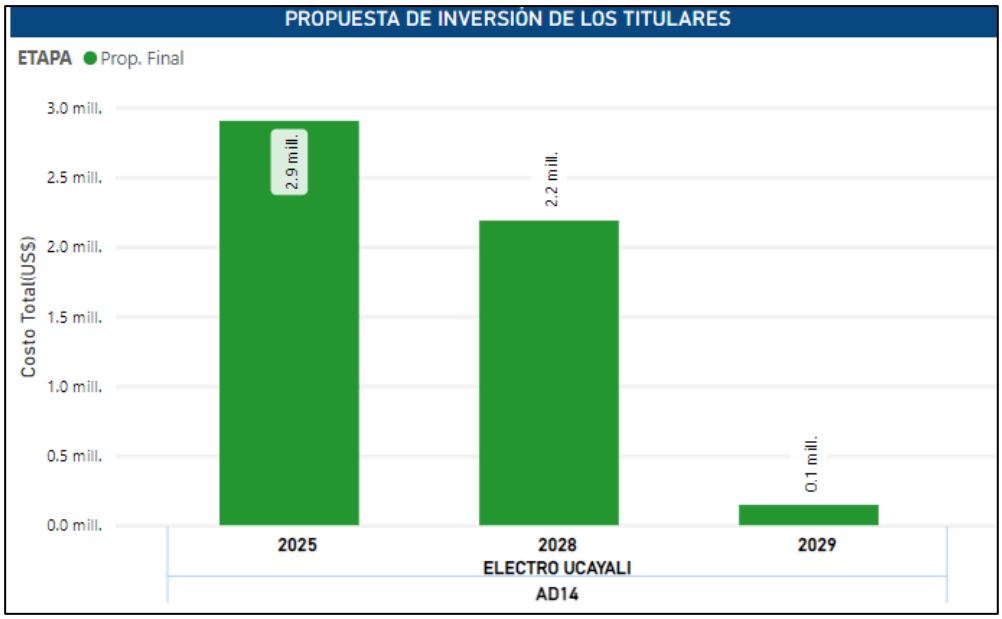
ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 14, que ascienden a un valor aproximado de 5,2 millones de dólares.




***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 Nº 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. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, 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.gob.pe/osinergmin/ [Ver Referencia – 4].

## 6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 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, Osinergmin 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 Osinergmin, 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, Osinergmin 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 Osinergmin 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 Osinergmin 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 Osinergmin, 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 Osinergmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 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 Nº 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 Osinergmin

Finalmente, la validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinergmin, 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 Nº 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 determinado 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 Nº 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 Osinergmin.

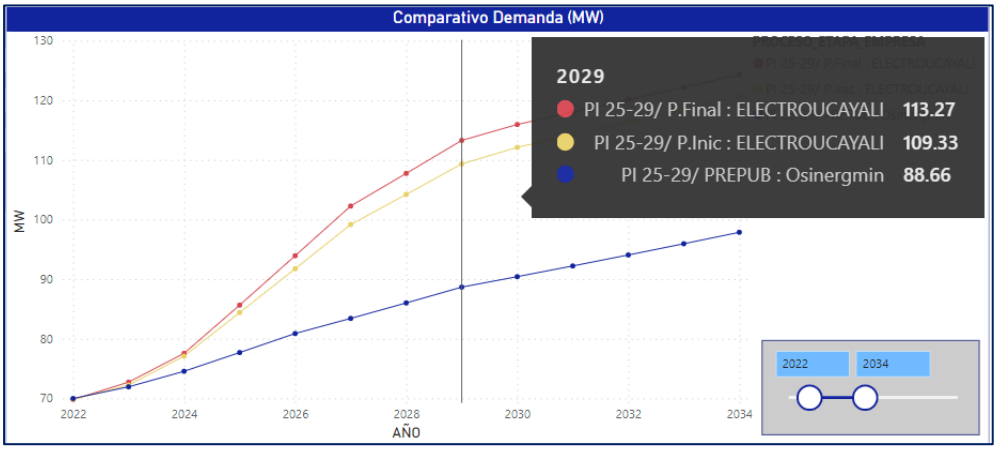
En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinergmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

**Cuadro Nº 6.4**
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

| Año | PROPUESTA Osinergmin | 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 Nº 6.1**
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**




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

## 6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin 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 UCAYALI 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 UCAYALI 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 UCAYALI 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 trasformadores, 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 primero 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 existente 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 de suma importancia y urgencia, 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.

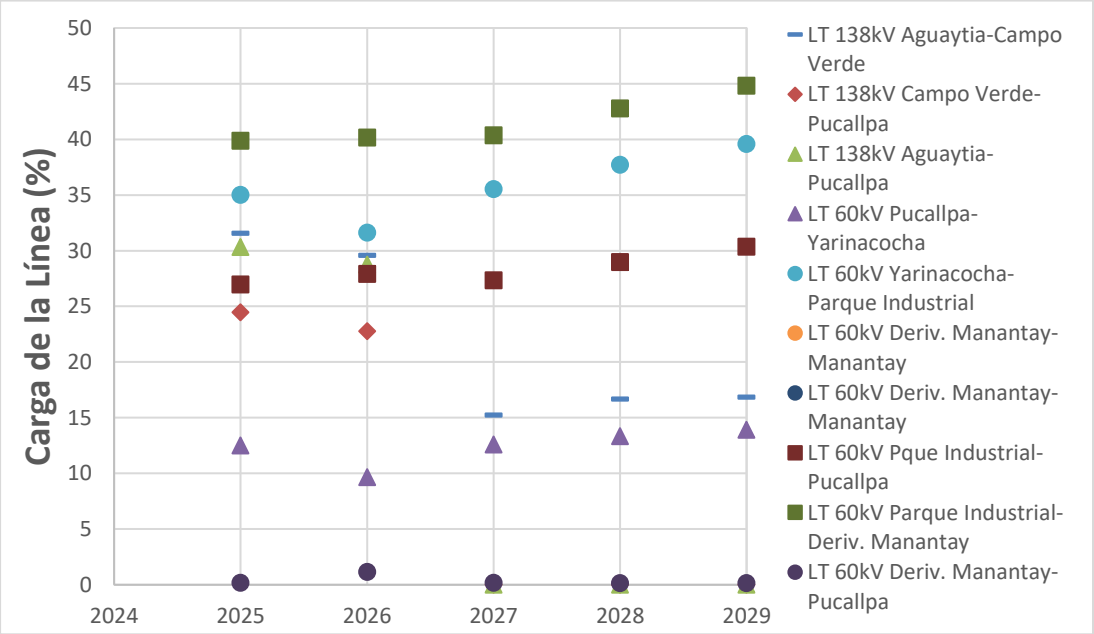
Asimismo, no se avizora sobrecargas en el parque de transformadores al 2034.

- **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 (%)**

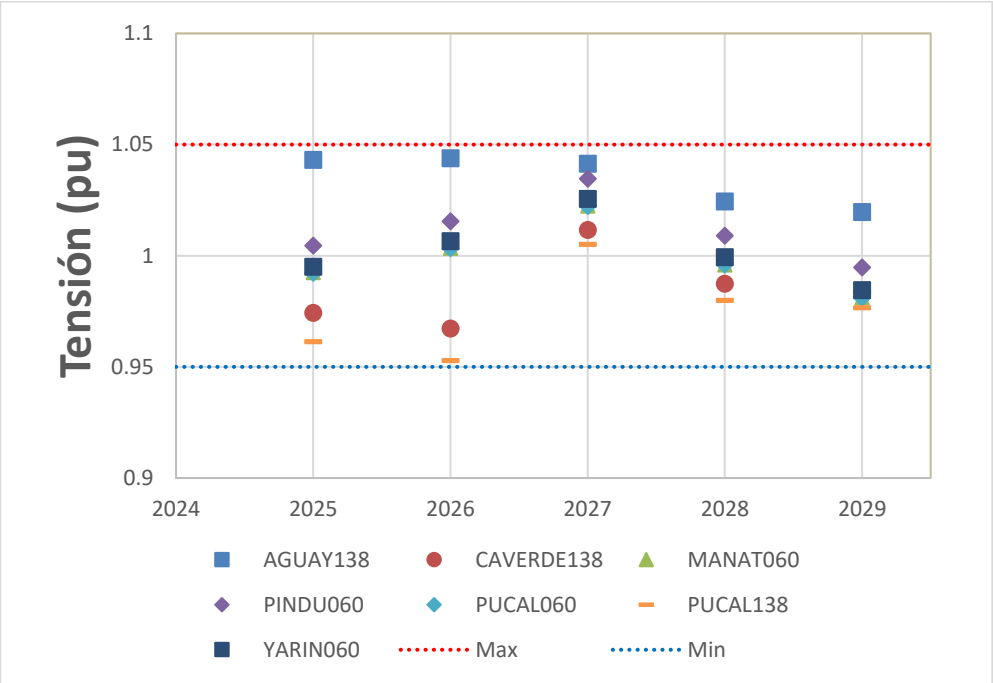



Asimismo, no se avizora congestiones en las líneas de transmisión al 2034.

- **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. <u>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.</u>***

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 analiza, ni modifica 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°096-2024-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, se debe porque no 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 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.

### *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 | TENSIÓN | | Año Fabricación | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | LADO | kV | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| SET AT/MT YARINACOCHA | MAX. DEM. (1) | LV | 10.5 | | 12 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 18 | 18 |
| TP 60/10.5kV-14/17MVA (ONAN/ONAF) | POT. INST.(MVA) | HV | 60 | 1993 | 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 (ONAN/ONAF) | 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 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (KV) | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 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 |

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 | TENSIÓN | | Año Fabricación | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | LADO | kV | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| SET AT/MT PUCALLPA<br>TP1: 60/22.9/10kV- 25/30 MVA (ONAN/ONAF)<br>TP2: 60/22.9/10kV- 15/4/15-20/5/20 -25/6/25 MVA (ONAN/ONAF/OFAF) | MAX. DEM. (1) | 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 |
| NUEVA SET AT/MT MANANTAY<br>TP 66/22.9/10kV- 30 MVA (ONAF) | MAX. DEM. (1) | HV | 60 | | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 26 |
| | MAX. DEM. (1) | MV | 22.9 | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 |
| | MAX. DEM. (1) | LV | 10 | | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 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 | 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 | 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 | 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 | 0.87 |
| | 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 | 0.25 | 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 C57.104-2019[8] 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. 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, 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 | TENSIÓN | | Año Fabricación | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | LADO | kV | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| SET AT/MT PUCALLPA | MAX. DEM. (1) | LV | 10 | | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 26 |
| TP1: 60/22.9/10kV- 25/30 MVA (ONAN/ONAF) | 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 |
| TP2: 60/22.9/10kV- 15/4/15-20/5/20 -25/6/25 MVA (ONAN/ONAF/OFAF) | POT. INST.(MVA) | LV | 10 | 1995 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | Baja por antigüedad | | | | | | |
| TP 60/10.5kV-14/17MVA (ONAN/ONAF) | POT. INST.(MVA) | LV | 10.5 | 1993 | | | | | | | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 |
| | FACTOR DE USO | LV | 10 | | 0.38 | 0.39 | 0.41 | 0.42 | 0.43 | 0.44 | 0.52 | 0.54 | 0.55 | 0.56 | 0.57 | 0.58 | 0.59 |
| NUEVA SET AT/MT MANANTAY | MAX. DEM. (1) | HV | 60 | | 19 | 20 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 25 | 26 |
| | MAX. DEM. (1) | MV | 22.9 | | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 |
| | MAX. DEM. (1) | LV | 10 | | 13 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 | 18 | 18 |
| TP 66/22.9/10kV- 30 MVA (ONAF) | 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 | 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 | 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 | 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 | 0.87 |
| | 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 | 0.25 | 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 |

En el cuadro anterior, también se esta considerando la rotación del transformador 60/10 kV de 14 MVA y celdas de transformación asociadas a la SET Yarinacocha, como capacidad disponible a ser utilizada, Ver análisis ii).

Por lo expuesto, no corresponde aprobar un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Pucallpa; sin embargo, corresponde dar de Baja remunerativa el transformador de 15/20/25 MVA del año 1995.

### *iv. Implementar un Transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Parque Industrial.*

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO UCAYALI para el año 2025, ha sido motivado por temas de crecimiento de demanda y antigüedad, por lo que según análisis no corresponde aprobar lo solicitado.

Respecto al tema de crecimiento de demanda, se ha revisado la cargabilidad de los transformadores en el archivo F-202, verificándose que la capacidad de transformación actual es suficiente para atender la demanda, debido a que en el transformador 60/22,9/10 kV de 20/5,33/20 MVA (ONAF) se avizora para el año 2029 una cargabilidad de 81% en el devanado de 60 kV y de 57% en el devanado de 22,9 kV. Adicionalmente, la SET Campo Verde descarga el 80% de la demanda del devanado de 22,9 kV de la SET Parque Industrial aliviando su carga, y para el 2029 los transformadores en la SET Campo Verde tiene una cargabilidad de 60%.

Cabe precisar que el transformador de reserva de 60/22,9/10 kV de 30 MVA, debe regresar a su condición de reserva para atender cualquier evento de falla en el sistema eléctrico del AD 14, y más bien, se exhorta a ELECTRO UCAYALI que acelere con la ejecución del proyecto SET Campo Verde, aprobado en el PI 2017-2021 para el año 2018, debido a que con el ingreso de la SET Campo Verde se aumentará la capacidad de transformación en la zona para la atención de la demanda regulada y libre, y permitirá realizar traslado de carga de la SET Parque Industrial para evitar problemas de sobrecarga.

| NOMBRE DE LA SET | DESCRIPCIÓN | TENSIÓN | | Año Fabricación | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | LADO | kV | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| SET AT/MT PARQUE INDUSTRIAL | MAX. DEM. (1) | HV | 60 | | 12 | 12 | 13 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| | MAX. DEM. (1) | MV | 22.9 | | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | MAX. DEM. (1) | LV | 10 | | 10 | 10 | 10 | 11 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 14 |
| TP ABB 60/22.9/10kV | POT. INST.(MVA) | HV | 60 | | 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 |
| ONAN: 15/4/15 MVA; ONAF: 20/5,33/20 MVA | POT. INST.(MVA) | MV | 22.9 | 1995 | 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 |
| OFAF (futuro): 25/6,68/25 MVA | 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 |
| NUEVA SET AT/MT CAMPO VERDE | MAX. DEM. (1) | LV | 22.9 | | 9 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| TP 138/23kV- 20 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 | 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 |

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 UCAYAI 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 aprobó 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 indica 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.

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° 096-2024-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 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (KV) | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 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 |

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 Osinergmin, 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 Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

#### 6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a 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 Nº 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 Nº 6-9**
**PROPUESTA Osinergmin - 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** | **1 074 592** | **-** | **30** | **4** |
| **ELECTRO UCAYALI** | **1 074 592** | **-** | **30** | **4** |
| **AT** | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 899 853 | - | 30 | 1 |
| **MAT** | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| **MT** | | | | |
| Celda | 174 739 | - | - | 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 TARIFAS[9], 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 Osinergmin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS[10], 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.

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

[10] "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 Osinergmin al estudio 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) Dicha inversión es asignada 100% a ELECTRO UCAYALI. La inversión referencial en transmisión para el AD 14, asciende al monto de USD 1 074 592 − *según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe* – que representa una reducción de -79,7% y -79,5%, respecto a la inversión total solicitada en el AD 14 presentada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, respectivamente; para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029

c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el AD 14, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.

d) 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.

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

/ncha-ksg

# 8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

**Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.

**Anexo C** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de ELECTRO UCAYALI.

**Anexo D** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin.

**Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.

**Anexo F** Cuadros Comparativos.

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

# Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO UCAYALI

## OBSERVACIONES GENERALES

**1.** 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, se requiere se complete la información faltante donde corresponda.

Respuesta

La relación de Bajas se puede visualizar en el capítulo 7 del Volumen 1 y capítulo 5 del Volumen 5 de la propuesta presentada. Respecto a la clasificación de los proyectos por temas de demanda y confiabilidad se está incluyendo en la propuesta actualizada.

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que en el capítulo 7 del Volumen 1 de su PROPUESTA FINAL, ELECTRO UCAYALI incluye la relación de Bajas solicitada. Sin embargo, esta información se encuentra incompleta debido a que no ha considerado la relación de Bajas de las celdas adyacentes a los transformadores.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**2.** 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.

Respuesta

En la propuesta actualizada se está incluyendo el formato F-000 omitido en la propuesta inicial y actualizando los formatos F-100 y F-200 en atención a las observaciones realizadas.

**Análisis de Osinergmin**

En la Carpeta “05 FORMATOS”, ELECTRO UCAYALI ha adjuntado todos los formatos necesarios, la cual ha sido revisado por el Regulador.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**3.** 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.

Respuesta

Se han corregido las diferencias de los datos consignados en los formatos F-100, F-200 y el archivo de modelación eléctrica.

**Análisis de Osinergmin**

Al respecto, de la revisión del ESTUDIO y los archivos presentados por ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL se verifica que, los formatos F-100, F-200 la PROPUESTA FINAL y el archivo de flujo, guardan relación entre sí.

Sin embargo, se encontraron algunas inconsistencias al respecto, por ejemplo, entre la PROPUESTA FINAL y el formato F-203 correspondiente a la solicitud de un devanado en 22,9 kV en la SET Yarinacocha (Ver análisis de observación especifica N° 40).

