
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 5

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 5¹ (en adelante "AD 5"), para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 5 comprende instalaciones de las empresas Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO"), Statkraft Perú S.A. (en adelante "STATKRAFT"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), UNACEM PERÚ S.A. (en adelante "UNACEM"), Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") y Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "TRANSMANTARO") (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que, ELECTROCENTRO, UNACEM, STATKRAFT y ELECTROPERÚ presentaron su Estudio Técnico - Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 5 (en adelante "ESTUDIO"), correspondiente al periodo 2025-2029; sin embargo, la empresa ELECTROPERÚ, indicó que no requiere de nuevas inversiones en el presente Plan de Inversiones en Transmisión. Por otra parte, las empresas CONELSUR, ADINELSA y CTM no presentaron su ESTUDIO para el AD 5.

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

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado el estudio técnico – económico presentado por los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a dicho estudio, las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que al respecto han

¹ Área de Demanda 5: está comprendido por los sistemas eléctricos ubicados en los departamentos Huánuco, Pasco, Junín, y parte norte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho.
Cabe indicar que las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

presentado los TITULARES y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe; así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin.

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

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinerghmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO, STATFKRAFT y UNACEM, se han considerado los siguientes criterios generales de planificación para el análisis Osinerghmin:

- ◆ Se ha incluido nuevas demandas que cuentan únicamente con el sustento documentado. 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 AD 5; 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 de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.
- ◆ Las sobrecargas por déficit de oferta de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores – para identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio.

Como consecuencia de la aplicación de estos criterios generales, se aprueba la implementación de los siguientes proyectos, cuya responsabilidad de ejecución es la siguiente:

ELECTROCENTRO:

- **Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA y celdas asociadas en la SET Salesianos para el año 2025**, por temas de antigüedad y **condiciones** ineficientes de operación, debido a que, se ha sustentado – mediante Informe Técnico que evidencia pruebas de análisis de aceite y registros fotográficos – que los (02) Transformadores de 60/10 kV de 9 MVA y 14 MVA que operan en la SET Salesianos presentan deterioro. Asimismo, se aprueba la Baja de los (02) Transformadores 60/10 kV de 9 MVA y 14 MVA y sus celdas asociadas.
- **Implementar un Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA en la SET Salesianos para el año 2028**, por temas de confiabilidad debido a que, mediante la metodología de transformadores de Reserva de Compartida, se identificó la necesidad de disponer de un Transformador de Reserva Compartida para el parque de transformadores 60/22,9/10 kV que conforman el Área de Demanda 5. Asimismo, se

aprueba la Baja remunerativa del Transformador de Reserva 60/10 kV (existente) de 15 MVA en SET Parque Industrial que pertenece a la lista de SSTD.

- **Implementar un Transformador de 60/22,9/13,2 kV de 15/15/15 MVA en la SET Jauja para el año 2028**, por temas de sobrecarga debido al crecimiento de nuevas cargas incorporadas. Asimismo, el transformador 60/13,2 kV se mantiene en condición de capacidad disponible con proyección a ser utilizado en la SET Shelby cuando la demanda lo requiera.
- **Renovar dos (02) celdas de línea – transformador de 60 kV, una en la SET Huanta y la otra en la SET Cangallo para el año 2026**, por temas de antigüedad, debido a que parte de las componentes del Elemento, a ser renovados, superan los 40 años de antigüedad, y que a partir de la información presentada se ha verificado que parte de las componentes del Elemento presenta desgaste e ineficiencias que conllevaría a un evento de probabilidad de riesgo en la seguridad durante la operación y/o mantenimiento. Asimismo, corresponde aprobar la Baja remunerativa a las celdas que serán renovadas.
- **Renovar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Huanta para el año 2026**, por temas de antigüedad, debido a que parte de las componentes del Elemento, a ser renovados, superan los 40 años de antigüedad, y que a partir de la información presentada se ha verificado que, parte de las componentes del Elemento requeriría acciones de mantenimiento fijas en el aislamiento, que evidenciaría una de las causas originadas por la antigüedad. Asimismo, corresponde aprobar la Baja de la celda de alimentador 10 kV (existente) al momento que se ejecute la renovación aprobada.

Además, se ha verificado en base a las visitas técnicas realizadas “in situ” en la SET Huanta, que corresponde dar de Baja, la celda de alimentador en 10 kV (A4009) para el año 2025; en concordancia con la definición de “Baja” del artículo 4.4) de la Norma “Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” aprobado con Resolución N° 057-2020 OS/CD.

STATKRAFT:

- **Implementar una Barra en 138 kV en la SET Yaupi, mediante una (01) celda de línea en 138 kV para el año 2025**, debido a la necesidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en la conexión con la demanda de Oxapampa en 138 kV. Además, se reconocerá el módulo de obras comunes necesario para la ejecución de la celda de línea en 138 kV, aprobada. Cabe precisar que, el proyecto aprobado no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar el Anteproyecto elaborado por el COES “Celda de Acoplamiento 138 kV a la SET Yaupi (STATKRAFT)” según lo dispuesto en el numeral 1.8) del Decreto Supremo 018-2021-EM.
- **Implementar una (01) Celda de Línea 50 kV en la SET Oroya Nueva, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025 para el año 2025**, debido a la necesidad de reubicar la celda línea-transformador en 50 kV por cuestiones técnicas-operativas, seguridad y de espacio, para instalar el proyecto aprobado “Autotransformador 72,5/50 kV de 12,5 MVA”, aprobado en el PI 2021-2025.

UNACEM:

- Ejecutar la Baja remunerativa de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” (instalados en Caripa) para el año 2025; debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del proyecto

“Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el PI 2021-2025.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe precisar que, los Elementos dados de Bajas corresponden a “Bajas Remunerativas”, no implicando *–desde al ámbito regulatorio–* un mandato de desmontaje o la no operación de las instalaciones por parte del Titular, de considerarlo conveniente.

En resumen, el Plan de Inversiones del AD 5, para el período 2025-2029, se muestra a continuación:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 5
Periodo 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	4 119 882	-	75	10
ELECTROCENTRO	3 380 246	-	75	8
AT				
Celda	776 758	-	-	3
Línea	-	-	-	-
Transformador	2 463 306	-	75	3
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	140 180	-	-	2
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	739 636	-	-	2
AT				
Celda	270 478	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	469 158	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

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

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN.....	13
3. PROPUESTA INICIAL.....	18
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	18
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	20
3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES:	20
3.2.2 Bajas solicitadas por los TITULARES	21
3.2.3 Propuestas de Inversiones	22
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	25
5. PROPUESTA FINAL	31
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	31
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	33
5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES:	33
5.2.2 Bajas solicitadas por los TITULARES	34
5.2.3 Propuestas de Inversiones	35
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	38
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	38
6.1.1 Información Base.....	39
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	40
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	40
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas.....	40
6.1.5 Proyección Global	41
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)	42
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN.....	48
6.2.1 Consideraciones en el Planeamiento.....	49
6.2.2 Diagnóstico de la situación actual.....	50
6.2.3 Alternativas de expansión de la transmisión	54
6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029	78
6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 79	
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
8. ANEXOS.....	82
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	83
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	99
ANEXO C METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	115
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	124
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	129
ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN ...	133
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS.....	135
9. REFERENCIAS	137

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinerghmin.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 5, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029), el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO"), Statkraft Perú S.A. (en adelante "STATKRAFT"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), UNACEM PERÚ S.A. (en adelante "UNACEM"), Consorcio Energético Huancavelica S.A. (en adelante "CONENHUA"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ") y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") y Consorcio Transmántaro S.A. son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 5, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerado por la demanda.

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

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado los Estudios Técnico-Económico presentados por los titulares de instalaciones de transmisión como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentaron para

absolver las observaciones formuladas por Osinergrmin a dichos estudios; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

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

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

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

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

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

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

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

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

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

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

- Norma 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”).

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo A de los informes que sustentaron la publicación del proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones 2025 – 2029.

Publicación del Proyecto de Resolución

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

Segunda Audiencia Pública

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

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

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

Opiniones y Sugerencias

Según el cronograma estuvo previsto hasta el 26 de marzo de 2024, que los interesados presenten a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029.

Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

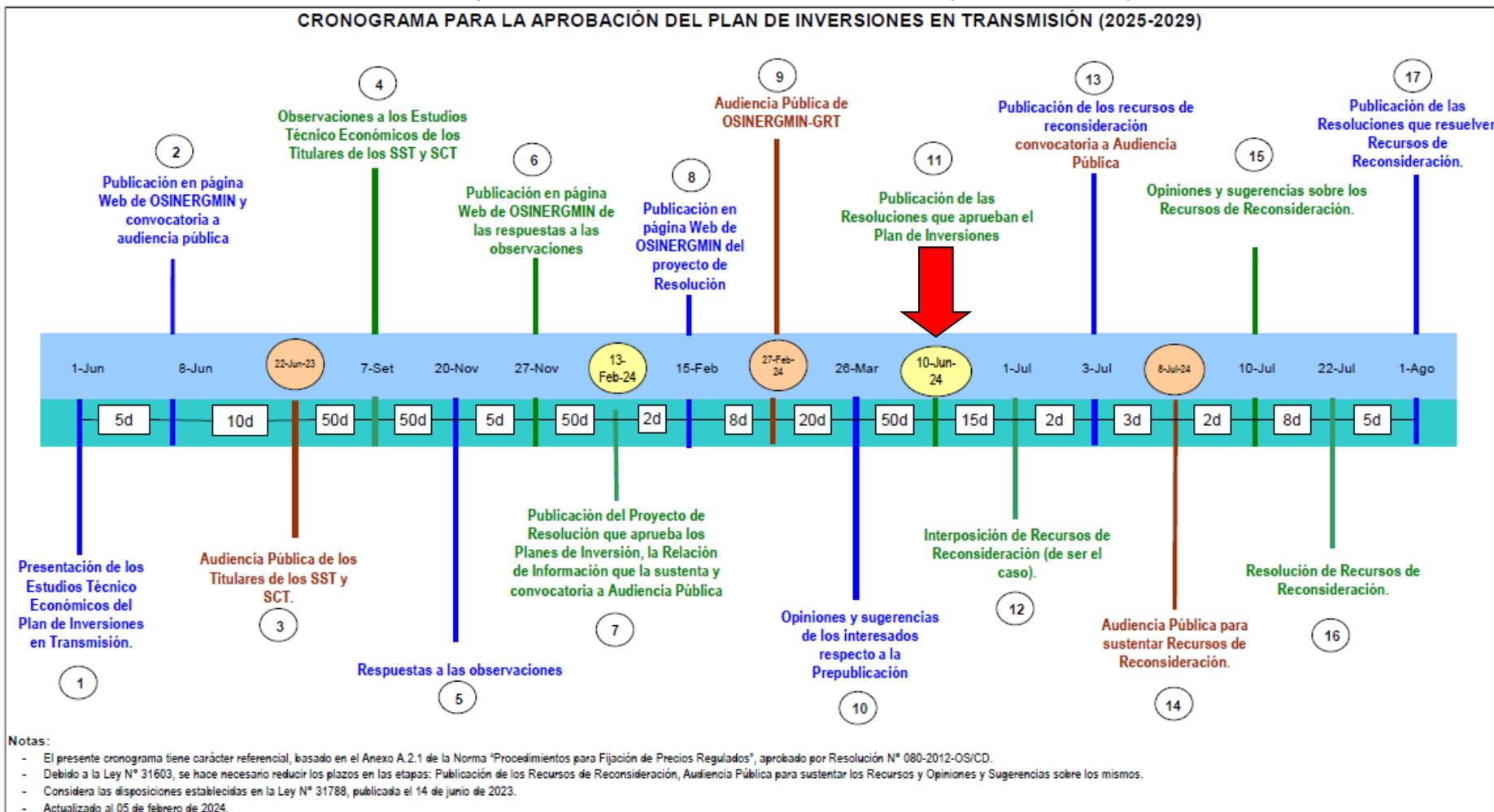
De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinermin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

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

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

Gráfico N° 1-1

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 5 está circunscrita a los departamentos de Huánuco, Pasco, Junín, y parte norte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho, los cuales se ubican en la región Centro del Perú.

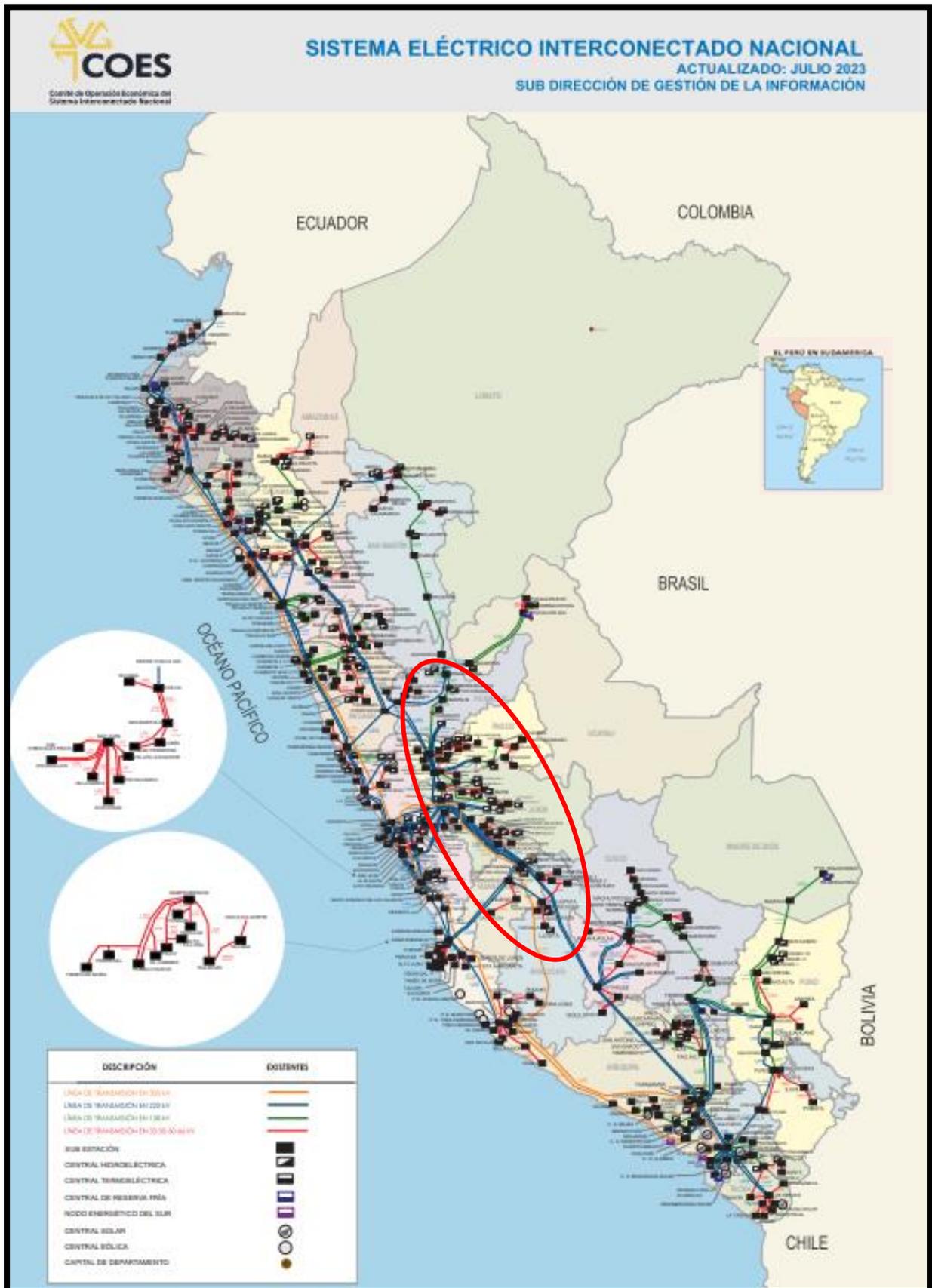
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las ELECTROCENTRO, STATKRAFT, REP, UNACEM, CONELSUR, ELECTROPERÚ, ADINELSA y CTM.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 5 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo-Llusita, Huanta Rural, Ayacucho Rural SER, Cangallo - Llusita SER y Huanta Rural SER
- Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER
- Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER
- Huánuco, Huánuco Rural 1 y 2
- Pampas y Tablachaca
- Pasco y Pasco Rural
- Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo
- Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER
- Tingo María y Tingo María SER
- Tocache y Tocache Rural

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 5.

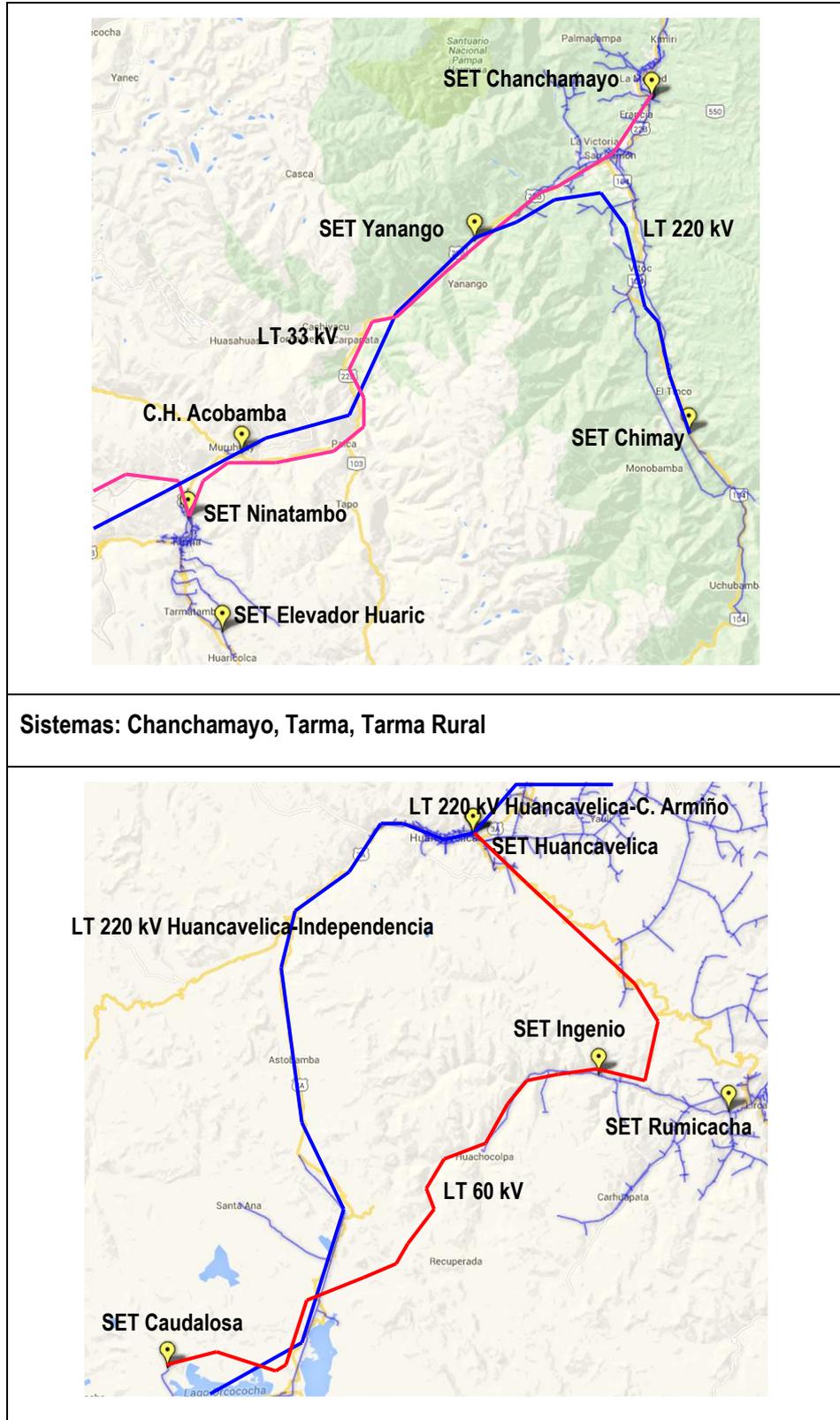
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 5



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

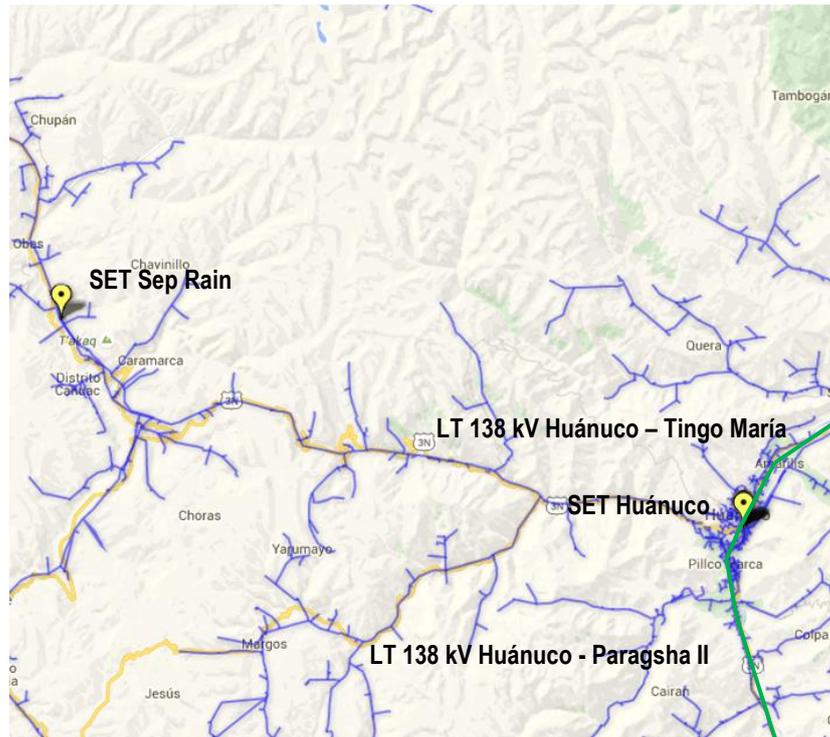
Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 5.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 5

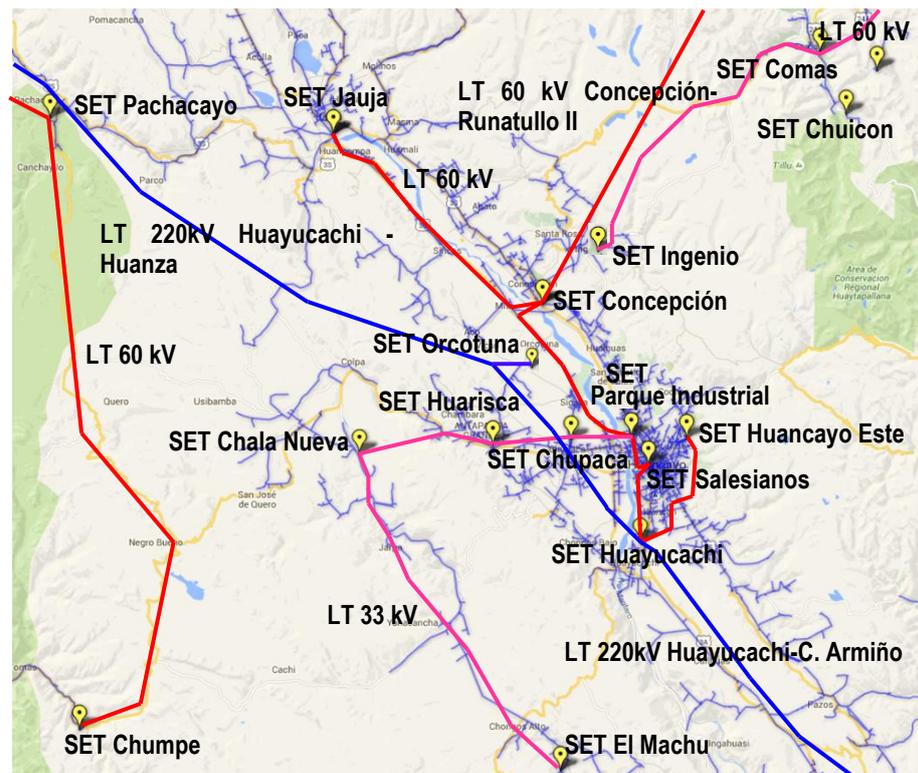


Sistemas: Chanchamayo, Tarma, Tarma Rural

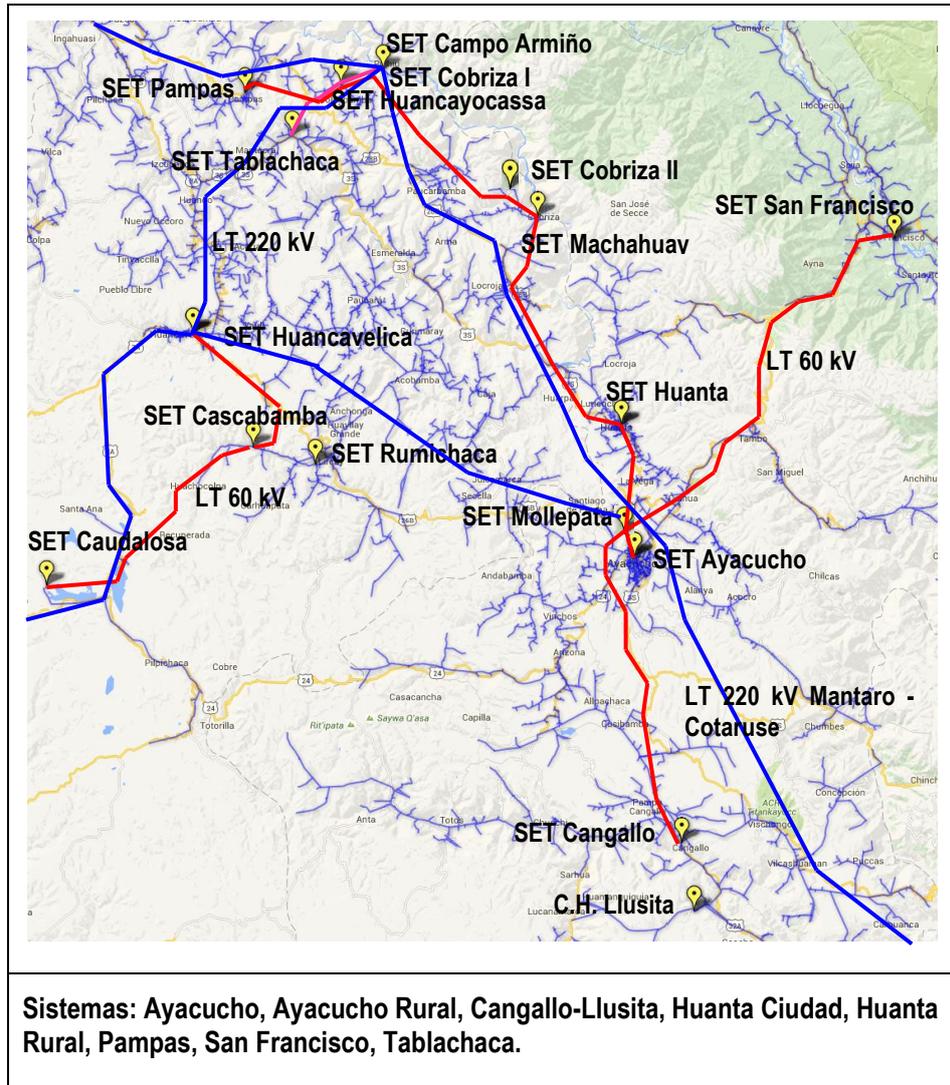
Sistemas: Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER



Sistemas: Huánuco, Huánuco 1, Huánuco 2



Sistemas: Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante las cartas N° ELCTO-GT-0483-2023 y SKP/GOP-081-2023, el 01 de junio de 2023, ELECTROCENTRO y STATKRAFT, respectivamente, presentaron el Estudio Técnico-Económico que sustenta sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029, en el Área de Demanda 5.

De otro lado, la empresa UNACEM mediante carta GOC-023-23 de fecha 01 de junio de 2023, solicita únicamente la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y celdas conexas”; mientras que, la empresa ELECTROPERU, mediante carta N° 00249-2023-C recibida el 24 de mayo de 2023, comunica que no prevé nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 5.

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

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTROCENTRO indica haber proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados por sistema eléctrico y finalmente en forma global para toda el Área de Demanda 5. Además, agrega que las estimaciones se realizaron sobre la información histórica de las ventas de energía desagregada por sistema eléctrico y por nivel de tensión, y que en la proyección de energía de los clientes regulados del Área de Demanda 5, se aplicaron métodos tendenciales y econométricos.