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**4.** 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.

Respuesta

En atención a lo indicado se ha modelado todos los años del período 2022 al 2034. No se modela el año 30 (2054) debido a que la Base de Datos del SEIN (archivo pfd) elaborado por el COES no modela dicho año.

**Análisis de Osinergmin**

ELECTRO UCAYALI ha enviado la carpeta “03 MODELACIÓN” donde se ha verificado que el modelamiento de los casos de estudio tanto para el Diagnóstico y Propuesta ha realizado hasta el año 2034, sin embargo, resulta necesario tener el modelamiento de los casos de estudio hasta el año 2054 en relación a lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS.

Respecto a lo indicado por ELECTRO UCAYALI que no se puede realizar el modelamiento hasta el año 2054, se debe indicar que, este modelamiento puede hacerse con la demanda proyectada al 2054 y con los probables proyectos futuros que garanticen el correcto funcionamiento del sistema para el año 30.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**5.** 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.

Respuesta

En el capítulo 6 del Volumen 1 y el capítulo 4 del Volumen 5 de la propuesta presentada se incluyó el listado de instalaciones que se darán de Baja en el horizonte del PI 2025-2029:

- 02 transformadores de 60/10 kV – 15 MVA y celdas de 10 kV en la subestación Yarinacocha.
- Línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que en el capítulo 6 del Volumen 1 y el capítulo 4 del Volumen 5 de su PROPUESTA FINAL, ELECTRO UCAYALI incluye la relación de Bajas solicitada. Sin embargo, esta información se encuentra incompleta debido a que no ha considerado la relación de Bajas de las celdas adyacentes a los transformadores.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**6.** Se solicita que ELECTRO UCAYALI, manifieste sus necesidades de proyectos y/o Elementos para un periodo de 10 años, si bien los proyectos solicitados, analizados y evaluados por el Regulador son dentro del periodo vinculante del PI 2025-2029, no obstante, el Regulador requiere conocer que necesidades o problemáticas en el largo plazo o periodo no vinculante 2029 - 2034 la empresa requerirá de nuevas inversiones. No obstante, sin perjuicio de lo mencionado cabe precisar que el análisis Osinergmin en el presente proceso PI 2025-2029, se realizará dentro del periodo vinculante 2025-2029.

Respuesta

En el capítulo 5 del Volumen 4 de la propuesta se muestra el Sistema Eléctrico a Remunerar correspondiente al período vinculante (2025-2029) y el período no vinculante (2029-2034).

**Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se verifica que ELECTRO UCAYALI ha enviado la propuesta de proyecto en el periodo no vinculante como, por ejemplo, la incorporación de la nueva SET Requena y SET Tournavista para el largo plazo que saldrían desde la SET campo Verde en 60 kV. Esto será evaluado por el regulador en los futuros planes de inversión.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**7.** 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.

Respuesta

En la propuesta actualizada se está incluyendo el formato F-000 -omitido en la propuesta inicial y actualizando los formatos F-100 y F-200 en atención a las observaciones realizadas.

**Análisis de Osinergmin**

En la Carpeta "05 FORMATOS", ELECTRO UCAYALI adjuntó todos los formatos requeridos. Esta información fue tomada en cuenta por el regulador para realizar los análisis que se encuentran en el numeral 6 del presente informe.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**8.** 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.

Respuesta

En la propuesta actualizada se está incluyendo el mapa de densidades de carga establecido en el formato F-123 de la Norma Tarifas.

**Análisis de Osinergmin**

ELECTRO UCAYALI en la PROPUESTA FINAL presenta los mapas de densidad de carga en formato pdf (Años: 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30) y los archivos *shapes* correspondientes. Sin embargo, los mapas de densidad de carga deben ser presentados en formato AutoCAD; de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**9.** Se solicita que ELECTRO UCAYALI presente en formato "Google Earth" (Kmz,), 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.

Respuesta

En la propuesta actualizada se está incluyendo la información requerida en este punto.

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTRO UCAYALI ha enviado la información solicitada, el cual se encuentra en el archivo “ELUC.kmz” donde muestra la ubicación de las subestaciones y el trazo de ruta de las instalaciones correspondientes a ELECTRO UCAYALI.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**10.** 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.

Respuesta

En atención a lo indicado, se ha actualizado la información de las variables macroeconómicas y las variables explicativas considerando lo registrado el año 2022.

**Análisis de Osinergmin**

De la información presentada por ELECTRO UCAYALI se evidencia que ha cumplido con actualizar las variables macroeconómicas y la información histórica de las variables explicativas del Año representativo (Año 2022), considerando la última información disponible a la fecha; sin embargo, la información consignada en los archivos no guarda coherencia entre sí.

De otro lado, se advierte que la información histórica de las variables explicativas que no fue observada en la PROPUESTA INICIAL por ser correcta ha sido modificada en el formato F-104 y demás archivos de la PROPUESTA FINAL, sin adjuntar sustento.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

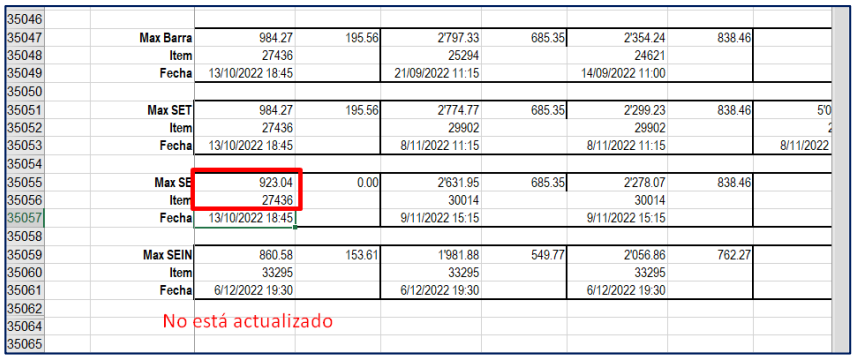
**11.** ELECTRO UCAYALI no ha presentado la información correcta establecida por la NORMA TARIFAS y modificatorias. Por ejemplo, en el F-102, el año base para la SET Aguaytía no es el que se considera para el PIT 2025-2029. Al respecto, se solicita que se revise y corrija donde corresponde.

Respuesta

Se ha procedido a corregir el error material referido.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL, se verifica que en el formato F-102, las fechas de las máximas demandas corresponden al año 2022; sin embargo, la Máxima Demanda Coincidente del Sistema Eléctrico Aguaytía se encuentra en valores y no corresponde al año 2022.



| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 35046 | | | | | | | | |
| 35047 | Max Barra | 984.27 | 195.56 | 2'797.33 | 685.35 | 2'354.24 | 838.46 | |
| 35048 | Item | 27436 | | 25294 | | 24621 | | |
| 35049 | Fecha | 13/10/2022 18:45 | | 21/09/2022 11:15 | | 14/09/2022 11:00 | | |
| 35050 | | | | | | | | |
| 35051 | Max SET | 984.27 | 195.56 | 2'774.77 | 685.35 | 2'299.23 | 838.46 | 5'0 |
| 35052 | Item | 27436 | | 29902 | | 29902 | | 2 |
| 35053 | Fecha | 13/10/2022 18:45 | | 8/11/2022 11:15 | | 8/11/2022 11:15 | | 8/11/2022 |
| 35054 | | | | | | | | |
| 35055 | Max SE | 923.04 | 0.00 | 2'631.95 | 685.35 | 2'278.07 | 838.46 | |
| 35056 | Item | 27436 | | 30014 | | 30014 | | |
| 35057 | Fecha | 13/10/2022 18:45 | | 9/11/2022 15:15 | | 9/11/2022 15:15 | | |
| 35058 | | | | | | | | |
| 35059 | Max SEIN | 860.58 | 153.61 | 1'981.88 | 549.77 | 2'056.86 | 762.27 | |
| 35060 | Item | 33295 | | 33295 | | 33295 | | |
| 35061 | Fecha | 6/12/2022 19:30 | | 6/12/2022 19:30 | | 6/12/2022 19:30 | | |
| 35062 | | | | | | | | |
| 35064 | No está actualizado | | | | | | | |
| 35065 | | | | | | | | |

Fuente: Archivo “F100-AD14.xlsx”, hoja “Registros” de la PROPUESTA FINAL

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

**12.** ELECTRO UCAYALI no ha seguido la metodología establecida por la NORMA TARIFAS y modificatorias para el cálculo de la Proyección de la Demanda de los usuarios regulados. Al respecto, se solicita que revise y corrija donde corresponde.

Respuesta

Se ha actualizado la proyección de demanda del mercado regulado considerando las respuestas a las observaciones específicas realizadas por Osinergmin.

**Análisis de Osinergmin**

De la información presentada por ELECTRO UCAYALI se evidencia que no ha seguido la metodología establecida en la NORMA TARIFAS en tanto no ha sustentado ni documentado toda la información consignada. Ha presentado formatos incompletos y diversos archivos en donde la información no guarda coherencia entre sí.

**Conclusión**

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

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

Respuesta

Se ha actualizado la información histórica, los modelos de proyección (tendenciales y econométricos), requerimiento de ampliaciones de carga y/o nuevos y los resultados correspondientes.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO UCAYALI, se evidencia que no ha cumplido con actualizar y corregir toda la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que

toda la información guarde coherencia, justifique y/o sustenten los resultados de la proyección de demanda, conforme se solicitó en la observación.

**Conclusión**

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

**14.** Los registros de ventas de energía presentados por ELECTRO UCAYALI para el año 2022 no corresponden a los de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no estarían debidamente sustentadas, por tanto, se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

Se ha actualizado las ventas considerando la última base del SICOM -publicado por Osinergmin- correspondiente al año 2022.

**Análisis de Osinergmin**

De la información presentada por ELECTRO UCAYALI se evidencia que han actualizado los valores correspondientes a las ventas de energía del año 2022.

**Conclusión**

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

**15.** Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

Respuesta

En la carpeta “FACTIBILIDADES” se adjunta lo indicado en esta observación.

**Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO UCAYALI en su PROPUESTA FINAL se verifica que la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas solo adjuntó la solicitud del interesado sin presentar el cuadro de cargas ni el año de ingreso sustentado por el interesado.

Al respecto, la validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinergmin, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ELUC”.

**Conclusión**

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

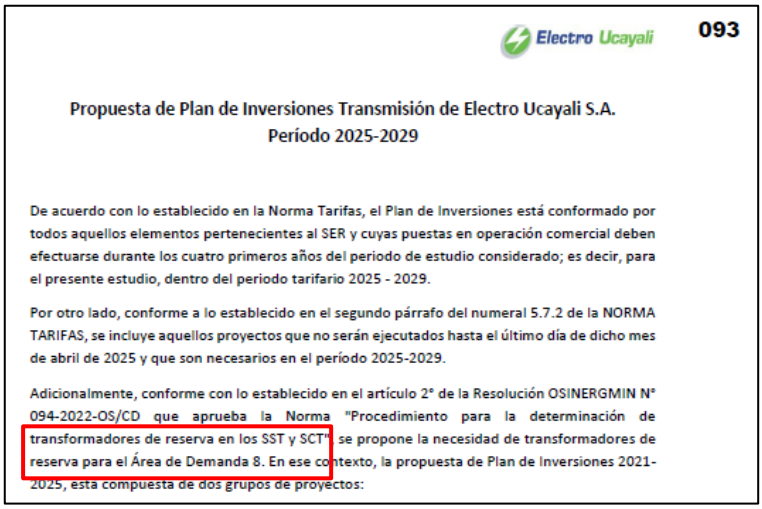
**16.** En el ESTUDIO VOLUMEN III de Proyección de Demanda, para la proyección del PBI se hace mención a los departamentos de Arequipa, Ayacucho e Ica. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe revisar, actualizar y corregir los documentos y/o archivos de sustento que no correspondan al Área de Demanda del ESTUDIO.

Respuesta

Se ha corregido dicho error en la redacción del informe, mencionándose solo al departamento de Ucayali.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO UCAYALI, se evidencia que ha corregido en el VOLUMEN III del ESTUDIO, los puntos donde se hacía mención a departamentos que no corresponden al Área de Demanda 14; sin embargo, se observa que en el VOLUMEN V (folio 093) hace mención al Área de Demanda 8, tal como se aprecia en la siguiente imagen:



Electro Ucayali 093

Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de Electro Ucayali S.A.
Período 2025-2029

De acuerdo con lo establecido en la Norma Tarifas, el Plan de Inversiones está conformado por todos aquellos elementos pertenecientes al SER y cuyas puestas en operación comercial deben efectuarse durante los cuatro primeros años del periodo de estudio considerado; es decir, para el presente estudio, dentro del periodo tarifario 2025 - 2029.

Por otro lado, conforme a lo establecido en el segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, se incluye aquellos proyectos que no serán ejecutados hasta el último día de dicho mes de abril de 2025 y que son necesarios en el período 2025-2029.

Adicionalmente, conforme con lo establecido en el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 094-2022-OS/CD que aprueba la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT" se propone la necesidad de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8. En ese contexto, la propuesta de Plan de Inversiones 2021-2025, esta compuesta de dos grupos de proyectos:

De la imagen se advierte que no se han revisado, actualizado y corregido todos aquellos documentos y/o archivos de sustento que no correspondan al Área de Demanda del ESTUDIO, conforme fue solicitado en la observación.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

## OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

## PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

**17. Fuente de información Base**

ELECTRO UCAYALI debe actualizar información base correspondiente al Año Representativo 2022, considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx" que se encuentra disponible en el siguiente enlace:

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023 .

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGMIN.

**Análisis de Osinergmin**

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

**Conclusión**

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

**18. Variable PBI**

**19.** El valor de la variable PBI del AD 14 del año 2022 no corresponde a un valor histórico sino a un valor proyectado; lo cual es incorrecto, considerando que el Año Representativo en este PI 2025-2029 es el 2022, por lo que debe ser un valor histórico.

En el formato F-104 no se evidencia los valores del PBI departamental del año 2022, tampoco se presenta el archivo o fuente de información de donde se obtuvieron.

En la proyección de la variable PBI del AD 14, se observa que ELECTRO UCAYALI ha presentado en el workfile "ad14_mod pi 2025-2029.wf1" un modelo con una variable categórica, pero sin encontrar mayor sustento sobre la especificación de dicho modelo. Se desconoce qué ha motivado el uso de variables categóricas para explicar el comportamiento del PBI del AD 14.

Sobre la variable PBI nacional, se aprecia que el valor del año 2022 en el archivo "PBI-2022-2054.xlsx" no es un valor histórico sino un valor proyectado con una tasa de 2,6%.

Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 14 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

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

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

Respuesta

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

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

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

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento del PBI se ubique en 1,3% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 1,0%.

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

**NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP**
**No. 72 - 4 de octubre de 2023**

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS:
CRECIMIENTO DEL PBI (%)

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

1/ 19 analistas en Julio, 16 en Agosto, y 21 en Setiembre de 2023
2/ 14 empresas financieras en Julio, 16 en Agosto, y 18 en Setiembre de 2023
3/ 277 empresas no financieras en Julio, 285 en Agosto, y 278 en Setiembre de 2023

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

| Tasas | 2023 | 2024 | 2025-2054 |
|---|---|---|---|
| PBI NACIONAL | 0.7% | 2.6% | 3.0% |

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, se elaboró un modelo econométrico que tiene como variable dependiente el PBI Regional y como variable independiente el PBI Nacional.

A continuación, se detallan los resultados:

Dependent Variable: LOG(PBI14)
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
Date: 10/20/23 Time: 12:42
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments
Convergence achieved after 7 iterations
MA Backcast: 1995

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|---|---|---|---|---|
| C | -3.014132 | 0.569220 | -5.295194 | 0.0000 |
| LOG(PBIPERU) | 0.866779 | 0.044569 | 19.44811 | 0.0000 |
| MA(1) | 0.844989 | 0.135491 | 6.236509 | 0.0000 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| R-squared | 0.981771 | Mean dependent var | 8.042243 |
| Adjusted R-squared | 0.980252 | S.D. dependent var | 0.321644 |
| S.E. of regression | 0.045200 | Akaike info criterion | -3.251009 |
| Sum squared resid | 0.049033 | Schwarz criterion | -3.107027 |
| Log likelihood | 46.88862 | Hannan-Quinn criter. | -3.208195 |
| F-statistic | 646.2955 | Durbin-Watson stat | 1.776746 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | |

## PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

### a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 11/15/23 Time: 00:11
Sample: 1996 2022
Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

| Autocorrelation | Partial Correlation | | AC | PAC | Q-Stat | Prob* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | -0.063 | -0.063 | 0.1206 | |
| | | 2 | -0.011 | -0.015 | 0.1246 | 0.724 |
| | | 3 | 0.214 | 0.213 | 1.6188 | 0.445 |
| | | 4 | 0.074 | 0.106 | 1.8053 | 0.614 |
| | | 5 | -0.086 | -0.075 | 2.0709 | 0.723 |
| | | 6 | 0.069 | 0.012 | 2.2509 | 0.813 |
| | | 7 | -0.082 | -0.121 | 2.5125 | 0.867 |
| | | 8 | -0.080 | -0.074 | 2.7779 | 0.905 |
| | | 9 | -0.208 | -0.241 | 4.6612 | 0.793 |
| | | 10 | -0.091 | -0.116 | 5.0423 | 0.831 |
| | | 11 | -0.080 | -0.055 | 5.3585 | 0.866 |
| | | 12 | -0.125 | -0.055 | 6.1728 | 0.862 |

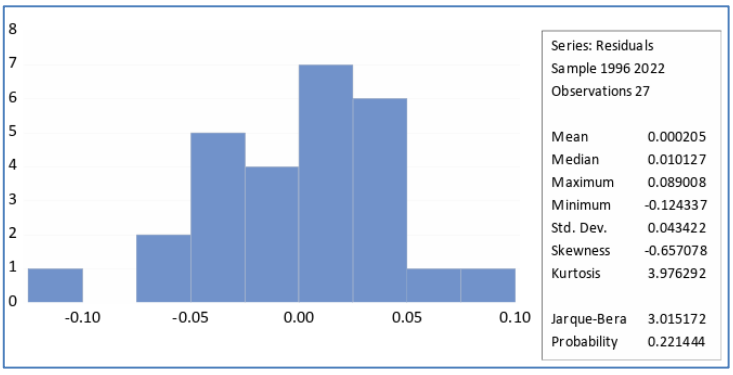
*Probabilities may not be valid for this equation specification.

### b) Prueba de correlación entre las variables

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

| | | | |
|---|---|---|---|
| F-statistic | 0.142675 | Prob. F(1,23) | 0.7091 |
| Obs*R-squared | 0.166455 | Prob. Chi-Square(1) | 0.6833 |

### c) Prueba de normalidad de los residuos




**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL se evidencia lo siguiente:

- Respecto del valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 14 del año 2022, se aprecia que ELECTRO UCAYALI ha cumplido con presentar la fuente de información de donde se obtuvo el PBI departamental del año 2022, así como también ha cumplido con actualizar dicho valor en los archivos "PBI-2022-2054.xlsx", "ad14_mod pi 2025-2029.wf1"; no obstante, en el formato F-104 muestra un valor que no es coherente con el valor presentado en los archivos referidos, así también se verifica que los valores históricos del PBI del Área de Demanda 14 correspondiente al periodo 2014-2021 no coinciden con los aprobados en el Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025 y su Modificatoria.

  De otro lado, si bien los valores históricos del PBI del Área de Demanda 14 anteriores al año 2022 presentados en su PROPUESTA INICIAL eran correctos en el formato F-104 y demás archivos; en la PROPUESTA FINAL se ha consignado valores para el periodo 2008-2021 en el formato F-104 que no coinciden con los aprobados en el Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025 y su Modificatoria.

- Respecto de la proyección del PBI nacional del periodo 2023-2025, debe haberse efectuado considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31.07.2023 a los Analistas Económicos, publicadas por el BCRP; sin embargo, se verifica que no se han usado las encuestas sugeridas por Osinergmin y que el valor del PBI nacional del año 2022 no corresponde a la fuente citada en la respuesta de ELECTRO UCAYALI. Por lo que los valores históricos y proyectados del PBI nacional empleados para la estimación de la variable PBI del Área de Demanda 14 no se encuentran debidamente sustentados.

- Respecto de la ecuación de proyección del PBI del Área de Demanda 14 en el modelo muestra una variable categórica con sustento sobre su especificación. Así también, en el workfile adjunto a la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI ("ad14_mod pi 2025-2029.wf1") no se encuentra la ecuación de proyección del PBI del Área de Demanda 14.

**Conclusión**

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

**20. Variable Clientes**

En el formato F-104, se verifica que el valor de la variable Clientes del AD 14 del año 2022 no es el que se reporta en la Base de Datos del SICOM 2022. Al respecto ELECTRO UCAYALI debe corregir ese dato

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGMIN.

**Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO UCAYALI, se observa que el valor de la variable Clientes consignado para el año 2022 (103 161) presentado en el formato F-104 no coincide con el de la Base de Datos SICOM 2022 (103 157).

**Conclusión**

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

**21. Variable Población**

ELECTRO UCAYALI no ha presentado archivo de cálculo o fuente de información con los valores de la población departamental del año 2022. En el archivo "Propuesta PIT 2025-2029 ELU.pdf" ELECTRO UCAYALI indica haber proyectado la población del AD 14 mediante diferentes modelos tendenciales (lineal, polinómico, potencial, cuadrático, exponencial); sin embargo, no adjunta ningún archivo de cálculo que evidencie haberlo realizado.

Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-andprojections/ ) y calcular la población del AD 14 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

Las poblaciones departamentales de los años 2023 y 2024 deben obtenerse mediante una interpolación con la tasa de crecimiento promedio anual del periodo 2022-2025. De igual manera, las poblaciones departamentales de los años 2026 al 2029, deben ser obtenidas mediante interpolación con la tasa de crecimiento promedio del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996- 2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 14.

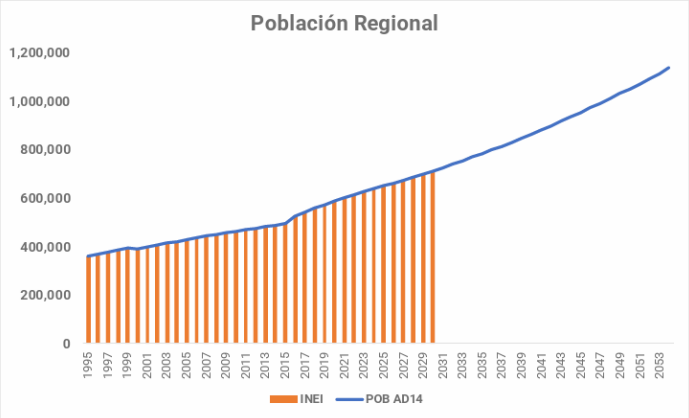
Cabe señalar que ELECTRO UCAYALI debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información de los indicadores demográficos por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible en la página web del INEI:

https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/

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




**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se evidencia que ha cumplido con presentar la fuente de información de donde se obtuvo la población departamental del año 2022, así como también ha cumplido con actualizar dicho valor en el formato F-104 y en el archivo "Población AD14.xlsx"; no obstante, en el workfile "ad14_mod pi 2025-2029.wf1" muestra un valor que no es coherente con el valor presentado en los archivos referidos.

De otro lado, si bien los valores históricos de la Población del Área de Demanda 14 anteriores al año 2022 presentados en su PROPUESTA INICIAL eran correctos en el formato F-104 y demás archivos; en la PROPUESTA FINAL (formato F-104 y archivo "Población AD14.xlsx") ha consignado valores para el periodo 1996-2018 que no corresponden a los aprobados en el PI 2021-2025 y su Modificatoria. Asimismo, en el workfile "ad14_mod pi 2025-2029.wf1" los valores históricos del periodo 1996-2021 no coinciden con los aprobados en el PI 2021-2025 y su Modificatoria.

Sumado a ello, se evidencia que ELECTRO UCAYALI no ha seguido los criterios señalados por Osinergmin para la proyección de la variable Población.

**Conclusión**

**Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como** absuelta en parte.

## 22. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD 14 del año 2022 consignado en el F-104, no corresponde al valor que se obtiene del cálculo empleando los Índice de Precios al Consumidor (IPC) del INEI. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento.

Respuesta

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

| IPC | 2021 | 2022 |
|---|---|---|
| UCAYALI | 151 | 162 |

(1) Fuente: INEI

https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta

| Facturación | 2022 |
|---|---|
| Soles | 230,811 |

(2) Fuente: SICOM Osinergmin 2022

INEI - SISTEMA DE INFORMACIÓN REGIONAL PARA LA TOMA DE DECISIONES
Índice general de precios al consumidor
(Índice)

| DEPARTAMENTO | AÑO / MES | 2022 | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| NACIONAL | | 100,18 | 100,50 | 102,00 | 103,15 | 103,53 | 104,60 | 105,64 | 106,30 | 106,89 | 107,37 | 107,85 | 108,56 |
| AMAZONAS | | 100,23 | 100,90 | 102,74 | 103,69 | 104,45 | 104,94 | 106,03 | 106,79 | 107,22 | 107,89 | 107,98 | 108,32 |
| ÁNCASH | | 100,24 | 100,92 | 102,48 | 104,79 | 105,23 | 106,08 | 107,45 | 108,24 | 109,18 | 110,13 | 110,51 | 111,40 |
| APURÍMAC | | 100,48 | 100,83 | 101,30 | 102,15 | 102,52 | 103,01 | 104,72 | 105,06 | 105,73 | 106,74 | 106,88 | 107,80 |
| AREQUIPA | | 100,36 | 100,70 | 102,02 | 103,13 | 104,20 | 105,28 | 106,59 | 107,27 | 107,45 | 108,48 | 108,78 | 109,47 |
| AYACUCHO | | 100,01 | 100,05 | 101,89 | 103,91 | 104,23 | 105,28 | 106,58 | 106,76 | 107,58 | 108,44 | 109,01 | 109,63 |
| CAJAMARCA | | 100,08 | 100,02 | 101,45 | 102,62 | 102,83 | 103,67 | 104,87 | 105,70 | 106,90 | 107,58 | 107,80 | 108,09 |
| CUSCO | | 100,41 | 100,58 | 102,28 | 103,92 | 104,55 | 105,24 | 106,52 | 106,85 | 107,34 | 108,07 | 108,70 | 109,89 |
| HUANCAVELICA | | 100,53 | 100,86 | 101,91 | 104,48 | 103,28 | 104,23 | 105,39 | 105,68 | 106,91 | 107,85 | 107,89 | 109,39 |
| HUÁNUCO | | 100,42 | 100,33 | 101,46 | 103,08 | 103,27 | 104,13 | 105,13 | 105,68 | 106,89 | 107,08 | 107,16 | 107,92 |
| ICA | | 100,40 | 101,08 | 101,76 | 103,97 | 104,38 | 105,03 | 106,57 | 107,48 | 108,40 | 108,72 | 109,65 | 110,71 |
| JUNÍN | | 100,36 | 100,72 | 102,33 | 103,62 | 104,21 | 104,75 | 105,73 | 106,08 | 106,67 | 107,15 | 107,47 | 108,34 |
| LA LIBERTAD | | 100,57 | 100,56 | 102,02 | 103,88 | 104,14 | 105,04 | 105,79 | 106,37 | 107,47 | 108,17 | 108,73 | 108,62 |
| LAMBAYEQUE | | 100,87 | 101,65 | 103,73 | 104,58 | 104,30 | 105,02 | 106,33 | 107,33 | 107,78 | 108,03 | 108,07 | 108,18 |
| LIMA | | 100,04 | 100,35 | 101,84 | 102,82 | 103,21 | 104,44 | 105,42 | 106,13 | 106,68 | 107,05 | 107,60 | 108,46 |
| LORETO | | 100,52 | 100,08 | 101,61 | 103,27 | 103,88 | 104,62 | 105,77 | 106,51 | 106,95 | 108,40 | 108,55 | 108,76 |
| MADRE DE DIOS | | 100,55 | 101,14 | 102,52 | 104,37 | 104,89 | 105,16 | 106,36 | 106,73 | 106,82 | 107,80 | 108,09 | 109,25 |
| MOQUEGUA | | 100,70 | 101,91 | 103,41 | 103,94 | 103,96 | 104,34 | 105,83 | 106,44 | 107,24 | 107,85 | 108,15 | 109,06 |
| PASCO | | 100,22 | 100,69 | 102,26 | 104,64 | 105,31 | 106,11 | 107,40 | 107,99 | 109,03 | 109,95 | 110,42 | 111,76 |
| PIURA | | 100,66 | 101,38 | 103,29 | 105,08 | 104,82 | 105,32 | 106,28 | 106,89 | 107,68 | 108,10 | 108,15 | 108,04 |
| PUNO | | 100,34 | 100,99 | 102,11 | 103,09 | 103,34 | 104,04 | 105,18 | 105,37 | 105,97 | 107,11 | 107,69 | 108,91 |
| SAN MARTÍN | | 99,92 | 99,72 | 101,05 | 102,29 | 102,72 | 103,09 | 103,96 | 103,82 | 104,11 | 104,29 | 104,48 | 104,60 |
| TACNA | | 100,95 | 101,92 | 102,67 | 103,97 | 104,40 | 105,41 | 106,93 | 107,51 | 107,78 | 108,46 | 108,84 | 109,68 |
| TUMBES | | 100,73 | 101,28 | 102,43 | 104,04 | 104,06 | 104,57 | 106,20 | 106,43 | 106,76 | 107,07 | 107,36 | 106,90 |
| UCAYALI | | 99,91 | 100,51 | 102,43 | 103,82 | 103,81 | 104,12 | 105,41 | 105,22 | 105,94 | 106,10 | 106,44 | 107,18 |

Nota: Actualizado al 17 de febrero de 2023.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - Dirección Técnica de Indicadores Económicos (DTIE).

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

**Análisis de Osinergmin**

De la revisión se verifica que el valor de la Tarifa Real del año 2022 consignado por ELECTRO UCAYALI en el formato F-104 corresponde al calculado con la Base de Datos SICOM 2022.

**Conclusión**

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

**23. Ventas de Energía**

En el formato F-105 se observa que el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del AD 14 del año 2022 no coincide con el del SICOM 2022. Se solicita que ELECTRO UCAYALI corrija dicho valor de manera que corresponda a la Base de Datos del SICOM 2022.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGMIN.

**Análisis de Osinergmin**

De la revisión se verifica que el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 14 presentado por ELECTRO UCAYALI en el formato F-105 coincide con el de la Base de Datos SICOM 2022.

**Conclusión**

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

**24. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final**

En el formato F-106, los valores obtenidos de los modelos tendenciales no corresponden a los valores observados en las ecuaciones que se presentan en el workfile “ad14_mod pi 2025-2029.wf1”.

En el formato F-107, los valores obtenidos de los modelos econométricos (incluyendo los del modelo elegido), no corresponden a los valores observados en las ecuaciones que se presentan en el workfile “ad14_mod pi 2025-2029.wf1”. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe corregir donde corresponda de manera que toda la información que forma parte del ESTUDIO guarde coherencia.

Por otro lado, se observa que el modelo elegido (modelo 6), presenta una variable categórica sin encontrar mayor sustento sobre la especificación de la regresión empleada. Se desconoce qué ha motivado el uso de variables categóricas para explicar el comportamiento de las ventas de energía a usuarios regulados en el AD 14. Por lo que se solicita que ELECTRO UCAYALI reestime, especifique y fundamente la validez estadística de su modelo de modo que este cumpla con la significancia individual de sus variables y con las pruebas de validación estadística establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

En cuanto al ajuste final, ELECTRO UCAYALI debe tener en cuenta los dos siguientes criterios:

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

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

Considerando lo anterior, ELECTRO UCAYALI debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 14. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

Respuesta

Una vez actualizada la información de cada una de las variables macroeconómicas se ha procedido a determinar el modelo econométrico más representativo que explica el crecimiento de las ventas reguladas del Área de Demanda 14:

Log(Demanda) = f(PBI,Tarifa Eléctrica(-1),Número de Clientes,D2015)

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el Producto Bruto Interno, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo, el número de usuarios regulados y una variable dicotómica que representa el año (2015) donde se presentó el

quiebre estructural de la serie producto de la migración de los usuarios regulados al mercado libre.

Log(Demanda)=0.185706+0.713382×Log(PBI)-0.266762×Log(TarifaEléctrica)+0.643992×Log(Usuarios regulados)+0.111291×D2015

Dependent Variable: LOG(ENE14)
Method: Least Squares
Date: 10/20/23 Time: 13:22
Sample (adjusted): 1998 2022
Included observations: 25 after adjustments

| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
|---|---|---|---|---|
| C | 0.185706 | 0.565772 | 0.328236 | 0.7461 |
| LOG(PBIAD14) | 0.713382 | 0.204717 | 3.484719 | 0.0023 |
| LOG(CLIAD14) | 0.643992 | 0.127695 | 5.043204 | 0.0001 |
| LOG(TARAD14(-1)) | -0.266762 | 0.071390 | -3.736713 | 0.0013 |
| D2015 | 0.111291 | 0.050824 | 2.189721 | 0.0406 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| R-squared | 0.992016 | Mean dependent var | 12.03279 |
| Adjusted R-squared | 0.990419 | S.D. dependent var | 0.499850 |
| S.E. of regression | 0.048926 | Akaike info criterion | -3.020177 |
| Sum squared resid | 0.047874 | Schwarz criterion | -2.776402 |
| Log likelihood | 42.75221 | Hannan-Quinn criter. | -2.952564 |
| F-statistic | 621.2656 | Durbin-Watson stat | 1.469505 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | |

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/20/23 Time: 13:56
Sample (adjusted): 1998 2022
Included observations: 25 after adjustments

| Autocorrelation | Partial Correlation | | AC | PAC | Q-Stat | Prob |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 0.253 | 0.253 | 1.8053 | 0.179 |
| | | 2 | 0.082 | 0.019 | 2.0031 | 0.367 |
| | | 3 | -0.051 | -0.082 | 2.0840 | 0.555 |
| | | 4 | -0.211 | -0.194 | 3.5108 | 0.476 |
| | | 5 | -0.234 | -0.145 | 5.3536 | 0.374 |
| | | 6 | -0.057 | 0.055 | 5.4702 | 0.485 |
| | | 7 | -0.202 | -0.221 | 7.0040 | 0.428 |
| | | 8 | -0.060 | -0.027 | 7.1450 | 0.521 |
| | | 9 | 0.054 | 0.031 | 7.2667 | 0.609 |
| | | 10 | -0.057 | -0.143 | 7.4143 | 0.686 |
| | | 11 | -0.273 | -0.378 | 11.017 | 0.442 |
| | | 12 | -0.221 | -0.261 | 13.557 | 0.330 |

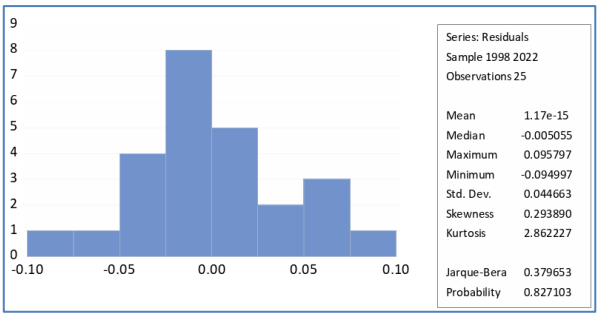
En este modelo los residuos no presentan autocorrelación, dado que las barras se encuentran dentro de las bandas de confianza, además el estadístico de Durban Watson es 1.47.

b) Prueba de Correlación entre las Variables

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

| | | | |
|---|---|---|---|
| F-statistic | 1.526615 | Prob. F(1,19) | 0.2317 |
| Obs*R-squared | 1.859311 | Prob. Chi-Square(1) | 0.1727 |

Para precisar la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en éste modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F statisctic es 0.2317 y es mayor al 0.05, por lo que se puede sentenciar que no hay evidencia de presencia de autocorrelación.