Por otra parte, ELECTROCENTRO menciona que, con los valores de potencia por barra, obtenidos a partir de los registros de carga, ha proyectado su crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión y que luego a la proyección de demanda de Usuarios Regulados, ha agregado las demandas de los clientes libres y las demandas adicionales (cargas incorporadas).

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 ELECTROCENTRO:

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 5 - ELECTROCENTRO
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW) – Demanda AT y MT

Año	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	Pampas y Tablachaca	Pasco y Pasco Rural	Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER	Tingo María y Tingo María SER	Tocache y Tocache Rural
2022	41,91	17,04	74,20	36,14	3,51	61,99	21,04	15,69	13,04	17,16
2023	42,69	17,28	75,56	36,79	3,58	62,42	21,43	15,99	13,29	17,40
2024	51,18	18,16	82,19	38,07	4,21	64,37	22,20	16,57	13,77	17,88
2025	52,71	19,04	85,80	39,34	4,34	66,08	22,97	17,15	14,25	18,35
2026	54,25	19,92	89,41	40,62	4,47	67,60	23,74	17,73	14,73	18,83
2027	55,31	20,64	92,20	41,50	4,56	68,86	24,27	18,13	15,07	19,15
2028	56,39	20,98	94,07	42,40	4,65	69,45	24,81	18,53	15,40	19,49
2029	57,50	21,33	95,99	43,32	4,75	70,05	25,37	18,95	15,75	19,83
2030	58,63	21,68	97,94	44,26	4,84	70,66	25,93	19,38	16,11	20,18
2031	59,79	22,04	99,95	45,22	4,94	71,29	26,51	19,81	16,47	20,54
2032	60,98	22,41	101,99	46,21	5,04	71,93	27,10	20,26	16,84	20,90
2033	62,19	22,79	104,09	47,21	5,14	72,59	27,71	20,71	17,22	21,27
2034	63,42	23,17	106,23	48,24	5,25	73,26	28,33	21,18	17,61	21,66
TC	3,5%	2,6%	3,0%	2,4%	3,4%	1,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,0%

Nota:

- (1) Formato F-121 de ELECTROCENTRO.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 5 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.
- (4) Para el sistema eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo" se considera la demanda en MT y la demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.
- (5) UNACEM no presenta su Proyección de Demanda (F-100).

Del cuadro N° 3.1 se analiza que ELECTROCENTRO propone los siguientes incrementos de demanda:

- Para el sistema eléctrico "Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural", incremento de 37,2% en el año 2029 (57,50 MW) respecto de 2022 (41,91 MW).
- Para el sistema eléctrico "Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER", incremento de 29,4% en el año 2029 (95,99 MW) respecto de 2022 (74,20 MW).
- Para el sistema eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo", incremento de 20,5% en el año 2029 (25,37 MW) respecto de 2022 (21,04 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROCENTRO y STATKRAFT, proponen nuevas instalaciones de transmisión para el Área de Demanda 5; mientras que, ELECTROPERÚ comunica que no requiere nuevas inversiones en transmisión. Por otra parte, UNACEM sólo solicita la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y celdas conexas” correspondiente a su Titularidad.

3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES:

ELECTROCENTRO:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de solucionar las sobrecargas por incremento de demanda, renovación de Elementos de Transmisión por antigüedad y/o fallas, mejorar la confiabilidad del sistema por el criterio “N-1” y mejorar la caída de tensión en la red de transmisión, que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Huancavelica**
 - a) Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en SET Friaspata para el año 2029.
- **Sistema Eléctrico Huancayo – Valle Del Mantaro 1, 2, 3 Y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER**
 - b) Implementación de TP de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en SET Concepción para el año 2026.
 - c) Implementación de TP de 60/13,2/10 kV de 15 MVA en SET Jauja para el año 2027.
 - d) Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos para el año 2025.
 - e) LT 60 kV Orcotuna – Parque Industrial – Chupaca + Nueva SET 60/23/13,2 kV de 15 MVA para el año 2029.
 - f) LT 60 kV Chupaca – Huamancaca + Nueva SET Huamancaca 60/10 kV de 7 MVA para el año 2029.
- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
 - g) Implementación de TP de 50/22,9/10 kV de 2 MVA en SET Shelby para el año 2025.
- **Sistema Eléctrico Chahuamayo – Satipo – Pichanaki – Pozuzo**
 - h) LT 60 kV Puerto Bermúdez – Santa Rosa – Codo Pozuzo, nueva SET Santa Rosa y nueva SET Pozuzo para el año 2029.

- i) Nueva LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + Nueva SET 138/60/23 kV de 30 MVA y celdas asociadas para el año 2026.
- **Sistema Eléctrico Sistema Eléctrico Huanta Ciudad, Cangallo y Huanta Rural SER**
- j) Dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV para la SET Huanta para el año 2026.

STATKRAFT:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de renovar Elementos de Transmisión por antigüedad, seguridad y confiabilidad – *que en algunos casos no son reconocidos actualmente como SSTD* – que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
- k) Ampliación de la SET Pomacocha mediante un nuevo Transformador 220/50 kV de 50 MVA + LT 50 kV doble terna de SET Pomacocha – SET Antuquito + BC 23 kV de 5 MVA en SET Antuquito y celdas asociadas para el año 2028.
- l) Creación de Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante celdas en 138 kV: 01 celda de Línea + 02 Celdas de Transformador + 01 celda de medición para el año 2026.
- m) Nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVA y celdas asociadas en la SET San Mateo para el año 2026.
- n) Renovación de la LT 50 kV Carhuamayo – Junín + LT DT 50 kV Buenavista-Vista Alegre-Excelsior para el año 2029.
- o) Implementar nueva LT ST 50 kV Oroya – SET Oroya Nueva y celdas asociadas para el año 2027.
- p) Reconocimiento como SSTD de la LT 138 kV Caripa – Carhuamayo + Transformador 138/50/11 kV – 30/30/6,56 MVA de la SET Carhuamayo para el año 2025.
- q) Reconocimiento de una nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva para el año 2025, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.

3.2.2 Bajas solicitadas por los TITULARES

UNACEM:

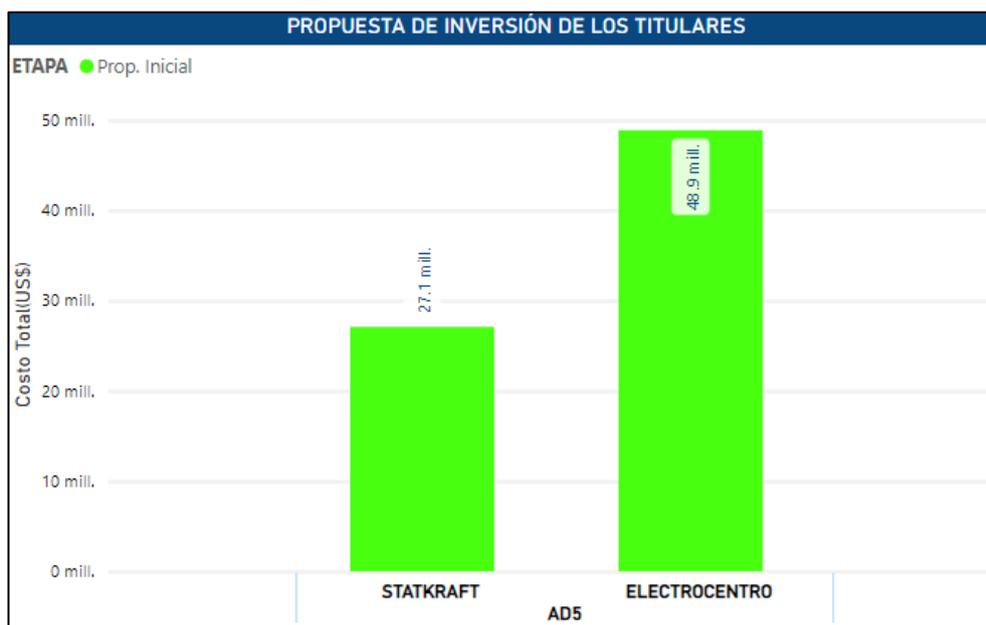
- **Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo**

Solicita la Baja tarifaria de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” para el año 2025; debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del

proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2023.

3.2.3 Propuestas de Inversiones

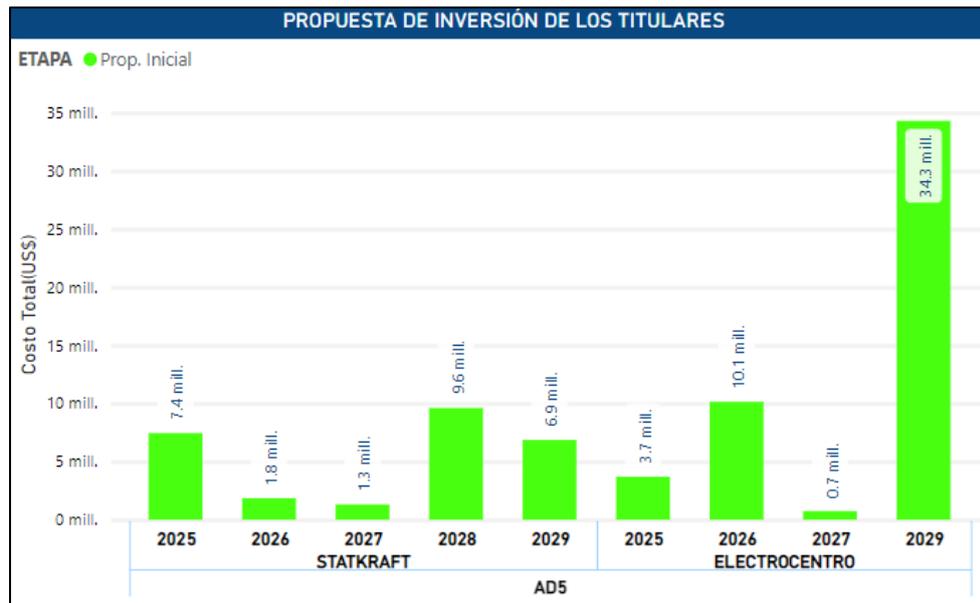
Los TITULARES en su PROPUESTA INICIAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, que ascienden a un valor aproximado de 75,9 millones de dólares, compuesto por: i) ELECTROCENTRO: 48,9 millones de dólares, ii) STATKRAFT: 27,1 millones de dólares y iii) UNACEM y ELECTROPERÚ: no solicita inversiones.