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

d) Prueba de Heterocedasticidad

| Heteroskedasticity Test: White<br>Null hypothesis: Homoskedasticity | | | |
|---|---|---|---|
| F-statistic | 1.408249 | Prob. F(10,14) | 0.2711 |
| Obs*R-squared | 12.53672 | Prob. Chi-Square(10) | 0.2507 |
| Scaled explained SS | 7.470787 | Prob. Chi-Square(10) | 0.6804 |

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos tiene una varianza constante, ya que de acuerdo con el criterio de evaluación la probabilidad del F-statistic es 0.2711 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI, se evidencia lo siguiente:

- Respecto de los formatos F-106 y F-107, no ha consignado los valores de los estadísticos de los modelos tendenciales ni de los modelos econométricos de manera que correspondan a los registrados en el workfile “ad14_mod pi 2025-2029.wf1”; siendo el caso que los valores de los estadísticos del modelo econométrico elegido (los únicos valores presentados) no corresponden con aquellos que se observan en el workfile referido.

- Respecto de la variable categórica D2015 consignada en el modelo econométrico elegido se ha presentado el sustento solicitado.

- Respecto de las variables explicativas, si bien ha evidenciado que ELECTRO UCAYALI, en el workfile “ad14_mod pi 2025-2029.wf1”, presenta un modelo que cumple con la significancia individual de sus variables y las pruebas de validación establecidas en la NORMA TARIFAS, se verifica que los datos del PBI correspondiente al periodo 2008-2022 y los de Población consignados en el formato F-104 no son los históricos según Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025, por lo que el modelo no se encuentra debidamente sustentado.

- Respecto al ajuste final, se ha evidenciado que ELECTRO UCAYALI no ha tenido en cuenta los dos criterios indicados por Osinergmin en la presente observación.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

**25. Registros de mediciones de cada 15 minutos**

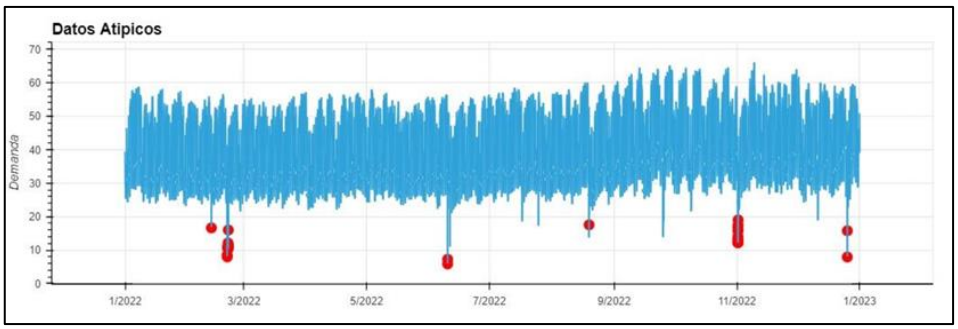
En la sección 4.2) Metodología General – Usuarios regulados, del Informe VOLUMEN III Estudio de Proyección de Demanda, se señala que: "(…) previamente se depura aquellos registros atípicos provocados por traslados de carga temporales debido a contingencias en la red de distribución." Al respecto ELECTRO UCAYALI debe presentar los archivos electrónicos que incluyan los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, así como los sustentos correspondientes.

Asimismo, ELECTRO UCAYALI debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos deben ser los mismos que los presentados en la información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión", aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, deberá explicarse y sustentarse.

Respuesta

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

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




Como se aprecia en los registros del Sistema Pucallpa – Campo Verde no se aprecia anomalías significativas.

Finalmente, se ha incluido los registros provenientes de los Sistemas Eléctricos de Distribución que atienden la demanda regulada la SET Aguaytía (cuyo titular es ISA-REP), la cual no se informan en la norma aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD, al no encontrarse dentro de su alcance.

**Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos, se observa que no ha adjuntado los archivos electrónicos que permitan sustentar la no presencia de anomalías significativas (según lo indicado por ELECTRO UCAYALI). Asimismo, en la absolución, ELECTRO UCAYALI señala haber corregido y actualizado los datos atípicos de la Subestación Restitución, sin embargo, dicha subestación no pertenece al Área de Demanda 14.

De otro lado, con respecto a lo indicado por ELECTRO UCAYALI sobre los registros de mediciones de la SET Aguaytía que no habrían sido informados en el ámbito de la

Resolución N° 048-2018-OS/CD; es preciso indicar que dichos registros sí fueron informados por la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú en los transformadores T110-212 y T38-211 en los niveles de tensión 22,9 kV; 138 kV y 220 kV de la SET Aguaytía. Por tanto, tales registros deben ser considerados como fuente de información para los cálculos correspondientes.

**Conclusión**

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

**26. Clientes libres existentes**

En el formato F-113 no se incluyó los clientes libres "JM UCAYALI" y "CAMPO VERDE", sin embargo, en la base de datos SICLI 2022 dichos clientes han registrado consumos en el año 2022. Por lo que deben ser considerados en la proyección de demanda; caso contrario, se requiere a ELECTRO UCAYALI justificar el motivo por el cual no están siendo considerados como parte del AD 14.

Respuesta

En atención a lo indicado se ha procedido a agregar los clientes libres señalados en el formato F-113.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica la inclusión de los clientes libres "JM UCAYALI" y "CAMPO VERDE" en correspondencia con la base de datos SICLI 2022.

**Conclusión**

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

**27. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022**

En el formato F-113 para los clientes libres existentes, se consigna una asignación diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a ELECTRO UCAYALI justificar el motivo de esas diferencias.

| CLIENTE | ELECTRO UCAYALI | | SICLI 2022 | |
|---|---|---|---|---|
| | Subestación | Tensión | Subestación | Tensión |
| ASERRADERO DEL ORIENTE | Parque Industrial | 10 kV | Aguaytía | 22,9 kV |
| CERVECERÍA SAN JUAN | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |
| GRUPO VARGAS NEGOCIOS AMAZONICOS | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |
| INFORHUAY | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| MADERAS Y TRIPLAYS | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |
| PERU CERAMICO | Parque Industrial | 10 kV | Parque Industrial | 22,9 kV |
| SANSHIN AMAZON | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |
| VALENTINA NATHALY | Parque Industrial | 10 kV | Pucallpa | 10 kV |

Respuesta

Se ha procedido a corregir los puntos de suministro de los clientes libres existentes en el Área 14.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que ha considerado en gran parte la información del SICLI 2022; no obstante, para los clientes libres "GRUPO VARGAS NEGOCIOS AMAZONICOS" y "PERU CERAMICO" se mantiene una asignación diferente a lo reportado en el SICLI 2022, que no ha sido justificado.

De otro lado, se ha validado el Punto de Suministro de los clientes libres "CAMPO VERDE", "CERVECERÍA SAN JUAN" y "JM UCAYALI" los cuales según la información disponible corresponden al Punto de Suministro Parque Industrial 10 kV.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**28. Incorporación de nuevas demandas**

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala lo siguiente:

> *"para el caso de demandas incorporadas, no comprendidas en los datos estadísticos y que se incluyan en el ESTUDIO (tales como clientes industriales o comerciales, localidades previstas a incorporarse al SEIN, entre otros), se deberá presentar toda la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de 30 años."*

En los formatos F-100 se ha incluido un total de 45 nuevas demandas, sin haber presentado el sustento de la totalidad de esas nuevas cargas que luego ELECTRO UCAYALI incorpora en su proyección de demanda. Al respecto, se presenta documentación de solo 11 nuevas demandas. En ese sentido, ELECTRO UCAYALI debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

Cabe señalar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el cronograma de obra y/o documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superan 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.

Respuesta

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

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

En la carpeta “FACTIBILIDADES” se adjunta lo indicado en esta observación, conforme a lo establecido en la Norma Tarifas.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO UCAYALI se verifica que ha presentado factibilidades para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2023; sin embargo, esos documentos no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas solo ha adjuntado la solicitud del interesado sin presentar el cuadro de cargas ni el año de ingreso sustentado por el interesado.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**29. Mapas de Densidad de Carga**

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

Respuesta

En la propuesta actualizada se está incluyendo el formato F-123 que contienen el mapa de densidades para los años indicados en la Norma Tarifas.

**Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO UCAYALI presenta los mapas de densidad de carga en formato pdf (Años: 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30) y los archivos *shapes* correspondientes; sin embargo, los mapas de densidad de carga debieron ser presentados en formato AutoCAD; no cumpliendo con lo solicitado.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

## SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

**30. Falta información general del sistema eléctrico existente**

ELECTRO UCAYALI no presenta los formatos F-001, F-002 y F-003 que permita verificar las características de las instalaciones existentes al año 2023. Asimismo, dicha omisión no permite validar la implementación de nuevos transformadores y la rotación de los mismos.

Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe presentar dichos formatos; asimismo, a fin de validar la información debe presentar adicionalmente los diagramas unifilares del sistema eléctrico consistentes con estos formatos, actualizados a setiembre del 2023.

Respuesta

En la propuesta actualizada se están incluyendo dichos formatos.

**Análisis de Osinergmin**

De la información enviada por ELECTRO UCAYALI se verifica que ha adjuntado como parte de su PROPUESTA FINAL los formatos F-001, F-002 y F-003. Adicionalmente se ha verificado que la información presentada en el formato F-000, coincide con lo modelado en los archivos de flujo.

**Conclusión**

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

**31. No se presenta el detalle de la rotación de transformadores entre las subestaciones existentes y nuevas**

Se observa que ELECTRO UCAYALI no ha considerado la posibilidad de rotación de transformadores de una subestación a otra en el horizonte de evaluación, cuando ésta es una solución técnicamente viable, a fin de optimizar el aprovechamiento del equipamiento existente. Por ejemplo, en la SET Pucallpa existen transformadores que tienen el devanado en 22,9 kV y no alimentan cargas, estos pueden ser rotados a otra subestación como es el caso de las SET Manantay.

Respuesta

Para el análisis se consideró dicho criterio establecido en la NORMA TARIFAS. Para el caso de la subestación Manantay, Inicialmente se está considerando un transformador de 60/22,9/10 kV – 20 MVA; sin embargo, debido al incremento de la demanda se propone incluir al PI 2025 2029 un transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA.

Al respecto, se requiere que ELECTRO UCAYALI presente el esquema de rotación de transformadores entre las subestaciones nuevas y existentes, en todo el horizonte de evaluación.

Asimismo, se solicita que ELECTRO UCAYALI presente en una tabla resumen en

formato Excel (actualizado a setiembre de 2023) de la relación del parque de transformadores de ELECTRO UCAYALI - que actualmente se viene remunerando por la demanda - considerando los siguientes campos de información: “Estado actual” (en operación, capacidad disponible y reserva), “Ubicación” (Nombre SET), “Rotado” (SET1 – SET 2 / NO), “Niveles de Tensión” (en c/u de sus devanados), “Capacidad (MVA)” (en c/u de sus devanados), “Tipo de Sistema de Refrigeración” (ONAN/ONAF), “Año de fabricación”, “Puesta de Operación Comercial”, “Año de fabricación”, “Numero de serie” y “Tipo de sistema (SST-SCT)”.

Respuesta

El análisis realizado considera como criterio de planificación la “rotación de transformadores” en el período 2025-2034. Los resultados se muestran en la siguiente figura:

Transformadores a diciembre 2022

| N | Instalación | TR | MVA | Ubicación Aprobada | Ubicación Actual | Estado |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | En operación |
| 2 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | En operación |
| 3 | SST | TP-060023010-015SE1E | 15 | PARQUE INDUSTRIAL | PARQUE INDUSTRIAL | Sin Uso |
| 4 | SST | TP-060023010-020SE1E | 20 | PUCALLPA | PUCALLPA | En operación |
| 5 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | PUCALLPA | PUCALLPA | En operación |
| 6 | SCT | TP-060023010-030SE1E-R | 30 | RESERVA MANANTAY | PARQUE INDUSTRIAL | En operación |

Transformadores a abril 2025

| N | Instalación | TR | MVA | Ubicación Aprobada | Ubicación 2025 | Estado |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | En operación |
| 2 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | En operación |
| 3 | SST | TP-060023010-015SE1E | 15 | PARQUE INDUSTRIAL | PARQUE INDUSTRIAL | Sin Uso |
| 4 | SST | TP-060023010-020SE1E | 20 | PUCALLPA | MANANTAY | En operación |
| 5 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | PUCALLPA | PUCALLPA | En operación |
| 6 | SCT | TP-060023010-030SE1E-R | 30 | RESERVA MANANTAY | PARQUE INDUSTRIAL | En operación |
| 7 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | MANANTAY | PUCALLPA | En operación |

Transformadores a 2029: Propuesta Electro Ucayali

| N | Instalación | TR | MVA | Ubicación Aprobada | Ubicación 2029 | Estado |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | Baja |
| 2 | SST | TP-060010-015SE1E | 15 | YARINACOCHAS | YARINACOCHAS | Baja |
| 3 | SST | TP-060023010-015SE1E | 15 | PARQUE INDUSTRIAL | YARINACOCHAS | Baja |
| 4 | SST | TP-060023010-020SE1E | 20 | PUCALLPA | PARQUE INDUSTRIAL | Baja |
| 5 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | PUCALLPA | PUCALLPA | En operación |
| 6 | SCT | TP-060023010-030SE1E-R | 30 | RESERVA MANANTAY | MANANTAY | Reserva |
| 7 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | MANANTAY | PUCALLPA | En operación |
| 8 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | | MANANTAY | En operación |
| 9 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | | PARQUE INDUSTRIAL | En operación |
| 10 | SCT | TP-060023010-030SE1E | 30 | | YARINACOCHAS | En operación |

**Análisis de Osinergmin**

Si bien ELECTRO UCAYALI propone una rotación de un transformador de 60/22,9/10 kV – 20 MVA hacia la SET Manantay esa no sería eficiente debido a que actualmente se tiene aprobado para la SET Manantay un transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en el PI 2017-2021.

Por otro lado, ELECTRO UCAYALI ha realizado un cuadro resumen de su parque de transformadores, sin embargo, estos cuadros se encuentran incompletos dado que no han presentado todos los ítems solicitados.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

**32. Sobre el archivo de flujo de potencia (Digsilent)**

Respecto al archivo de flujo de potencia (Digsilent) se tiene las siguientes observaciones:

- La información consignada en el archivo de flujo de potencia (Digsilent) no es coherente con la información plasmada en el ESTUDIO, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO. ELECTRO UCAYALI no incluye en el archivo de flujo las propuestas del ESTUDIO, por ejemplo, para el año 2026 requiere la implementación de un Transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA para la SET Parque Industrial el cual no se encuentra modelado en el archivo de flujo. Al respecto, la concesionaria debe revisar toda la información y corregir.

Respuesta

Debido a un error no se envió el archivo de modelación utilizado. En la propuesta actualizada se ha validado la consistencia entre el archivo de modelación eléctrica, archivos de cálculo e informe.

- ELECTRO UCAYALI no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas, para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

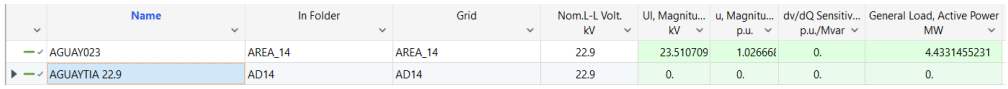
La modelación eléctrica se ha realizado para los años 2025 al 2034, correspondiente al período de evaluación en el presente proceso PIT. Respecto a los años 15, 20, 25 y 30 no es posible debido a que no se cuenta con la Base del SEIN para dichos años; es decir, el archivo de modelación publicado por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

- ELECTRO UCAYALI no cumple en presentar la configuración para los 30 años de horizonte de estudio para las instalaciones asignadas a la demanda, como indica la NORMA TARIFAS. Al respecto, se solicita que ELECTRO UCAYALI presente los archivos de flujo para el corto, mediano y largo plazo del horizonte de estudio.