Fuente: PROPUESTA INICIAL de los TITULARES. Elaboración propia

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

- ELECTROCENTRO considera ejecutar el 7,6% de su inversión total en el año 2025, el 20,7% de su inversión total en el año 2026, el 1,5% de su inversión total en 2027 y finalmente el 70,2% de su inversión total en el año 2029.
- STATKRAFT considera ejecutar el 27,5% de su inversión total en el año 2025, el 6,8% de su inversión total en el año 2026, el 4,8% de su inversión total en 2027, el 35,5% de su inversión total en 2028 y finalmente el 25,4% de su inversión total en el año 2029.



Fuente: PROPUESTA INICIAL de los TITULARES. Elaboración propia

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

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 5
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	75 944 573	401,53	263	116
ELECTROCENTRO	48 872 291	259,32	169	87
AT				
Celda	9 404 909	-	-	34
Línea	22 886 120	235,92	-	4
Transformador	7 969 313	-	139	10
MAT				
Celda	1 179 693	-	-	3
Línea	2 811 110	23,40	-	1
Transformador	1 132 221	-	30	1
MT				
Celda	3 488 925	-	-	34
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	27 072 282	142,21	94	29
AT				
Celda	3 373 831	-	-	15
Línea	12 884 922	88,72	-	4
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 992 292	-	-	5
Línea	5 555 009	53,49	-	1
Transformador	2 601 360	-	80	2
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	664 868	-	14	2
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través del Oficio N° 1518-2023-GRT y Oficio N° 1510-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinermin remitió a ELECTROCENTRO y UNACEM, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico-Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Asimismo, mediante Oficio N° 1515-2023-GRT, se remitieron las observaciones a las propuestas de la empresa STATKRAFT.

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

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

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

Se señaló, además, que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las

siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

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

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

- El ESTUDIO presentado por ELECTROCENTRO carece de sustento técnico-económico y de información complementaria relevante para verificar y justificar las necesidades de los proyectos y/o Elementos solicitados dentro del planeamiento del PI 2025-2029, puesto que se advierte la presentación de información de manera incompleta y no actualizada de los sistemas eléctricos del Área de Demanda (“AD 5”) para el análisis eléctrico dentro del periodo del PI 2025-2029. Al respecto, se solicita complementar, actualizar y/o corregir la información que permita al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin” o “Regulador”) verificar, analizar y evaluar la propuesta íntegra sobre las necesidades y alternativas técnicas-económicas para los sistemas eléctricos que conforman el AD 5.
- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad. De igual modo, se advierte la necesidad de considerar proyectos de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, ELECTROCENTRO debe complementar la información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- El resumen ejecutivo del ESTUDIO no contiene un consolidado sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos propuestos para retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROCENTRO debe completar la información faltante donde corresponda.

- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROCENTRO, no presenta dicho análisis y/o evaluación en la totalidad de propuestas de nuevos proyectos, limitándose a proponer una única alternativa, la misma que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económica de mínimo costo. Al respecto, ELECTROCENTRO debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- ELECTROCENTRO ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.
- ELECTROCENTRO 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 guarde coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Sobre los años de Puesta en Operación Comercial (“POC”) de los proyectos y/o Elementos solicitados por ELECTROCENTRO para el AD 5, se solicita que ELECTROCENTRO comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos que sustenten por qué no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, ELECTROCENTRO debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.
- El archivo de flujo de potencia Digsilent (“BD SEIN-GRT - AD05.pfd”) – que sustenta el análisis eléctrico de los proyectos y evaluación de alternativas propuestos en el PI 2025-2029 – debe tener coherencia con toda la información presentada en el ESTUDIO. Asimismo, la información de cada proyecto propuesto debe de modelarse en el año en el cual se identifica la necesidad para el sistema eléctrico. En ese sentido, se verifica que ELECTROCENTRO no presenta ningún esquema de flujo de carga (formato F-212) que evidencie el análisis de las alternativas planteadas en su ESTUDIO, además, el archivo “BD SEIN-GRT - AD05.pfd” está incompleto y con información que no corresponde a lo señalado en el informe del ESTUDIO. Al respecto, se solicita a ELECTROCENTRO completar la información faltante, actualizar y/o corregir donde corresponda, de tal manera que los proyectos propuestos, análisis de alternativas y toda la información presentada en su ESTUDIO coincida con el archivo de flujo.
- ELECTROCENTRO 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, ELECTROCENTRO debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.

- ELECTROCENTRO 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 ELECTROCENTRO presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, 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.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de UNACEM, son las siguientes:

- UNACEM debe indicar y presentar documentación sobre el estado actual de las coordinaciones y/o comunicaciones que haya realizado con los representantes de Electrocentro S.A. (ELECTROCENTRO) con la finalidad de tener una fecha estimada de ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km) (incluye celdas de línea conexas)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) para el año 2023. Dado que, la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha” solicitada por UNACEM en el presente PI 2025-2029, está supeditada o sujeta a que ELECTROCENTRO ejecute el proyecto y Baja aprobada en el PI 2021-2025.
- UNACEM debe indicar qué plan de contingencia y/o medidas considerará, en caso surja el retraso del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo” aprobadas para ELECTROCENTRO en el PI 2021-2025.
- UNACEM como Titular del activo del “Transformador 138/44 kV – 20 MVA de la SET Condorcocha” (“T3”) que actualmente es remunerado por la demanda – y del cual se ha aprobado su Baja para el año 2023 – debe indicar los motivos, causas y/o razones técnicas – operativas de lo ocurrido en el T3, ya que de la visita técnica “in situ”, se verificó que dicho transformador presenta fuga de aceite por lo cual esta proclive a un evento de falla. Además, debe presentar información y documentación sobre las acciones de mantenimiento que actualmente viene realizando UNACEM ante esta situación.
- UNACEM debe enviar el Diagrama Unifilar (DU) de sus instalaciones, donde se focalice, distinga y señale los Elementos que se aprobaron su Baja en el PI 2021-2025 y los nuevos Elementos solicitados a darse de

Baja remunerativa en el PI 2025-2029. Asimismo, UNACEM debe mencionar los motivos de las nuevas Bajas solicitadas en el PI 2025-2029, así como verificar que dichas Bajas no afectarán a la demanda regulada.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de STATKRAFT, son las siguientes:

- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos propuestos para retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, STATKRAFT debe completar la información faltante donde corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, STATKRAFT en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, STATKRAFT debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- STATKRAFT ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.
- STATKRAFT, presenta algunos de los formatos de demanda F-100 incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes, por lo cual no se cumple lo

establecido en la NORMA TARIFAS. Al respecto, STATKRAFT debe presentar lo indicado.

- STATKRAFT 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.
- Sobre los años de POC de los proyectos y/o Elementos solicitados por STATKRAFT para el AD 5, se solicita que STATKRAFT comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos del porque no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, STATKRAFT debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.
- STATKRAFT 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, STATKRAFT debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- STATKRAFT 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 STATKRAFT presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, 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.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante las cartas ELCTO-GT-1014-2023, GOC-053-23 y SKP/GOP-169-2023 las empresas ELECTROCENTRO, UNACEM y STATKRAFT, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que conjuntamente con la información complementaria adjunta a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. Asimismo, UNACEM y STATKRAFT remitieron información complementaria mediante las cartas GOC-053-23 y SKP/GOP-169-2023, respectivamente. Cabe indicar que, UNACEM mediante carta GOC-072-23 presentó información complementaria a su carta GOC-053-23. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 086-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

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

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, ELECTROCENTRO consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en su PROPUESTA INICIAL, donde el mayor incremento es aproximadamente de 22 MW en el sistema eléctrico “Pasco y Pasco Rural” debido al incremento de carga del cliente libre existente “SIERRA POLI” en la SET Azulcocha 69 kV, para el cual ELECTROCENTRO no presenta sustento.

Por su parte, STATKRAFT presenta su proyección de demanda sobre el archivo base de los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, sin embargo, considera la Demanda Incorporada con un año de inicio desde el 2022 lo cual es incorrecto. Además, para el cliente libre existente SIERRA POLI, STATKRAFT no considera el incremento de carga planteado por ELECTROCENTRO.

UNACEM PERÚ, por otro lado, no presenta proyección de demanda (F-100), debido a que, su pedido solo consiste en la solicitud de la Baja Tarifaria de Elementos de transmisión asociados a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha” y celdas conexas.