Respuesta

Por lo indicado en la respuesta al punto anterior, no es posible obtener una configuración al año 30 debido a que no se cuenta con los proyectos ITC para dicho año y que son la base para la expansión de la subtransmisión.

- El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Aguaytía (año 2026) se consigna una demanda de 4,08 MW para la barra en 22,9 kV, mientras que, en el archivo pfd., se consigna una demanda de 4,43 MW (año 2026) para el caso de estudio “SER”.



| Name | In Folder | Grid | Nom.L-L Volt. kV | Ul, Magnitu... kV | u, Magnitu... p.u. | dv/dQ Sensitiv... p.u./Mvar | General Load, Active Power MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| AGUAY023 | AREA_14 | AREA_14 | 22.9 | 23.510709 | 1.02666 | 0. | 4.4331455231 |
| AGUAYTIA 22.9 | AD14 | AD14 | 22.9 | 0. | 0. | 0. | 0. |

Figura 1: Demanda en SET Aguaytía en el año 2026 modelado en archivo pfd presentado por ELECTRO UCAYALI

Al respecto, se solicita, que ELECTRO UCAYALI presente los cálculos que sustente los valores de demanda que ha utilizado en la simulación de los flujos de potencia, ello debido a que no se puede verificar la procedencia de los valores de las demandas consignadas en el archivo Digsilent.

Respuesta

De acuerdo con lo indicado en la primera respuesta de esta observación, en la propuesta actualizada se ha validado la consistencia de los valores de demanda consignados en el archivo de modelación eléctrica, archivos de cálculo y formatos de demanda.

- Para el análisis de flujo de carga por Área de Demanda se debe incluir el Sistema Principal, Garantizado de Transmisión y las ITC, así como el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (elaborado por el COES), de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el archivo de modelación que sustenta la propuesta actualizada se está considerando la última base publicada por el COES que contiene lo observado en este punto.

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que la información consignada en el archivo de flujo es coherente con la información propuesta en el ESTUDIO y los formatos F-100 y F-200. Sin embargo, se ha identificado inconsistencias en el modelamiento de los transformadores de la SET Pucallpa, debido a que en el apartado “Propuesta” del archivo de flujo está manteniendo los mismos transformadores modelados en el apartado “Diagnóstico”, sin considerar los cambios propuesto por ELECTRO UCAYALI en su ESTUDIO.

Respecto a lo indicado por ELECTRO UCAYALI que no se puede realizar el modelamiento hasta el año 2054, se debe indicar que, este modelamiento puede hacerse con la demanda proyectada posterior al año 10 y con los probables proyectos futuros que garanticen el correcto funcionamiento del sistema para estos años posteriores.

Por otro lado, se verifica que el archivo de flujo presentado contiene la demanda propuesta por ELECTRO UCAYALI en el formato F-121. Además, que ha incluido el Sistema Principal, Garantizado de Transmisión, así como el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (la ITC aprobada para el Área de

Demanda 14 “Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”).

**Conclusión**

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

**33. Sobre el avance del Plan de Inversiones (PI) 2021-2025**

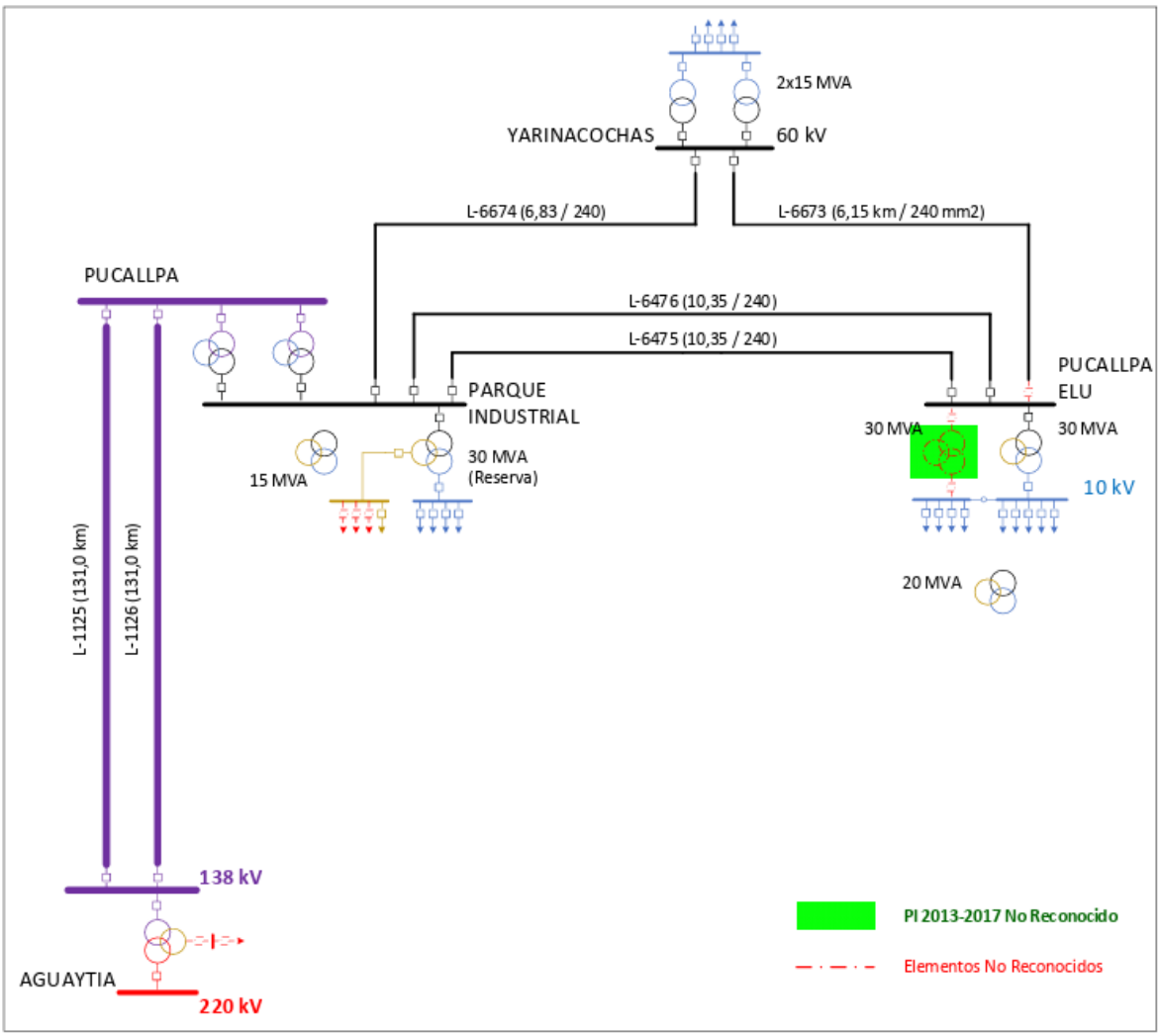
A fin de verificar la consistencia de la programación de las inversiones del PI 2025-2029, se requiere que ELECTRO UCAYALI presente la evolución de los esquemas unifilares para los años 2022, 2023 y 2024 acorde al avance de obras ejecutado y reprogramado del PI 2021-2025.

Asimismo, se solicita que ELECTRO UCAYALI remita una tabla resumen de la lista de los proyectos y/o Elementos del PI 2021-2025 aprobados y sus Bajas, que no han sido ejecutados hasta el día de hoy, indicando: “Motivo de no Ejecución” y “Plan de Contingencia y/o solución temporal frente al retraso” (desde el punto de vista técnico operativo).

Respuesta

En el siguiente esquema se muestra la configuración para el período 2022-2024:

Sistema Transmisión de Electro Ucayali: 2022-2024

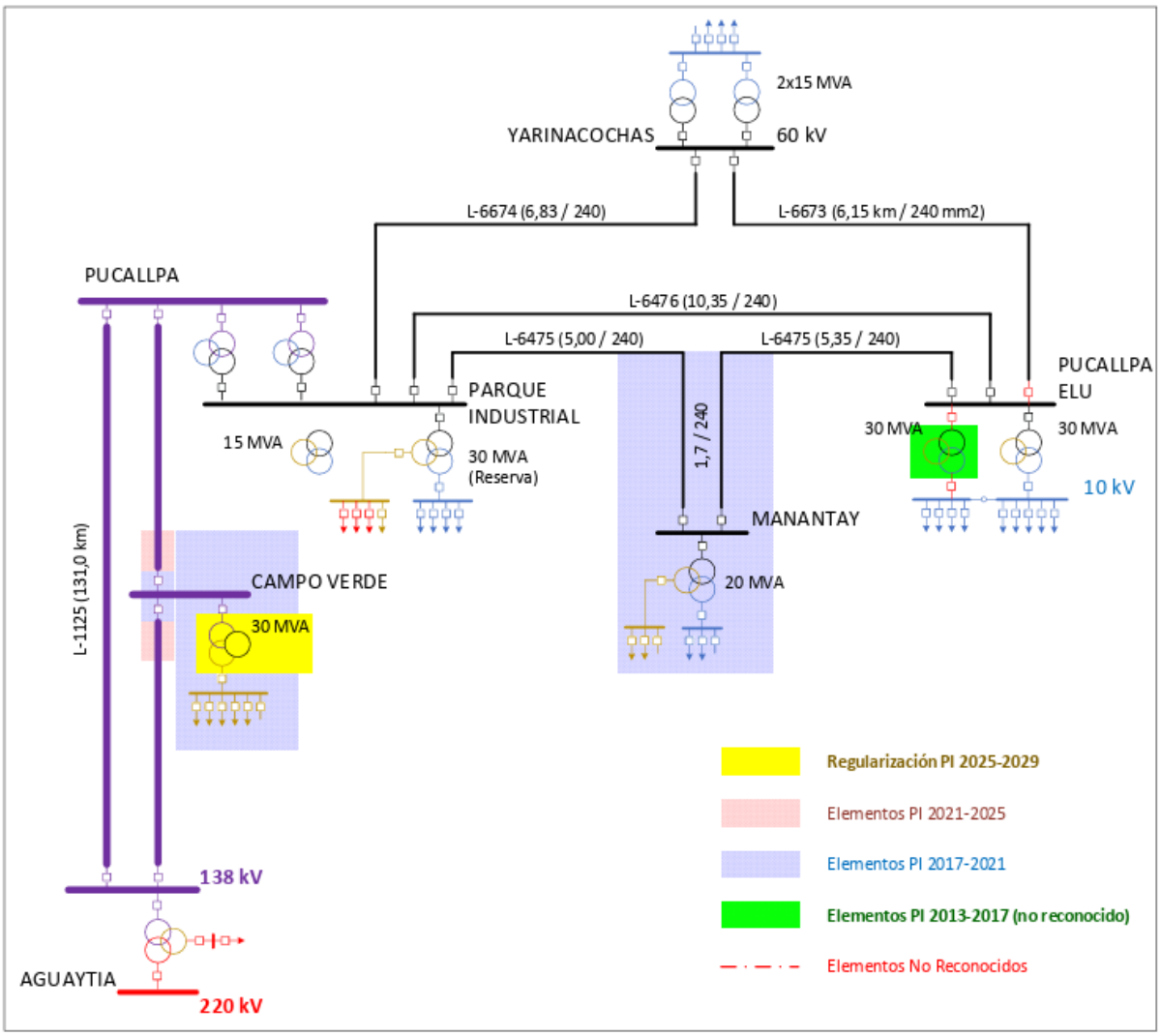



En dicho esquema se comenta lo siguiente:

- El transformador de 30 MVA (fondo verde) se aprobó para la SET Manantay; sin embargo, ésta se instaló en la SET Pucallpa para evitar sobrecargas. Dicho transformador se puso en servicio el 2020;

- Por dicho motivo, cuando se ponga en servicio la subestación Manantay (2025), se instalará temporalmente el transformador de 20 MVA;

Sistema Transmisión de Electro Ucayali: Abril 2025




Finalmente, para regularizar el movimiento de transformadores en coherencia con lo aprobado por Osinergmin, en el PI 2025-2029 se está solicitando dos nuevos transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para las subestaciones Pucallpa y Parque Industrial:

- Pucallpa: el nuevo transformador reemplazaría al instalado provisionalmente en dicha SET y que debe ser instalado en la SET Manantay. El transformador saliente de 20 MVA, se propone su Baja.

- Parque Industrial: el nuevo transformador reemplazaría al que está en servicio y que fue aprobado como RESERVA para la SET Manantay. Este transformador saliente será la “reserva” para el parque de transformadores del Área de Demanda 14.

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que en la carpeta “03 Modelación”, ELECTRO UCAYALI ha enviado los esquemas unifilares de sus instalaciones desde el año 2022 hasta el año 2034. Sin embargo, no muestra la Tabla Resumen solicitada donde se muestre la lista de los proyectos y/o Elementos del PI 2021-2025 aprobados y sus Bajas, que no han sido ejecutados hasta el día de hoy, indicando: “Motivo de no Ejecución” y “Plan de Contingencia y/o solución temporal frente al retraso”.

**Conclusión**

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

**34. Sobre el diagnóstico de las redes de transmisión**

ELECTRO UCAYALI no ha desarrollado el diagnóstico integral de las redes de transmisión, si bien en su ESTUDIO aparece que ha realizado la cargabilidad de las redes de transmisión, esta información no guarda relación con su archivo Digsilent. Al respecto, se requiere que ELECTRO UCAYALI presente los resultados del diagnóstico realizado; por ejemplo, cargabilidad de los transformadores de potencia, congestión de las líneas, tensiones en las barras, corrientes de cortocircuito, entre otros. Para cada caso detectado que supera los límites establecidos se deberá presentar el análisis de alternativas correspondiente.

Respuesta

La observación es debido a un error en el envío de la propuesta inicial. En el Volumen 2 de la propuesta actualizada se está validando lo observado en este punto:

**Análisis de Osinergmin**

Se verifica que en la carpeta “03 Modelación”, ELECTRO UCAYALI ha enviado el diagnóstico de las redes de transmisión en el archivo de flujo, esta información también se encuentra como parte del Volumen IV de su PROPUESTA FINAL. Además, se verifica que la información enviada en los archivos de flujo guarda relación con la información que se encuentra en el Volumen IV de su PROPUESTA FINAL.

**Conclusión**

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

**35. Inconsistencias entre los Formatos F-100, F-200 y ESTUDIO**

Respecto a los formatos, se ha encontrado dos inconsistencias resaltantes que podrían distorsionar los resultados obtenidos respecto a la cargabilidad de los transformadores:

- Respecto a la carpeta “05 FORMATOS”, la información que aparece en el archivo “F100-AD14” no coincide con la información que aparece en el archivo “F200-AD14”, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe corregir donde corresponda con la finalidad que la demanda de los formatos F-100 y F-200 coincidan.

Respuesta

En la propuesta actualizada los archivos F100-AD14.xlsx, F200-AD14.xlsx y AnalisisSSEE.xlsx están vinculados.

- Respecto al Volumen IV de su ESTUDIO, la información presentada en el numeral 3.4 (Cuadro 1: Nivel de carga en Transformadores) y numeral 4.3 (cuadros varios) no coincide con los datos presentado en los Formatos F-202 y F-203 del archivo “F200-AD14” de la carpeta “05 FORMATOS”, esto trae como consecuencia posibles errores en la información mostrada respecto a la cargabilidad de los transformadores.

Respuesta

En base a los resultados obtenidos en los archivos F100-AD14.xlsx, F200-AD14.xlsx y AnalisisSSEE.xlsx, se ha actualizado los cuadros del Volumen 4, entre ellos, la cargabilidad de los transformadores.

En consecuencia, ELECTRO UCAYALI debe corregir donde corresponda con la finalidad que la información mostrada en el Formato F-100, F-200 y ESTUDIO sea coherente entre sí.

Respuesta

En base a la actualización de los cálculos y resultados, se remiten los formatos F-100 y F-200, coherentes entre sí.

**Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se verifica que la información enviada en los archivos F100-AD14.xlsx, F200-AD14.xlsx y AnalisisSSEE.xlsx, están vinculados entre sí; y guardan relación con los cuadros de la PROPUESTA FINAL.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**36. Respecto a la cargabilidad de los transformadores**

Debido a que el parque de transformadores instalados por ELECTRO UCAYALI en algunos casos no coincide con lo planificado en los distintos Planes de Inversión, para un mejor entendimiento de la problemática ELECTRO UCAYALI debe realizar su análisis de cargabilidad (Formatos F-202 y F-203), considerando los siguientes casos:

- Caso 0: Sin considerar transformadores aprobados en los Planes de Inversión, salvo el transformador instalado en la SET Pucallpa el año 2007 (PI 2009-2013). En este caso se debe considerar solo las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión y el transformador de la SET Pucallpa del 2007.

- Caso 1: Situación real del parque de transformadores instalados actualmente por ELECTRO UCAYALI. Para este caso se debe considerar los cambios de transformadores que se hicieron en SET Pucallpa y SET Parque Industrial, sin considerar la entrada en servicio de las SET Campo Verde y SET Manantay.

- Caso 2: Parque de Transformadores según lo aprobado en el Plan de Inversiones. Para este caso, se debe considerar las SET Campo Verde, SET Manantay con sus traslados de carga tal como indica los informes que sustentan los distintos Planes de Inversiones.

- Caso 3: Transformadores solicitados por ELECTRO UCAYALI para el PI 2025-2029. Para este caso, se debe considerar el Caso 2, y los nuevos pedidos solicitados por ELECTRO UCAYALI para el PI 2025-2029 con sus traslados de carga respectivos

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, en el Volumen 4 se adjunta los resultados obtenidos en cada caso.

**Análisis de Osinergmin**

En el numeral 3.4 del Volumen IV de su ESTUDIO, ELECTRO UCAYALI presenta el nivel de carga de sus transformadores. Sin embargo, solo ha considerado un Caso y no los cuatro (04) casos sugeridos, debido a la particularidad que tiene ELECTRO UCAYALI respecto a los transformadores aprobados con los transformadores realmente instalados.

En dicho cuadro se presentan las potencias de transformes los cuales son diferentes a los instalados o aprobados en los distintos planes de inversión. Por ejemplo:

- Para la SET Parque Industrial considera una potencia de 30 MVA (transformador que fue aprobado como reserva), sin embargo, la potencia que se debe considerar es de 20 MVA (antes del reemplazo del transformar).

- Para la SET Manantay considera un transformador de 20 MVA, sin embargo, lo aprobado para dicha SET es de 30 MVA.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como no absuelta.

**37. Respecto a los transformadores que sobrepasan los 30 años**

De la visita de campo realizada se ha verificado que existen transformadores que están próximos a cumplir 30 años de vida útil dentro del periodo vinculante, los cuales en algunos casos no están en servicio, al respecto, ELECTRO UCAYALI debe indicar cual es el estado actual de dichos transformadores, si están aptos para operar o presentan problemas, presentando los sustentos como: registro de fallas, mantenimientos correctivo realizados, etc.

Respuesta

El análisis realizado a los siete (07) transformadores existentes se resume en el siguiente cuadro. El informe completo se adjunta en la carpeta “ANALISIS TRS”.

| 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 |

**Análisis de Osinergmin**

Al respecto, ELECTRO UCAYALI presentó el muestreo y análisis de aceite dieléctrico para conocer la Condición Operativa de los 07 transformadores, según indica la norma IEEE C57.104-2019. Esa información fue tomada en cuenta para la evaluación del estado de los transformadores; la cual fue analizada en el numeral 6 del presente informe.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

**38. Transformador 138/60/22,9 kV – 30 MVA en SET Campo Verde**

ELECTRO UCAYALI propone la implementación de un transformador 138/60/22,9 kV – 30 MVA, con la finalidad de tener un devanado en 60 kV para alimentar demandas futuras; y, consecuentemente también solicita el retiro del transformador 138/22,9 kV de 20 MVA aprobado en el PI 2017-2021.

Se debe indicar que, esta solicitud fue analizada en la modificatoria del PI 2021-2025 aprobado con Resolución N° 205-2022-OS/CD y los informes que lo sustentan, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe indicar cuáles son los nuevos argumentos técnicos y jurídicos que ameritan que se vuelva a revisar esta solicitud, la misma que fue analizada oportunamente por Osinergmin.

Respuesta

En el capítulo 4.4 del Volumen 4 se desarrolla el sustento técnico respecto a la necesidad de implementar el devanado de 60 kV en el nuevo transformador de la subestación Manantay.

Por otro lado, el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS indica lo siguiente:

> *5.7.2. Información de los sistemas eléctricos de transmisión existentes y los del tipo SCTPT y SCTLN para los cuales se requiere fijación de Tarifas y/o Compensaciones, conforme a los formatos previstos en los formularios del Capítulo Segundo del Título IV de la presente Norma. Para los ESTUDIOS que involucren sistemas tipo SCTPT, se debe incluir copia de la concesión definitiva otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, así como la descripción de las características generales de cada línea o subestación y el plazo previsto para la puesta en operación comercial.*
>
> *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.*
>
> *(añadido: fondo amarillo)*

En el texto con fondo amarillo del referido numeral se hace referencia a proyectos aprobados en el Plan de Inversiones; es decir, es genérico y no indica un período en específico. Por lo tanto, se entiende que cualquier proyecto aprobado debe ser evaluado.

Cabe indicar que, contra la denegatoria de Osinergmin de aprobar la mencionada solicitud, dentro del proceso de aprobación del PI 2021-2025, ELECTRO UCAYALI inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente: (i) el

sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinergmin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Respuesta

Con relación a los literales i) y ii), si bien ELECTRO UCAYALI ha judicializado ante el poder judicial Expediente 1006-2021-0-1801-JR-CA-07, la decisión respecto a la solicitud de retiro del transformador 138/22,9 kV de 20 MVA aprobado en el PI 2017-2021, el artículo 42° del Texto Único de la Ley No. 27584 - Ley que Regula el Proceso Contencioso Administrativo, aprobado por Decreto Supremo No. 011-2019-JUS establece que, en cualquier etapa del proceso las partes pueden conciliar o transigir sobre las pretensiones que contengan derechos disponibles:

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

Cabe precisar que, lo que se ha judicializado es la declaración de improcedencia de la solicitud de retiro presentada por ELECTRO UCAYALI. En ese sentido, no ha existido un pronunciamiento sobre el fondo por parte de OSINERGMIN. Conforme a lo anterior, el hecho de que OSINERGMIN retire un proyecto aprobado en el PI 2017-2021, no implica que se avoque al conocimiento del caso, pues lo que haría OSINERGMIN (como parte en el proceso judicial) es conciliar las pretensiones, haciendo viable proyectos eficientes y sostenibles en el largo plazo, considerando el interés de los usuarios del servicio eléctrico toda vez que, todos los proyectos que se encuentran previstos en el Plan de Inversiones deben mejorar la calidad del servicio eléctrico, garantizar un desarrollo eficiente en el corto, mediano y largo plazo, ya que dichas inversiones son cargados a las tarifas que pagan los usuarios finales.

Se debe tener presente que, el Consejo Directivo del Osinergmin estableció en la Resolución No. 181-2019-OS/CD que su función es velar porque los usuarios no asuman el pago de proyectos innecesarios o imposibles de realizar que puedan desnaturalizar sus costos. Es decir, que en este caso OSINERGMIN debe velar y garantizar a los usuarios costos eficientes y sostenibles a mediano y largo plazo.

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

*PIT 2017 – 2021 // 2021 – 2025.*

- *Exp. n.° 1006-2021-0-1801-JR-CA-07.*
- *Estado: en trámite.*
- *Demanda interpuesta el 05.02.2021.*
- *Pretensiones:*

*Principal: Nulidad -en el extremo citado- de la siguiente Resolución:*

- *Resolución N.° 184-2020-OS/CD, publicada el 5 de noviembre de 2020 en el Diario Oficial el Peruano, emitida por el Consejo Directivo de Osinergmin, mediante la cual se resuelve:*

*Artículo 1°. - Declarar INFUNDADOS los extremos 1 y 5 del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Ucayali S.A. contra la Resolución N.° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.*

*Artículo 2°. - Declarar IMPROCEDENTES los extremos 2, 3 y 4 del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Ucayali S.A. contra la Resolución N.° 126-2020-OS/CD por las razones señaladas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 y 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución. (…)*

*Pretensión accesoria*

- *Que, como acumulación objetiva originaria accesoria de la pretensión principal, solicitamos que se declare la nulidad total de la siguiente resolución: (i) Resolución N.° 126-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, mediante la cual se aprueba el Plan de Inversiones de Transmisión del Área de Demanda 14 correspondiente al periodo mayo 2021 – abril 2025.*

  - *Fondo del asunto:*

    - *Que se apruebe el retiro del proyecto Campo Verde del PIT 17 – 21 y que se incluya en el PIT 21-25.*
    - *Que se apruebe el retiro del proyecto Manantay del PIT 17 - 21 y que se incluya en el PIT 21-25.*
    - *Que se apruebe el retiro del proyecto celdas de alimentadores en la SE Pucallpa del PIT 17 - 21.*
    - *Que se apruebe el transformador 60/22.9/10 kV de 30 MVA para la SE Parque Industrial.*

**Análisis de Osinergmin**

Sobre el particular, debe tenerse en cuenta que si bien el proceso judicial ha finalizado mediante Resolución N° 5 del 19 de setiembre de 2023 del Sétimo Juzgado Especializado en lo Contencioso Administrativo de Lima, habiéndose declarado infundada la pretensión de ELECTRO UCAYALI, dicha solicitud deviene en improcedente, por estar referida a una materia que constituye cosa juzgada y, además, está vinculada a la modificación del Plan de Inversiones 2017-2021. En el Informe Legal se indica que únicamente corresponde la modificación del Plan de Inversiones vigente, es decir, el del periodo 2021-2025, no existiendo base legal para pronunciarse sobre pedidos de planes anteriores.

**Conclusión**

Se considera la respuesta a la observación como no absuelta y que el pedido deviene en improcedente.

**39. Transformador 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Manantay**

ELECTRO UCAYALI propone la instalación de un transformador 60/22,9/10 kV en la SET Manantay debido al incremento de demanda, solicitud que también fue realizada

en el proceso de aprobación del PI 2021-2025 y en el proceso de modificación del referido plan.

Cabe indicar que, contra la denegatoria de Osinergmin de aprobar la mencionada solicitud, dentro del proceso de aprobación del PI 2021-2025, ELECTRO UCAYALI inició un proceso contencioso administrativo, motivo por el cual se le solicita presente: (i) el sustento jurídico que indique las razones por las cuales Osinergmin puede avocarse a una causa que se encuentra pendiente de decisión judicial, y/o (ii) el documento que demuestre que el referido proceso judicial no se encuentra en curso.

Respuesta

Ver segunda respuesta a observación 37.

Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, cabe señalar que la SET Manantay fue aprobada con la finalidad de descargar la SET Pucallpa, por lo que ELECTRO UCAYALI debe sustentar la necesidad de un nuevo transformador demostrando que, con los transformadores existentes y aprobados a la fecha, no se cubre la demanda en la zona. Adicionalmente, actualmente existe un transformador 60/22,9/10 kV – 30 MVA aprobado en la SET Manantay en el PI 2017-2021, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe aclarar si la solicitud de un nuevo transformador se requiere en la SET Manantay (paralelo a lo ya aprobado) o en la SET Pucallpa (en reemplazo de uno de los transformadores existentes).

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto y sobre la base del análisis realizado en la respuesta a la observación 32, para regularizar el plan de equipamiento de transformadores en coherencia con lo aprobado por Osinergmin, en la nueva propuesta PI 2025-2029 se está solicitando un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para las subestaciones Pucallpa.

Dicho nuevo transformador reemplazaría al instalado provisionalmente en la SET Pucallpa y que corresponde su instalación en la SET Manantay, conforme lo aprobado por Osinergmin.

Finalmente, se propone la Baja del transformador saliente de 20 MVA, que sería instalado de forma provisional.

El sustento de la propuesta de nuevos transformadores y rotaciones se desarrolla en el Volumen 4 de la propuesta actualizada y los cálculos en el archivo “AnalisisSSEE.xlsx”.

Por último, de la visita de campo realizado a las instalaciones de ELECTRO UCAYALI se tiene los siguientes comentarios.

- En la SET Pucallpa se ha encontrado un transformador 60/22,9/10 kV de 36/45 MVA del año 2019 que actualmente viene operando, al respecto, ELECTRO UCAYALI debe aclarar la necesidad de este transformador, demostrando que aun con el ingreso de la SET Manantay se sigue requiriendo un transformador en la SET Pucallpa de 36/45 MVA; esto con la finalidad de solicitar su regularización y pueda ser remunerado por la demanda, previo análisis de Osinergmin.

Respuesta

El plan de expansión de las subestaciones se ha realizado para el período 2025-2034

(10 años) conforme lo establece la Norma Tarifas. El análisis correspondiente se desarrolla en el archivo “AnalisisSSEE.xlsx”.

Adicionalmente, en el análisis se ha considerado el estado actual de los transformadores (con vida útil se encuentra próximo a vencer) y cuyo informe se adjunta en la carpeta “ANALISIS TRS”.

Como resultado de dicho análisis, se propone u nuevo transformador de 60/22,9/10 kV para la subestación Pucallpa y la Baja de los existentes de menor capacidad (15 y 20 MVA).

- Actualmente, el transformador 60/22,9/10 kV de 15/4/15 MVA (ONAN) y 20/5,33/20 MVA (ONAF) del año 1995 se encuentra fuera de servicio, al respecto, ELECTRO UCAYALI debe aclar cual es el estado actual de este transformador, debido a que para el periodo vinculante llega a los 30 años de vida útil, para ello debe enviar el registro de fallas, análisis de aceite u otros sustentos con la finalidad de verificar la operatividad de estos transformadores.

Respuesta

En la propuesta PI 2025-2029 se propone su Baja. El sustento respectivo se desarrolla en el informe diagnóstico realizado a dicho transformador, adjunto en la carpeta “ANALISIS TRS”.

**Análisis de Osinergmin**

Respecto al proceso judicial, esta ha finalizado mediante Resolución N° 5 del 19 de setiembre de 2023 del Sétimo Juzgado Especializado en lo Contencioso Administrativo de Lima.

Por otro lado. ELECTRO UCAYALI aclara su solicitud, el cual, según el Volumen V de su PROPUESTA FINAL, la solicitud refiere a nuevo un transformador en la SET Pucallpa 60/22,9/10 kV – 30 MVA, y dar de Baja al transformador 60/22,9/10 kV – 20 MVA (ONAF) que actualmente se encuentra inoperativo en dicha subestación.

Sin embargo, en su respuesta a las observaciones también señala que “*se propone u nuevo transformador de 60/22,9/10 kV para la subestación Pucallpa y la Baja de los existentes de menor capacidad (15 y 20 MVA)*”. Por lo que, no queda claro si está solicitando la Baja de los dos transformadores en la SET Pucallpa o solo de uno de ellos, evidenciándose una contradicción con su PROPUESTA FINAL.

Respecto al estado actual de los transformadores ELECTRO UCAYALI envía como parte de sus sustentos un “Informe General de Entrega de los resultados de análisis de aceite”, elaborado por la empresa Qualitas S.A., según indica la norma IEEE C57.104-2019. La cual fue tomado en cuenta para el análisis que se encuentra en el numeral 6 del presente informe.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**40. Transformador 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Parque Industrial**

ELECTRO UCAYALI propone la implementación de un transformador 60/22,9/10 kV –

30 MVA en la SET Parque Industrial, debido al incremento de la demanda en la zona.

Se debe indicar que con la finalidad de descongestionar el devanado en 22,9 kV de la SET Parque Industrial se aprobó la SET Campo Verde en el PI 2017-2021, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe sustentar que aun con el ingreso de la SET Campo verde es necesario aprobar un nuevo transformador en la SET Parque Industrial.

Adicionalmente, de la visita de campo realizada se observa que el transformador 60/22,9/10 kV de 15/4/15 MVA (ONAN) y 20/5,33/20 MVA (ONAF) del año 1995 se encuentra fuera de servicio, al respecto, ELECTRO UCAYALI debe aclar cual es el estado actual de este transformador, debido a que para el periodo vinculante llega a los 30 años de vida útil, para ello debe enviar el registro de fallas, análisis de aceite u otros sustentos con la finalidad de verificar la operatividad de estos transformadores.

Respuesta

En la subestación Parque Industrial se solicita un nuevo transformador de 30 MVA porque la demanda superaría la capacidad de los transformadores disponibles de 15/4/15 y 20/5,33/20 MVA.

Asimismo, en base al análisis desarrollado en la respuesta a la observación 32, se propone un nuevo transformador en dicha subestación, para regularizar la condición del transformador que actualmente se encuentra en servicio y que fue aprobado como RESERVA.

Además, como ya se ha indicado en varias secciones líneas arriba, se está proponiendo la Baja de los transformadores de 15 y 20 MVA. El sustento respectivo se desarrolla en el informe diagnóstico realizado a dichos transformadores, adjunto en la carpeta “ANALISIS TRS”.

El sustento de la propuesta de nuevos transformadores se desarrolla en el Volumen 4 de la propuesta actualizada y los cálculos en el archivo “AnalisisSSEE.xlsx”.

**Análisis de Osinergmin**

ELECTRO UCAYALI actualizó su ESTUDIO donde aclara su solicitud de un nuevo transformador en la SET Parque Industrial. Sin embargo, en su respuesta a las observaciones también señala que “*Además, como ya se ha indicado en varias secciones líneas arriba, se está proponiendo la Baja de los transformadores de 15 y 20 MVA*”, cuando se verifica según su ESTUDIO que solo existe un transformador en la SET Parque Industrial de 20/5,33/20 MVA.

Respecto al estado actual de los transformadores ELECTRO UCAYALI envía como parte de sus sustentos un “Informe General de Entrega de los resultados de análisis de aceite”, elaborado por la empresa Qualitas S.A., según indica la norma IEEE C57.104-2019. La cual fue tomado en cuenta para el análisis que se encuentra en el numeral 6 del presente informe.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**41. Transformador 60/22,9/10 kV – 30 MVA en SET Yarinacocha y celdas varias**

ELECTRO UCAYALI propone la implementación de un transformador 60/22,9/10 kV –

30 MVA en la SET Yarinacocha, debido a la antigüedad de los transformadores existentes y la necesidad de un devanado en 22,9 kV.