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 ELECTROCENTRO:

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 5
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW) – Demanda AT y MT

Año	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	Pampas y Tablachaca	Pasco y Pasco Rural	Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER	Tingo María y Tingo María SER	Tocache y Tocache Rural
2022	41,91	17,04	74,20	36,14	3,51	65,06	21,04	15,69	13,04	17,16
2023	42,56	17,24	75,55	36,68	3,57	65,42	21,37	15,94	13,25	17,36
2024	50,97	18,10	81,97	37,90	4,20	67,06	22,14	16,49	13,71	17,82
2025	52,49	18,97	85,44	39,16	4,33	68,70	22,92	17,06	14,18	18,28
2026	54,05	19,85	89,86	39,83	4,46	71,78	23,73	17,65	14,67	18,77
2027	55,66	20,75	93,59	41,16	4,59	80,38	24,56	18,26	15,18	19,26
2028	57,31	21,27	96,44	42,53	4,73	84,51	25,38	18,88	15,69	19,77
2029	58,99	21,79	99,61	43,99	4,87	85,82	26,23	19,51	16,22	20,29
2030	60,14	22,15	101,59	44,94	4,97	86,84	26,80	19,94	16,58	20,64
2031	61,31	22,51	103,61	45,91	5,07	87,88	27,38	20,38	16,94	21,00
2032	62,50	22,88	105,68	46,91	5,17	88,95	27,98	20,83	17,32	21,37
2033	63,73	23,27	107,80	47,92	5,27	90,04	28,59	21,29	17,70	21,75
2034	64,98	23,65	109,96	48,96	5,38	90,71	29,22	21,77	18,09	22,13
TC	3,7%	2,8%	3,3%	2,6%	3,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTROCENTRO.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 5 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 5.1.
- (4) Para el sistema eléctrico “Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo” se considera la demanda en MT y la demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.

Del cuadro N° 5.1 se desprende que ELECTROCENTRO propone los siguientes incrementos de demanda:

- Para el sistema eléctrico “Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural”, incremento de 40,8% en el año 2029 (58,99 MW) respecto de 2022 (41,91 MW).

- Para el sistema eléctrico “Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER”, incremento de 34,2% en el año 2029 (99,61 MW) respecto de 2022 (74,20 MW).
- Para el sistema eléctrico “Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo”, incremento de 24,6% en el año 2029 (26,23 MW) respecto de 2022 (21,04 MW).

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

En esta etapa los TITULARES han presentado su PROPUESTA FINAL mediante la actualización de su ESTUDIO a partir de las observaciones realizadas por OSINERGMIN a la PROPUESTA INICIAL.

5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES:

ELECTROCENTRO:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de solucionar las sobrecargas por incremento de demanda, renovación de Elementos de Transmisión por antigüedad y/o fallas, mejorar la confiabilidad del sistema y la caída de tensión en la red de transmisión, que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Huancavelica**

- (1) Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 15 MVA y celdas asociadas en la SET Friaspata para el año 2029.

- **Sistema Eléctrico Huancayo – Valle Del Mantaro**

- (2) Implementar un Transformador de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en la y celdas asociadas SET Concepción para el año 2025.
- (3) Implementar un Transformador de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en la SET Jauja para el año 2027.
- (4) Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Salesianos para el año 2025.
- (5) Implementar un Transformador de Reserva 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Salesianos para el año 2028.
- (6) Nueva “LT 60 kV Orcotuna – Chupaca y rotación de TP de 60/13,2 kV de 10 MVA de la SET Concepción a la SET Chupaca” para el año 2029.
- (7) Renovar por antigüedad Celdas en 10 kV, 22,9 kV, 33 kV y 60 kV asociadas a las SET's Concepción, Parque Industrial y Huarisca.

- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
 - (8) Rotación de un Transformador de 60/13,2/10 kV de 7 MVA de la SET Jauja a la SET Shelby para el año 2025.
 - (9) Renovar por antigüedad Celdas en 10 Kv y 22,9 kV asociadas a las SET's Goyllarisquiza y Shelby.
- **Sistema Eléctrico Chalhuanayo – Satipo – Pichanaki – Pozuzo**
 - (10) Implementar una "LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + SET Yurinaki 138/60/22,9 kV de 50 MVA y celdas asociadas" para el año 2026.
- **Sistema Eléctrico Sistema Eléctrico Huanta Ciudad, Cangallo y Huanta Rural SER**
 - (11) Renovar por antigüedad Celdas en 10 kV y 60 kV asociadas a las SET's Huanta y Cangallo.

STATKRAFT:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de renovar Elementos de Transmisión por antigüedad, seguridad y confiabilidad – *que en algunos casos no son reconocidos actualmente como SSTD* – que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
 - (12) Implementar una Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante una (01) celda de Línea, (02) Celdas de Transformador y (01) celda de medición en 138 kV para el año 2026.
 - (13) Reconocimiento de una (01) nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva para el año 2025, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.
 - (14) Implementar un nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVAr y celdas asociadas en la SET San Mateo para el año 2026.
 - (15) Renovar por antigüedad el Transformador 138/50 kV de 30 MVA y celdas asociadas de la SET Carhuamayo para el año 2027.

5.2.2 Bajas solicitadas por los TITULARES

ELECTROCENTRO:

- **Sistema Eléctrico Tarma – Chanchamayo / Huancayo y Valle del Mantaro / Ayacucho, Huanta y Cangallo**
 - a) Celdas que ha solicitado renovación por antigüedad.
 - b) Transformador 50/10 kV de 0,6 MVA de la SET Shelby.
 - c) Transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA de la SET Salesianos.

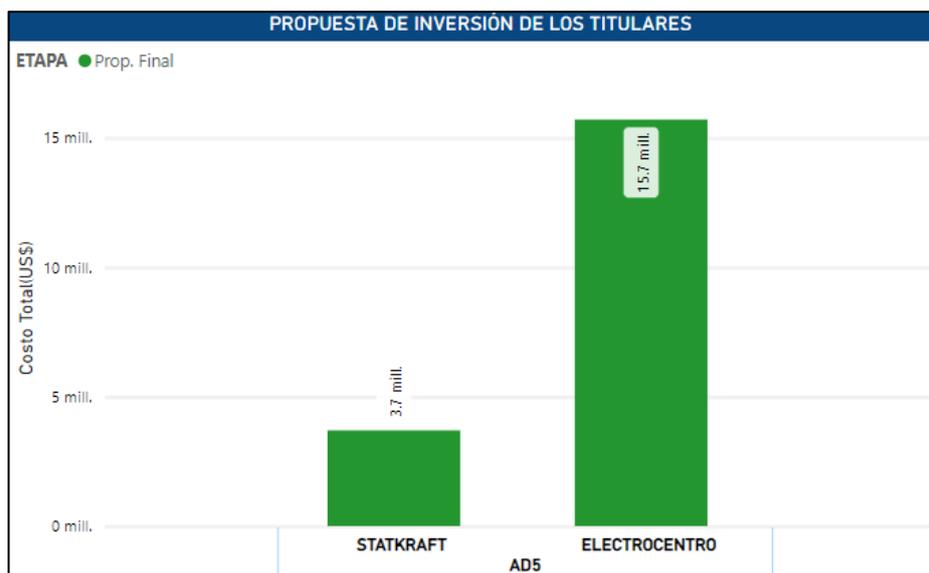
UNACEM:

- **Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo**

- d) Solicita la Baja tarifaria de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” para el año 2025; debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2023.

5.2.3 Propuestas de Inversiones

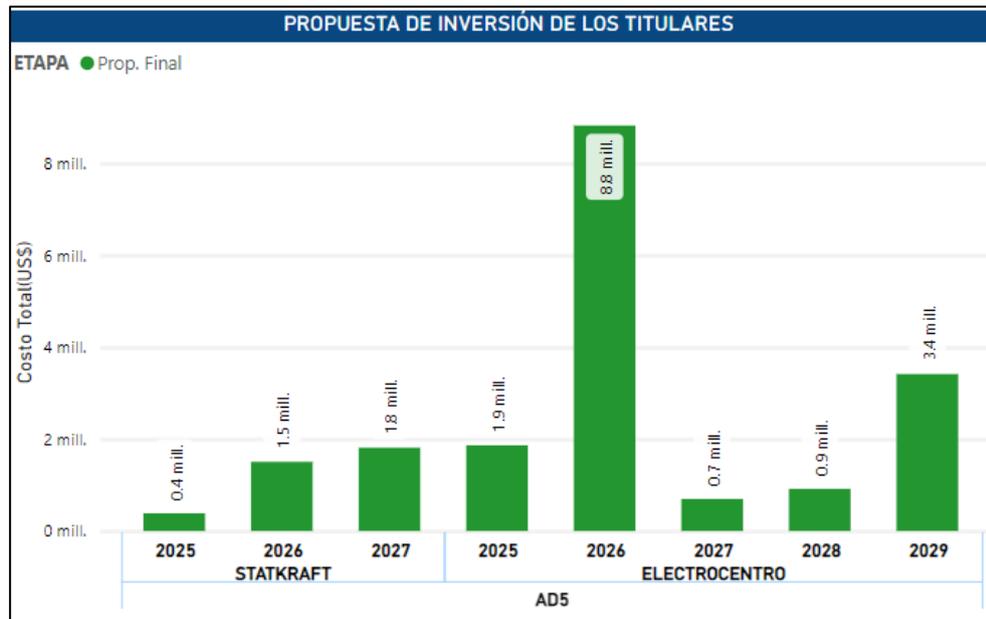
A partir de las observaciones realizadas por OSINERGMIN al ESTUDIO presentado en la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES en su PROPUESTA FINAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, que ascienden a un valor aproximado de 19,4 millones de dólares, compuesto por: i) ELECTROCENTRO: 15,7 millones de dólares, ii) STATKRAFT: 3,7 millones de dólares, y iii) UNACEM y ELECTROPERÚ: no solicitan inversiones.



Fuente: PROPUESTA FINAL de los TITULARES. Elaboración propia

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

- ELECTROCENTRO considera ejecutar el 11,9% de su inversión total en el año 2025, el 56,2% de su inversión total en el año 2026, el 4,4% de su inversión total en 2027, el 5,8% de su inversión total en 2028 y finalmente el 21,7% de su inversión total en el año 2029.
- STATKRAFT considera ejecutar el 10,4% de su inversión total en el año 2025, el 40,7% de su inversión total en el año 2026 y finalmente el 48,9% de su inversión total en el año 2027.



Fuente: PROPUESTA FINAL de los TITULARES. Elaboración propia

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

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 5
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVAr)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	19 413 819	33,90	194	53
ELECTROCENTRO	15 713 408	33,90	155	44
AT				
Celda	3 842 735	-	-	16
Línea	1 083 430	10,50	-	1
Transformador	4 085 629	-	105	5
MAT				
Celda	817 063	-	-	2
Línea	2 811 110	23,40	-	1
Transformador	1 719 686	-	50	1
MT				
Celda	1 353 752	-	-	18
Compensador	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVAr)	Cantidad De Elementos
Compensador	-	-	-	-
STATKRAFT	3 700 411	-	39	9
AT				
Celda	496 166	-	-	2
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 577 857	-	-	5
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 215 900	-	30	1
MT				
Celda	-	-	-	-
Compensador	410 485	-	9	1

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROCENTRO, UNACEM y STATKRAFT, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se considera el análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, que se presentaron para el Área de Demanda 5, y que son analizadas por Osinerghmin en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES – *Etapas de PROPUESTA INICIAL*– o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones – *Etapas de PROPUESTA FINAL*– o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada – *Etapas de Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN*–; Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, conforme al marco regulatorio vigente.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica para el Área de Demanda 5, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO, UNACEM y STATKRAFT, se ha identificado ciertas inconsistencias, tales como:

- Los formatos, así como los archivos de sustento no están completos y/o no están de acuerdo a los criterios establecidos por la NORMA TARIFAS.
- No regulariza los registros de mediciones presentados en el Plan de Inversiones con las presentadas en el proceso “Formularios, plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión”.
- No ha determinado el FPMWHS correctamente, usando como base las potencias máximas por barra.
- No se ha considerado en su gran mayoría los clientes libres existentes en MAT y en AT, en el Formato “F-113”.
- Falta de formalidad en el sustento de las solicitudes de factibilidades de suministro para las demandas nuevas.

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

A continuación, se resume el desarrollo de la proyección de la demanda eléctrica, realizada para el Área de Demanda 5, 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 que han presentado ELECTROCENTRO y STATKRAFT como parte de su PROPUESTA FINAL, han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM del año 2022 –*año representativo, para el presente proceso regulatorio* – que dispone Osinerghmin en su portal web. Respecto a la información de los años anteriores, se ha considerado los registros históricos considerados en el proceso regulatorio de Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión, periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

A fin de verificar la existencia de cambios significativos en la demanda de energía de los sistemas eléctricos que conforman el Área de Demanda 5, conforme se manifiesta en la propuesta de ELECTROCENTRO y STATKRAFT, se revisa la proyección de la demanda con data histórica al año 2022.

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 Representativo).

La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se describe en el ANEXO B del presente Informe Técnico.

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 y sustenten incremento de carga a partir del año 2023 hacia adelante, se considerará el valor del consumo histórico del año 2022 – según la información de la Base de Datos del SICLI – como constante hasta el final del año de proyección.

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, según lo señala la NORMA TARIFAS.

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por los TITULARES a través de una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido validada, revisada y seleccionada por Osinerghmin, conforme los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del ANEXO B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Dicho ello, en el Área de Demanda 5, en la PROPUESTA FINAL:

- ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL consignó como Demanda Incorporada un total de (48) cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.
- STATKRAFT, presentó en los formatos F-100, las mismas (48) cargas de ELECTROCENTRO. Adicionalmente, STATKRAFT adjuntó documentación de seis (06) ampliaciones de carga de Usuarios Libres existentes, de las cuales cuatro (04) no han sido consideradas por Osinerghmin en la proyección de demanda debido a inconsistencias advertidas en la información consignada.
- UNACEM, no presentó formato F-100 de proyección de demanda.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELECTROCENTRO expuso opiniones sobre 4 cargas presentadas en su PROPUESTA FINAL, además, presentó 13 cargas nuevas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, se están adicionando 2 cargas como Demanda Incorporada. Por su parte, STATKRAFT no ha presentado documentación adicional de sus solicitudes de factibilidad.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se consideraron dos (02) ampliaciones de carga de STATKRAFT y dos (02) cargas nuevas propuestas por ELECTROCENTRO que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra la relación de las demandas nuevas consideradas para la proyección del Área de Demanda 5.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Comentario
HUANCAYO ESTE	HCYOE010	10	REAL PLAZA – HUANCAYO 1 (Ampliación)	-	-	0,28	0,28	0,56	0,56	Considerado en la etapa de PREPUBLICACIÓN
HUANUCO	HUANU010	10	REAL PLAZA – LAS MORA 1 (Ampliación)	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	Considerado en la etapa de PREPUBLICACIÓN
XAUXA	XAUXA013	13,2	Hospital Domingo Olavegoya	-	0,40	0,80	1,20	1,60	1,60	Considerado en la etapa de PUBLICACIÓN
XAUXA	XAUXA013	13,2	Minera Casablanca S.A.C.	-	0,16	0,33	0,49	0,65	0,65	Considerado en la etapa de PUBLICACIÓN

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

La validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva, considerada o no, por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hojas “Factibilidades ELC” y “Factibilidades STAT”, correspondiente al Área de Demanda 5, con la finalidad de contar con la trazabilidad de la evaluación de cada carga.

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 de cada subestación; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 5. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 5 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	2 055,06	887,22	1 428,44	4 370,72
2023	2 055,06	887,77	1 459,74	4 402,57
2024	2 055,06	888,50	1 503,34	4 446,89
2025	2 055,06	889,23	1 548,03	4 492,32
2026	2 055,06	889,96	1 594,33	4 539,35
2027	2 055,06	890,70	1 639,82	4 585,58
2028	2 055,06	891,46	1 687,23	4 633,75

Año	MAT	AT	MT	Total
2029	2 055,06	892,23	1 730,68	4 677,96
2030	2 055,06	892,74	1 759,91	4 707,71
2031	2 055,06	893,27	1 789,79	4 738,11
2032	2 055,06	893,81	1 820,32	4 769,19
2033	2 055,06	894,36	1 851,53	4 800,95
2034	2 055,06	894,92	1 883,43	4 833,41

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034, resulta 0,84%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 resulta 2,33%.

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

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico (en MW) ha sido 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 5.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 5 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CANGALLO	22,9	2,58	2,66	2,76	2,87	2,97	3,07	3,18	3,29	3,36	3,43	3,51	3,59	3,67
SAN FRANCISCO	22,9	7,74	7,97	8,28	8,58	8,89	9,21	9,52	9,85	10,06	10,29	10,51	10,75	10,98
AYACUCHO	10	18,43	18,98	19,71	20,44	21,17	21,92	22,67	23,44	23,95	24,48	25,02	25,57	26,14
AYACUCHO	22,9	4,14	4,26	4,42	4,59	4,75	4,92	5,09	5,26	5,38	5,50	5,62	5,74	5,87
HUANTA	10	2,31	2,38	2,47	2,57	2,66	2,75	2,85	2,94	3,01	3,08	3,14	3,21	3,28
HUANTA	22,9	1,26	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50	1,55	1,60	1,64	1,67	1,71	1,75	1,79
MACHAHUAY	22,9	1,00	1,03	1,07	1,11	1,15	1,19	1,23	1,27	1,30	1,33	1,36	1,39	1,42
COBRIZA II	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COBRIZA II	69	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
FRIASPATA	10	4,86	5,01	5,20	5,39	5,59	5,79	5,99	6,19	6,32	6,46	6,61	6,75	6,90

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
INGENIO	22,9	2,33	2,40	2,49	2,58	2,67	2,77	2,86	2,96	3,02	3,09	3,16	3,23	3,30
HUANCAVELICA NORTE	22,9	1,60	1,65	1,71	1,78	1,84	1,91	1,97	2,04	2,08	2,13	2,18	2,22	2,27
CAUDALOSA	22,9	1,41	1,44	1,48	1,51	1,55	1,58	1,62	1,66	1,68	1,71	1,74	1,76	1,79
RUMICHACA	22,9	2,42	2,49	2,59	2,68	2,78	2,88	2,98	3,08	3,15	3,22	3,29	3,36	3,43
HUANCAVELICA	60	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
INGENIO	22,9	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
CHALA NUEVA	22,9	0,18	0,19	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26
MACHU	22,9	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13
MACHU	13,2	0,34	0,35	0,37	0,38	0,40	0,41	0,42	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49
HUAYUCACHI	10	4,49	4,63	4,81	4,98	5,16	5,35	5,53	5,72	5,84	5,97	6,11	6,24	6,38
PARQUE INDUSTRIAL	10	12,01	12,37	12,84	13,32	13,80	14,29	14,78	15,28	15,62	15,96	16,32	16,68	17,05
CHUPACA	13,2	4,98	5,13	5,33	5,53	5,73	5,93	6,14	6,34	6,48	6,63	6,77	6,92	7,08
HUANCAYO ESTE	10	10,88	11,14	11,47	11,81	12,39	12,73	13,32	13,67	13,91	14,15	14,40	14,65	14,91
COMAS	13,2	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21
CONCEPCION	13,2	6,80	7,00	7,27	7,54	7,81	8,09	8,37	8,65	8,84	9,04	9,24	9,44	9,65
HUARISCA	13,2	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,46	0,47	0,49	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55
CHUICON	7,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
EL TAMBO	7,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LA LIBERTAD	7,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MATAPA	13,2	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18
SALESIANOS	10	12,33	12,71	13,20	13,69	14,18	14,68	15,18	15,70	16,05	16,40	16,76	17,13	17,51
SALESIANOS	10	6,44	6,63	6,89	7,14	7,40	7,66	7,93	8,19	8,38	8,56	8,75	8,94	9,14
XAUXA	13,2	4,19	4,32	4,49	5,07	5,66	6,25	6,84	7,02	7,14	7,26	7,38	7,51	7,63
INGENIO	33	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
HUANUCO	10	18,25	18,75	19,78	20,44	21,11	21,79	22,48	23,18	23,65	24,13	24,62	25,12	25,63
HUANUCO	22,9	5,80	5,98	6,21	6,44	6,67	6,90	7,14	7,38	7,55	7,71	7,88	8,06	8,24
HUANUCO	22,9	3,78	3,89	4,04	4,19	4,35	4,50	4,65	4,81	4,92	5,03	5,14	5,25	5,37
LA UNIÓN	22,9	3,36	3,46	3,59	3,72	3,86	3,99	4,13	4,27	4,37	4,46	4,56	4,66	4,76
HUANCAYOCCASA	13,2	0,47	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60	0,61	0,62	0,64	0,65	0,67
RESTITUCIÓN	13,2	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14
PAMPAS	22,9	1,05	1,08	1,12	1,16	1,21	1,25	1,29	1,34	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49
PAMPAS	10	0,98	1,00	1,04	1,08	1,12	1,16	1,20	1,24	1,27	1,30	1,33	1,35	1,38
TABLACHACA	22,9	0,73	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03
CARHUAMAYO (22.9)	22,9	0,82	0,84	0,88	0,91	0,94	0,97	1,01	1,04	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16
CARHUAMAYO	13,2	0,67	0,69	0,72	0,74	0,77	0,80	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95
CHAPRIN (2.4)	2,4	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18
CURIPATA	10	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19
CHUMPE	12	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
GOYLLARISQUIZGA	13,2	0,84	0,86	0,90	0,93	0,96	1,00	1,03	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16	1,19
BELLAVISTA	10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13
MARCAVALLE	10	1,70	1,75	1,82	1,89	1,96	2,03	2,10	2,17	2,22	2,26	2,31	2,37	2,42
PASCO	22,9	5,92	6,10	6,34	6,57	6,81	7,05	7,29	7,54	7,71	7,88	8,05	8,23	8,41
JUNÍN	13,2	0,80	0,83	0,86	0,89	0,92	0,95	0,98	1,01	1,03	1,05	1,08	1,10	1,12
NUEVA MOROCOCHA	22,9	1,72	1,74	1,77	1,79	1,82	1,85	1,88	1,91	1,93	1,95	1,97	1,99	2,02