De la visita de campo realizada se observa que la SET Yarinacocha cuenta con dos transformes: i) transformador 60/10 kV – 14 MVA (ONAN) del año 1993, que actualmente se encuentra fuera de servicio y ii) transformador 60/10 kV – 14 MVA (ONAN) del año 1993 el cual se ha modificado para soportar 17 MVA (ONAF), que actualmente se encuentra en servicio. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe aclar cual es el estado actual de estos transformadores, debido a que cumplieron los 30 años de vida útil, para ello debe enviar el registro de fallas, análisis de aceite u otros sustentos con la finalidad de verificar la operatividad de estos transformadores.

Respuesta

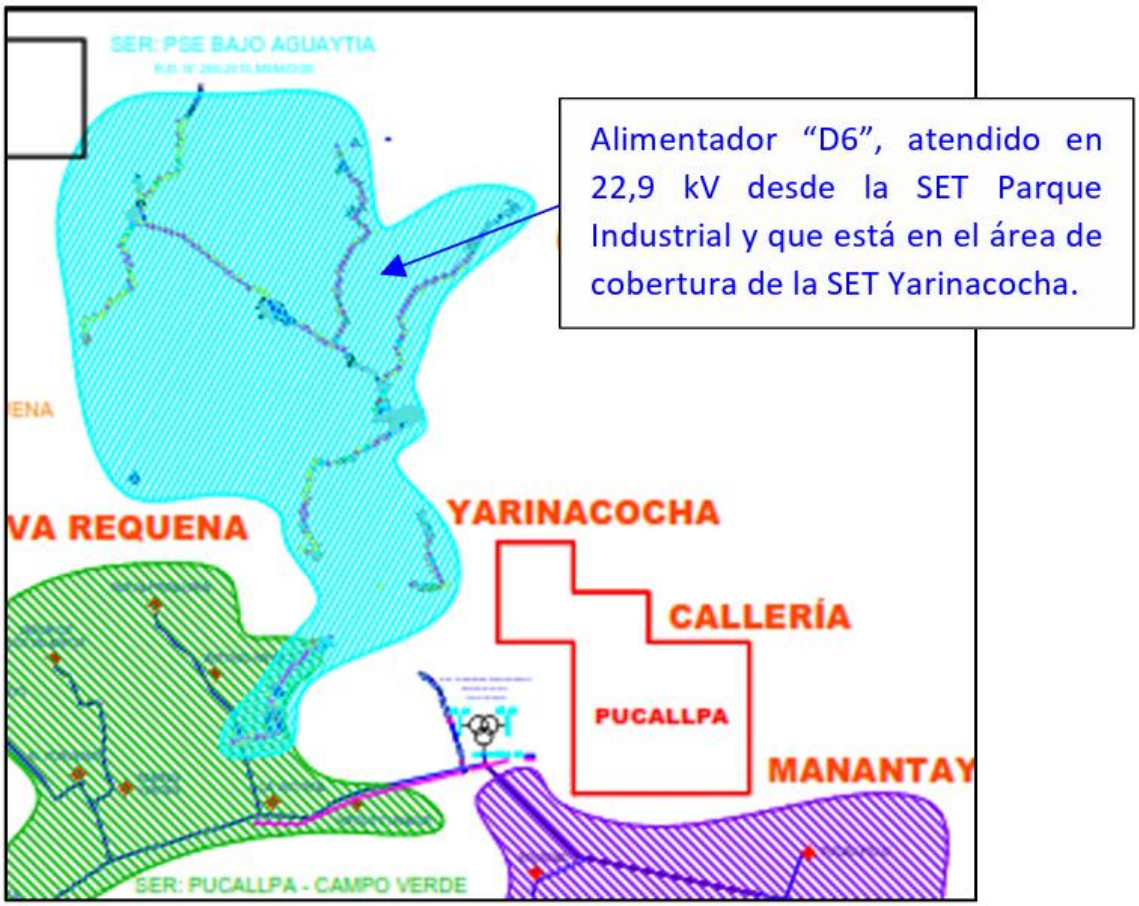
En la propuesta PI 2025-2029 se propone la Baja de dichos transformadores de 14 MVA. El sustento respectivo se desarrolla en el informe diagnóstico realizado a dichos transformadores, adjunto en la carpeta “ANALISIS TRS”.

Adicionalmente, respecto al pedido de considerar un devanado en 22,9 kV, ELECTRO UCAYALI debe enviar información que sustente la necesidad de un devanado de estas características y las demandas que plantea alimentar, presentando como sustento los mapas de densidad de carga y otra información complementaria que sustente su pedido.

Respuesta

Se propone implementar el devanado de 22,9 kV para atender la carga del alimentador “D6” que va hacia el sector de Bajo Aguaytía, el cual debería estar conectado a la SET Yarinacocha en 22,9 kV. Este alimentador es Rural y con potencial crecimiento, por tal motivo existe la necesidad de alimentadores en 22,9 kV; asimismo, se vienen desarrollando remodelaciones que están preparadas en 10-22.9 kV, que operan en 10 kV y deben migrar a 22,9 kV.

Alimentador “D6” de 10 kV




Por otro lado, respecto a las celdas en 22,9 kV y 10 kV se tiene los siguientes comentarios:

- Se debe aclarar la cantidad de celdas de alimentador en 22,9 kV solicitadas, dado que, en el numeral 4.3.3 de su Volumen IV y el numeral 2 de su Volumen V indica que necesita 2 y 3 celdas de alimentador respectivamente; esto también debe estar sustentado en el Formato F-204. Cuando el motivo de los alimentadores no sea por demanda, deberá presentar sustentos adicionales que motiven la aprobación de estas celdas.

Respuesta

En la nueva propuesta se considera la implementación del 22,9 kV en la subestación Yarinacochas. Como primera etapa -a considerar en el PI 2025-2029- se está solicitando una celda de alimentador para atender la carga del alimentador "D6" explicado en la sección anterior.

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

- Respecto a las celdas de alimentador en 10 kV, según en el numeral 4.3.3 de su Volumen IV señalan que los cambios son por "Renovación", sin embargo, en la visita de campo realizada a las instalaciones de ELECTRO UCAYALI, el personal de ELECTRO UCAYALI indicó que estas celdas eran adicionales a los ya instalados. Por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe aclarar el origen de la solicitud de instalación de estas celdas y la cantidad de celdas de alimentador que plantea instalar (cinco

celdas o dos celdas), esto debe estas sustentado en el formato F-204. Cuando el motivo de los alimentadores no sea por demanda, deberá presentar sustentos adicionales que motiven la aprobación de estas celdas.

Cabe señalar que, en la modificatoria del PI 2013-2017 se aprobó una celda de alimentador en 10 kV, sin embargo, este elemento aun no cuenta con Acta de Puesta en Servicio. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe aclarar el estado de esta celda de alimentador.

Respuesta

Respecto a las celdas de 10 kV, la "renovación" obedece a una reubicación de las celdas existentes, las mismas que estarán ubicadas en una nueva sala de control, junto con las celdas de 60 y 22,9 kV.

Respecto a la cantidad de celdas solicitadas (05), éstas obedecen a una reconfiguración de la red (en la nueva ubicación), logrando mejorar la confiabilidad y niveles de calidad en la red de distribución.

Respecto a la celda de alimentador aprobado en el PI 2013-2017 y que está pendiente de ejecutar, se solicita su retiro.

- ELECTRO UCAYALI debe aclarar la necesidad de considerar una celda de transformador en 10 kV adicional al aprobado en el PI 2013-2017 y que entró en servicio el año 2018, dado que, de aprobarse el transformador solicitado en la SET Yarinacocha, reemplazaría a los dos transformadores existes y solo se necesitaría una celda de transformador en 10 kV el cual ya se está remunerando.

Respuesta

Por lo explicado en la sección anterior, se solicita también la "renovación" de sólo una celda de transformación de 10 kV.

- ELECTRO UCAYALI debe aclarar el tipo de tecnología se utilizarán en estas celdas Metal Clad o Encapsuladas GIS, esto debe reflejarse en los códigos modulares solicitados.

Respuesta

Tecnología Metal Clad.

- Respecto al pedido de considerar celdas de medición en 22,9 kV y 10 kV, ELECTRO UCAYALI debe sustentar la necesidad de este pedido, dado que, actualmente algunas celdas poseen su propio sistema de medición. Caso similar sucedió con la celda de medición aprobado en la modificatoria del PI 2013-2017 y que posteriormente el propio ELECTRO UCAYALI solicitó su retiro.

Respuesta

La propuesta de Elementos PI 2025-2029 se realizó considerando un diseño estándar de subestaciones de transmisión y módulos aprobados en la BDME vigente.

**Análisis de Osinergmin**

Respecto al estado actual de los transformadores ELECTRO UCAYALI envía como

parte de sus sustentos un “Informe General de Entrega de los resultados de análisis de aceite”, elaborado por la empresa Qualitas S.A., según indica la norma IEEE C57.104-2019. La cual fue tomado en cuenta para el análisis que se encuentra en el numeral 6 del presente informe.

Respecto al pedido de considerar el devanado en 22,9 kV, ELECTRO UCAYALI sustenta su solicitud enviando el mapa donde se muestra la zona que desea alimentar con estas cargas en 22,9 kV. Sin embargo, no indica cuanto es la demanda en dicho alimentador y el posible potencial de crecimiento en dicha zona. Adicionalmente, ELECTRO UCAYALI aclara que requiere una celda de transformador en 22,9 kV, una celda de alimentador en 22,9 kV y una celda de medición en 22,9 kV. Finalmente, se encontró una contradicción entre la absolución de observaciones y el formato F-203, debido a que en la absolución de observaciones se indica que actualmente las cargas se alimentan desde la SET Parque Industrial en 22,9 kV, sin embargo, en el Formato F-203 está considerando un traslado de cargas de 10 kV a 22,9 kV de la misma SET Yarinacocha.

Respecto a las celdas de alimentador en 10 kV, ELECTRO UCAYALI aclara que requiere cinco celdas. Sin embargo, señala que esta renovación obedece a un tema de “reubicación”, la cual no sustenta la imposibilidad de mover las celdas existentes, teniendo en cuenta que estas celdas en su mayoría entraron en operación en julio del 2018. Adicionalmente, Respecto a la celda de alimentador aprobado en el PI 2013-2017 y que está pendiente de ejecutar, no corresponde su retiro por ser de un plan anterior.

Respecto a la solicitud de una celda de transformador en 10 kV adicional, actualmente se tiene remunerando dos celdas de transformador en 10 kV como parte del SST y una celda de transformador 10 kV (para acoplamiento de barras) como parte del SCT. Por lo tanto, al reemplazarse los dos transformadores por uno solo, corresponde considerar una celda de transformador en 10 kV. Al respecto no corresponde la renovación de esta celda debido a que ELECTRO UCAYALI no ha presentado los sustentos que demuestren que esta celda requiere renovación.

Respecto a las celdas al tipo de tecnología a utilizar, ELECTRO UCAYALI indica que se debe considerar celdas de tecnología metal Clad, sin embargo, en el formato F-300 está considerando módulos de celdas de tecnología Encapsulada GIS. Al respecto en la presente etapa se está aprobando las celdas en 22,9 kV con tecnología Metal Clad.

Finalmente, ELECTRO UCAYALI no indica ni sustenta el estado de las celdas conexas a los transformadores existentes, por lo que, en la presente etapa no se está considerando la renovación de las mismas.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

### 42. Renovación de la LT 60 kV Yarinacocha – Parque Industrial

ELECTRO UCAYALI propone retirar del PI 2021-2025 el proyecto “Renovación de la LT 60 kV Yarinacocha – Parque Industrial” y aprobarlo para el PI 2025-2029. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe sustentar cual es el motivo por el cual solicita realizar esta modificación. Adicionalmente, propone el retiro del proyecto asociado a la “Renovación de celdas en SET Parque Industrial” aprobado en el PI 2021-2025, sin embargo, a diferencia del caso anterior, no plantea una incorporación en el PI 2025-2029.

Para estos dos casos ELECTRO UCAYALI debe sustentar cual es el motivo de desistir de realizar estos proyectos aprobados en el PI 2021-2025, adicionalmente, debe indicar las acciones de contingencia que plantea realizar, dado que, indica que no realizaran estos proyectos en el periodo vinculante.

Respuesta

El motivo principal, por la cual se propone postergar el elemento LT 60 kV "SE Yarinacocha - SE Parque Industrial" del PI 2021-2025 al PI 2025-2029, radica fundamentalmente en el tema Financiamiento, se ha determinado un costo total de 16 Millones, el cual tendría que ser financiado a través de endeudamiento del por la DFC mediante el Banco Mundial, poniendo en riesgo de no llegar a cumplir como obra en curso.

Mayores detalles del sustento en la carpeta "LT 60kV SEYA_SEPI".

**Análisis de Osinergmin**

Si bien ELECTRO UCAYALI envía como parte de su sustento, la ficha técnica y viabilidad del proyecto "Mejoramiento y Ampliación de Línea de Transmisión en 60 kV, tramo SEYA-SEPI e Implementación de Celdas de Media Tensión en 10-22.9 kV en la Subestación Parque Industrial del Sistema Eléctrico de Pucallpa – Región Ucayali", el tema de financiamiento no es sustento suficiente para retirar un proyecto del Plan de Inversiones, especialmente cuando este proyecto fue solicitado por la propia ELECTRO UCAYALI en el PI 2021-2025. Adicionalmente, ELECTRO UCAYALI no indica las acciones de contingencia que plantea realizar para mitigar los problemas informados al momento de su aprobación.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como no absuelta.

**43. Anillo en 138 kV para el Sistema Eléctrico Pucallpa**

En el Plan de Transmisión 2023-2032 se aprobó como ITC el proyecto "LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa y nueva SET Shipibo 220/138 kV", con la finalidad que a futuro se realice un anillo en 138 kV desde la SET Shipibo hacia las SET Yarinacocha y/o SET Manantay. Al respecto, ELECTRO UCAYALI debe revisar y analizar si la actual SET Yarinacocha y futura SET Manantay cuentan con espacios suficientes para considerar un patio en 138 kV, incluyendo también el recorrido de las líneas en 138 kV donde se tenga menores complicaciones respecto a la servidumbre; como parte de la información se debe considerar el archivo .kmz del posible recorrido de la línea de transmisión, indicando los lugares donde puedan surgir problemas de servidumbre para realizar estos proyectos.

Finalmente, ELECTRO UCAYALI debe informar respecto a las coordinaciones que ha realizado con el COES respecto a este proyecto u otro necesario para brindar confiabilidad a los sistemas eléctricos que tiene responsabilidad ELECTRO UCAYALI.

Respuesta

La subestación Yarinacocha cuenta con espacio suficiente para implementar el patio de 138 kV. Respecto a la subestación Manantay, el área aprobada por Osinergmin no incluye el patio y equipamiento en 138 kV.

Subestación Yarinacocha

Proyecto ITC:

Para el análisis del sistema eléctrico al año 2034, se ha considerado el proyecto ITC incluido al Área de Demanda 14 y que forma parte del Plan Vinculante de Transmisión que debería concluirse antes del año 2028:

Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC):

- Enlace 220 kV Aguaytía – Shipibo
- Nueva SE Shipibo 220/138 kV

Considerando dicho proyecto, se ha verificado que el sistema de transmisión de Electro Ucayali no presenta problemas de sobrecarga y tensiones bajas en condición N y N-1 (contingencias).

**Análisis de Osinergmin**

Al respecto, ELECTRO UCAYALI ha indicado la disponibilidad de espacios en las SET Yarinacocha y Manantay, sin embargo, no ha indicado el posible recorrido que tendrían las líneas en 138 kV para evitar las complicaciones respecto a la servidumbre. Además, ELECTRO UCAYALI no ha informado las coordinaciones que se está realizando con el COES respecto a los proyectos necesarios en el AD 14.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**Respecto a los Formatos**

**44. Respecto a los Formatos F-200**

Respecto al archivo F-200 que se encuentra en la carpeta “05 FORMATOS”, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTRO UCAYALI no ha presentado los Formatos F-201, y no esta actualizado los Formatos F-206 y F-209.

Respuesta

Se ha completado y actualizado los formatos indicados.

- La información registrada en los formatos F-120 (SET) y F-121 del archivo F200-AD14, debe ser la misma que se encuentra en el archivo F100-AD14, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe corregir donde corresponda.

Respuesta

Los formatos F-100 y F-200 están vinculados a través del archivo “AnalisisSSEE.xlsx”.

- Los formatos F-203 está considerando un transformador 60/10 kV - 40 MVA para la SET Yarinacocha, sin embargo, en su ESTUDIO está considerando un transformador 60/22,9/10 kV – 30 MVA.

Respuesta

Se ha corregido dicha omisión.

- ELECTRO UCAYALI debe revisar los devanados y potencias de los transformadores en los formatos F-202 y F-203. Por ejemplo, en la SET Pucallpa no se está considerando el devanado en 22,9 kV.

Respuesta

Se ha revisado y corregido conforme lo indicado en este punto.

- El formato F-204 debe considerar la cantidad real de celdas de alimentador instaladas, por ejemplo, en la SET Pucallpa existen 13 celdas de alimentador, sin embargo, en el formato F-209 solo se está considerando 9 celdas de alimentador.

Respuesta

En el formato F-209 se ha consignado la cantidad de celdas reconocidas.

- El formato F-206 ELECTRO UCAYALI presenta información incompleta. Por ejemplo, los valores de los transformadores que se presentan en el informe no se encuentran detallados en el formato F-206.

Respuesta

Se ha corregido dicha omisión.

- La información consignada en los formatos F-209 y F-210 está incompleta; por ejemplo, en el formato F-209 no se indica los datos de los equipamientos por cada subestación.

Respuesta

Se ha completado dichos formatos considerando los resultados de la propuesta actualizada.

- ELECTRO UCAYALI presenta en el formato F-211, donde no muestra el resumen del área de demanda de las líneas de transmisión y los transformadores que se han propuesto por lo que la información se encuentra incompleta.

Respuesta

Se ha completado dicho formato considerando los resultados de la propuesta actualizada.

- ELECTRO UCAYALI no presenta información en el formato F-212, donde debe adjuntar el diagrama unifilar de las alternativas, de la SET propuesta y la vista de planta, asimismo no incluye los trazos de ruta de la líneas y ubicaciones de SETs nuevas proyectadas, ni la información en KMZ, entre otros por lo que la información se encuentra incompleta.

Respuesta

En el período 2025-2029 no se realizó la evaluación de alternativas.

Al respecto, se solicita que ELECTRO UCAYALI revise la información consignada en los formatos F-200 y corrija donde corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado se ha modificado los formatos F-200 conforme lo establecido en la Norma Tarifas.

**Análisis de Osinergmin**

Se ha revisado la información verificando que, si bien ELECTRO UCAYALI ha presentado los formatos completos actualizando la información. Sin embargo, aún se encuentran algunas inconsistencias, por ejemplo, en el formato F-203 el devanado en 22,9 kV del transformador en Parque Industrial, tiene una potencia de 30 MVA cuando la potencia inicial debe ser de 5,33 MVA; adicionalmente, tampoco está claro el año de entrada de los nuevos transformadores.

**Conclusión**

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

**45. Respecto a los Formatos F-300**

Respecto a los archivos F-300 se tiene los siguientes comentarios:

- En el Formato F-302 las instalaciones consideradas de la SET Yarinacocha no concuerda con el numeral 2 del Volumen V de su ESTUDIO, por lo tanto, ELECTRO UCAYALI debe corregir donde corresponda. Adicionalmente, está considerando elementos para la SET Aguaytía, sin embargo, esta solicitud no aparece en su ESTUDIO.

Respuesta

Se ha actualizado la valorización de los Elementos de la SET Yarinacocha retirando los costos de centro de control y telecomunicaciones; asimismo, el resultado de dicha valorización consignado en el cuadro 1 del Volumen 5.

- En los Formatos F-303, F-304 y F-305 está considerando costos de centro de control y telecomunicaciones, al respecto, ELECTRO UCAYALI no sustenta la necesidad de estas instalaciones, dado que, estas subestaciones son existentes y actualmente ya cuenta con estos equipamientos.

Respuesta

Se ha retirado dichos costos y actualizado la valorización en los formatos F-300.

**Análisis de Osinergmin**

Se ha revisado los formatos F-300, verificando que coinciden con los valores indicados en su ESTUDIO. Adicionalmente, se verifica que ya no está considerando los costos de centro de control y telecomunicaciones para las subestaciones existentes.

**Conclusión**

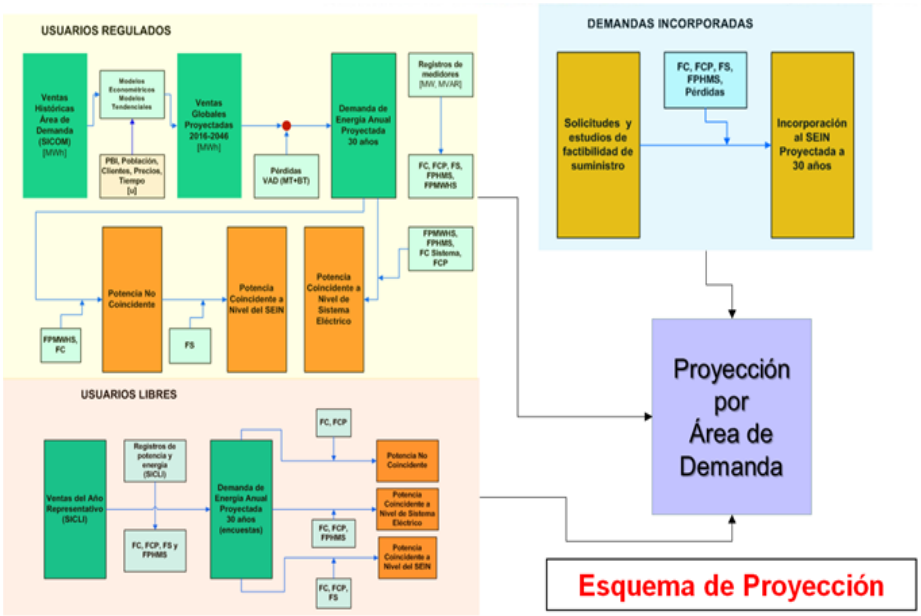
Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta.

# Anexo B
# Metodología para la Proyección de la Demanda

# METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología empleada en el presente estudio está basada en lo señalado en la Norma "Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" ("NORMA TARIFAS") aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. En la Figura Nº 1 se presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

**Figura N° 1: Flujograma 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 Osinergmin: 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 Nº 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 Nº 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**

Dependent Variable: CLI14
Method: Least Squares
Date: 10/12/23 Time: 12:08
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments

| 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 Nº 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/libr

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 Nº 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:

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

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 polinómica2

- Tendencia polinómica3
- Tendencia potencial

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

**Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía**

| MÉTODO: | | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ECUACIÓN: | | VENTAS<br>C<br>T | LOG (VENTAS)<br>C<br>T | VENTAS<br>C<br>LOG(T) | VENTAS<br>C<br>T<br>T^2 | VENTAS<br>C<br>T<br>T^2<br>T^3 | LOG(VENTAS)<br>C<br>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 Osinergmin)

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 Osinergmin)

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 Osinergmin)

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 Osinergmin)

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 Nº 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 | | |

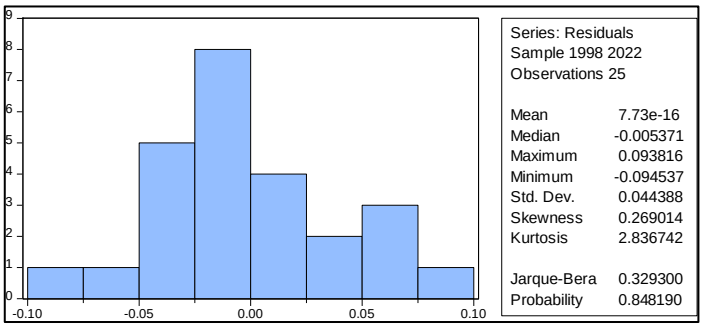
## Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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.

- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.

- Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.

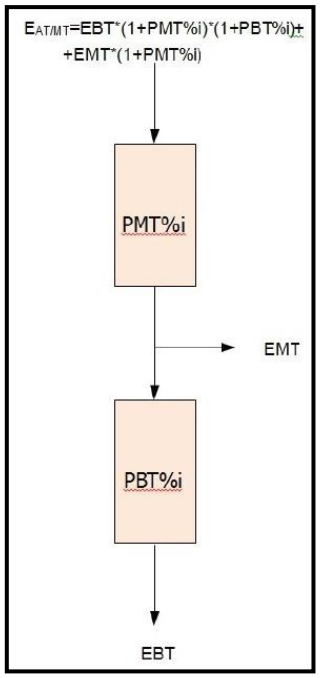
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

## B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 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 añadido las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

**Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía**

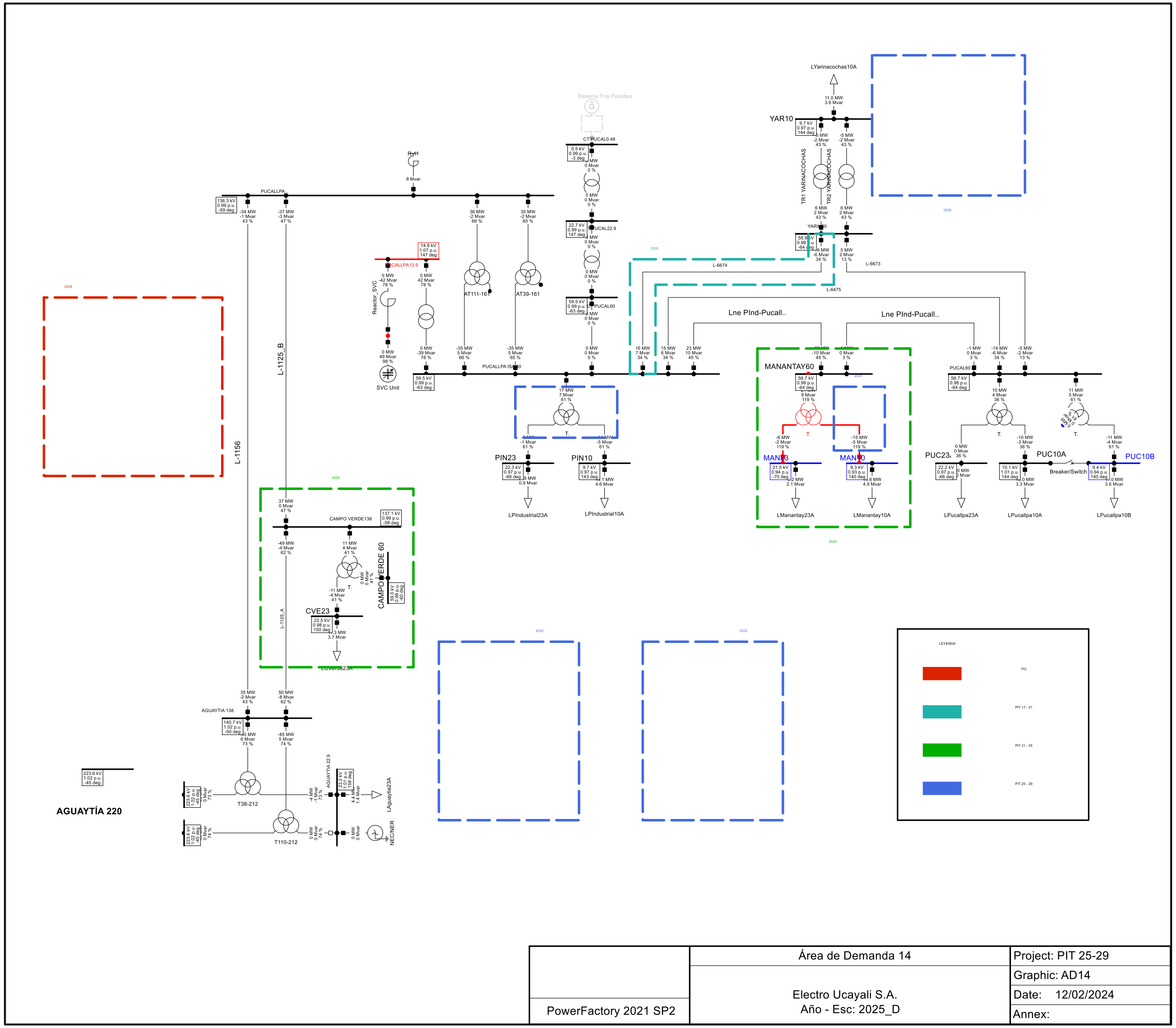



## B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

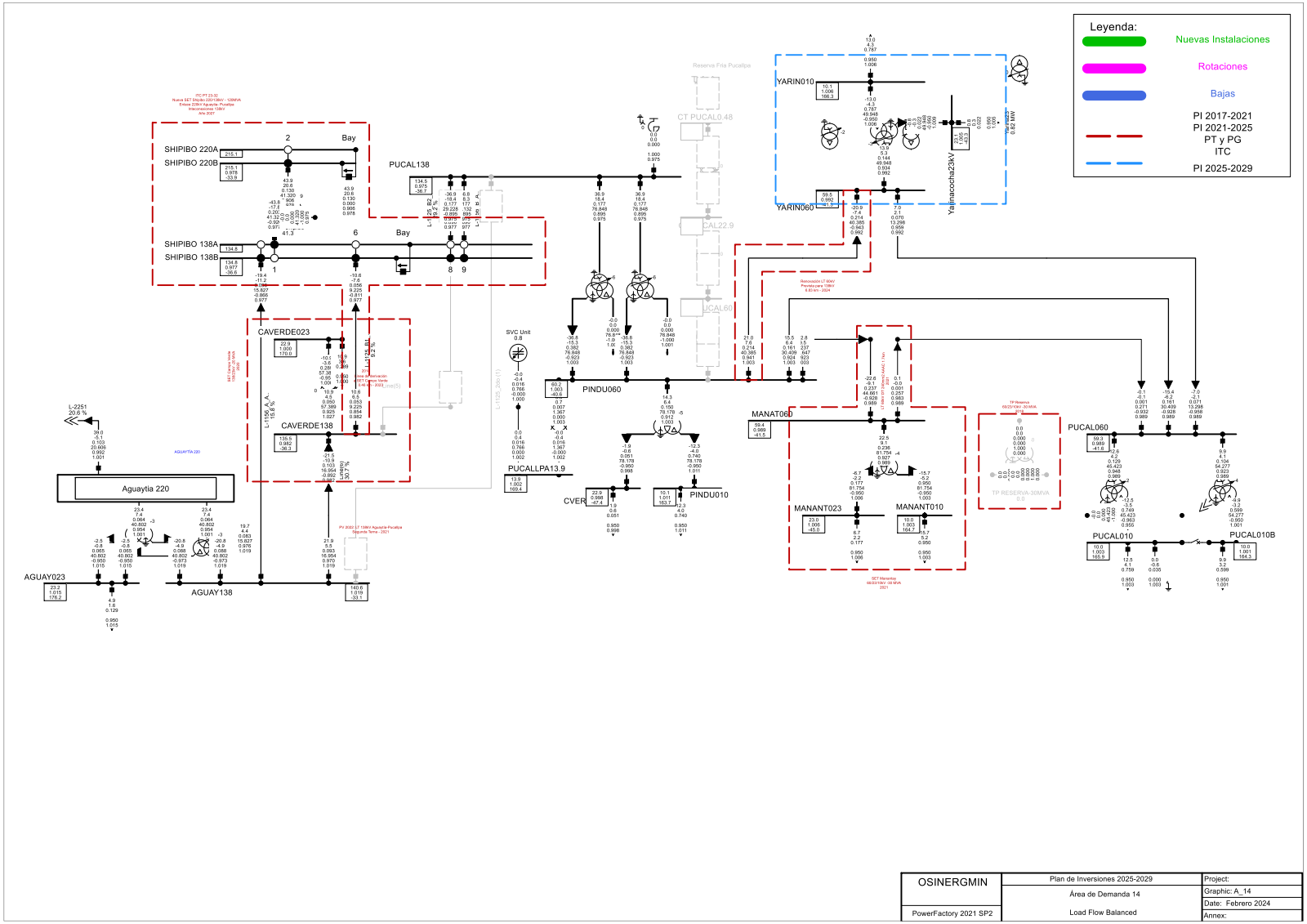
Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

# Anexo C
# Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Electro Ucayali


PUCALLPA
L-1125_B
L-1156
CAMPO VERDE 60
CVE23
AGUAYTIA 138
AGUAYTÍA 220
T38-212
T110-212
PIN23
PIN10
MANANTAY60
YAR10
TR1 YARINACOCHAS
TR2 YARINACOCHAS
L-6674
L-6475
L-6673
Lne Plnd-Pucall..
PUC23
PUC10A
PUC10B
SVC Unit
AT111-161
AT39-161
LPIndustrial23A
LPIndustrial10A
LManantay23A
LManantay10A
LPucallpa23A
LPucallpa10A
LPucallpa10B
LYarinacochas10A
LEYENDA
Área de Demanda 14
Electro Ucayali S.A.
Año - Esc: 2025_D
PowerFactory 2021 SP2
Project: PIT 25-29
Graphic: AD14
Date: 12/02/2024
Annex:

# 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 | 1 074 592 |

(*) 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 15/20/25 MVA | SET Pucallpa |
| 2 | ELECTRO UCAYALI | 2028 | Transformador 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)**

| | Titulares AD 14 | | Proyecto Osinergmin | |
|---|---|---|---|---|
| Año | 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) | Osinergmin (C) | C/A-1 | C/B-1 |
|---|---|---|---|---|---|
| **2025** | 2 040 945 | 2 904 102 | - | **-** | **-** |
| **2026** | 911 476 | - | - | **-** | **-** |
| **2027** | - | - | - | **-** | **-** |
| **2028** | 2 335 336 | 2 187 494 | 1 074 592 | **-54%** | **-51%** |
| **2029** | - | 145 610 | - | **-** | **-** |
| **TOTAL** | **5 287 757** | **5 237 205** | **1 074 592** | **-79,7%** | **-79,5%** |

# 9. Referencias

[1] Estudio Técnico Económico presentado por ELECTRO UCAYALI como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).

[2] Observación al Estudio presentado por ELECTRO UCAYALI – Osinergmin (setiembre 2023).

[3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).

[4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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