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ANDAYCHAGUA	22,9	0,66	0,68	0,71	0,73	0,76	0,79	0,81	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94
OXAPAMPA	22,9	2,46	2,53	2,62	2,72	2,81	2,91	3,00	3,10	3,17	3,24	3,31	3,38	3,45
VILLA RICA	22,9	1,78	1,83	1,90	1,97	2,05	2,12	2,19	2,27	2,32	2,37	2,42	2,47	2,53
PACHACAYO	13,2	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41
PACHACHACA	10	0,32	0,33	0,34	0,35	0,37	0,38	0,39	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45
SHELBY	10	0,47	0,49	0,51	0,53	0,54	0,56	0,58	0,60	0,62	0,63	0,64	0,66	0,67
PICHANAKI (13.2)	13,2	1,59	1,63	1,70	1,76	1,82	1,89	1,95	2,02	2,06	2,11	2,16	2,20	2,25
PICHANAKI	22,9	3,91	4,01	4,15	4,28	4,42	4,56	4,70	4,84	4,94	5,04	5,14	5,24	5,35
PUERTO BERMUDEZ	33	3,79	3,90	4,05	4,21	4,36	4,51	4,67	4,82	4,93	5,04	5,15	5,26	5,38
CHALHUAMAYO	22,9	2,69	2,77	2,88	2,98	3,09	3,20	3,31	3,42	3,50	3,57	3,65	3,73	3,82
SATIPO	22,9	6,12	6,30	6,54	6,79	7,03	7,28	7,53	7,78	7,96	8,13	8,31	8,49	8,68
CHANCHAMAYO	22,9	7,29	7,51	7,80	8,09	8,38	8,67	8,97	9,28	9,48	9,69	9,90	10,12	10,35
NINATAMBO	22,9	1,76	1,81	1,88	1,95	2,02	2,09	2,16	2,24	2,29	2,34	2,39	2,44	2,50
NINATAMBO	10	3,84	3,95	4,11	4,26	4,41	4,57	4,72	4,88	4,99	5,10	5,22	5,33	5,45
PUNTAYACU	40	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
CONDORCOCHA	138	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89
TINGO MARÍA	22,9	2,00	2,06	2,14	2,22	2,30	2,38	2,47	2,55	2,61	2,66	2,72	2,78	2,84
TINGO MARÍA	10	9,22	9,49	9,85	10,21	10,57	10,93	11,30	11,68	11,93	12,19	12,45	12,73	13,00
TOCACHE	22,9	12,32	12,56	12,88	13,20	13,52	13,85	14,18	14,52	14,75	14,98	15,22	15,46	15,71
AUCAYACU	22,9	2,42	2,50	2,59	2,69	2,79	2,88	2,98	3,08	3,15	3,22	3,29	3,37	3,44
ANDAYCHAGUA	50	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76
ANDAYCHAGUA	4,2	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76
ANTAGASHA	50	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ANTUQUITO	50	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60
ANTUQUITO	2,4	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
AUSTRIA DUVAZ	50	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
AZULCOCHA	69	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
CARLOS FRANCISCO	50	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
CASAPALCA	2,4	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
CASAPALCA	4,2	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
CASPALCA NORTE	4,2	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
CHUMPE	69	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13
EXCELSIOR	12	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
EXCELSIOR	2,4	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
MAHR TUNEL	2,4	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
MILPO	50	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92
MOROCOCHA	50	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
MOROCOCHA	2,4	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
NUEVA MOROCOCHA	4,6	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
PARAGSHA 1	50	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
PARAGSHA 1	12	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16	11,16
PLANTA DE ZINC	11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLANTA VICTORIA	50	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
POMACOCHA	50	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ROSAURA	50	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
SAN CRISTOBAL	2,4	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
SAN CRISTOBAL	4	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
SAN JUAN	10,5	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
SAN JUAN	2,4	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
SAN MATEO	50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAN MATEO	4,2	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
SHELBY	50	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13	12,13
SMELTER	50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TICLIO	50	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57
UCHUCCHACUA	33	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47	20,47
YAULI	50	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
CINCO MANANTIALES	138	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99	34,99
PARAGSHA II	220	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40
PLANTA DE ÓXIDOS	138	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
TOROMOCHO	220	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96	153,96
TOTAL		644,94	651,35	660,18	669,07	678,26	687,31	696,74	705,64	711,64	717,76	724,02	730,42	736,96

Fuente: Formato F-121 de PROPUESTA Osinerghmin

En los Cuadros N° 6.4 y N° 6.5, y en los Gráficos N° 6.1, N° 6.2 y N° 6.3 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTROCENTRO.

Cuadro N° 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)
Área de Demanda 5

Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	644,94	627,84	622,85
2023	651,35	640,14	627,56
2024	660,18	664,02	649,73
2025	669,07	677,76	661,16
2026	678,26	693,48	672,43
2027	687,31	714,87	680,82
2028	696,74	730,67	687,31
2029	705,64	744,24	693,95
2030	711,64	754,33	700,74
2031	717,76	764,64	707,68
2032	724,02	775,19	714,78
2033	730,42	785,97	722,04
2034	736,96	793,47	729,46
TC	1,12%	1,97%	1,33%

Fuente: Formato F-121

Nota:

(1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.

Cuadro N° 6.5
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)
Nivel de tensión MT y AT(*)

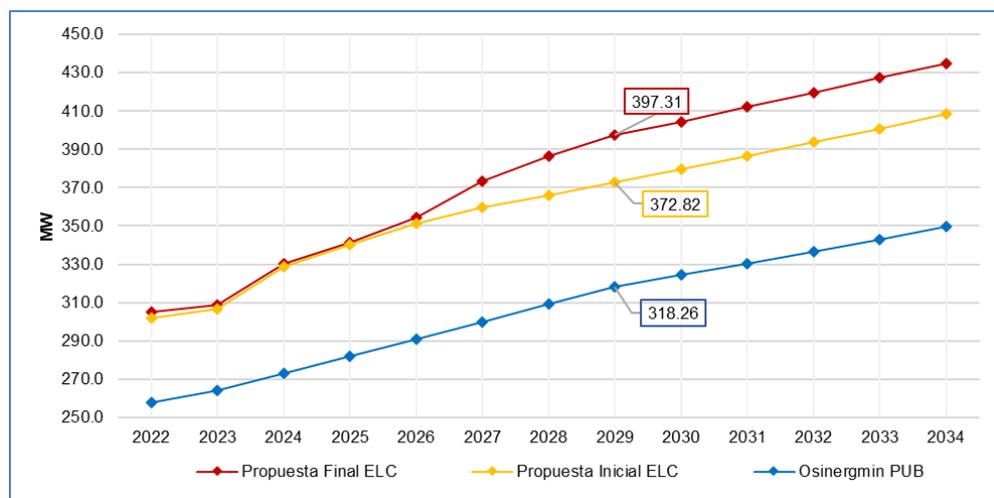
Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	257,55	304,79	301,73
2023	263,97	308,94	306,43
2024	272,80	330,33	328,60
2025	281,69	341,52	340,04
2026	290,88	354,65	351,30
2027	299,93	373,40	359,69
2028	309,36	386,50	366,18
2029	318,26	397,31	372,82
2030	324,26	404,58	379,61
2031	330,38	412,01	386,56
2032	336,64	419,60	393,66
2033	343,04	427,36	400,91
2034	349,58	434,86	408,33
TC	2,58%	3,01%	2,55%

Fuente: Formato F-121

(*) **Nota:**

- (1) Incluye el total en MT y AT (demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV).
- (2) No se consideran clientes libres en AT.

Gráfico N° 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)
Nivel de tensión MT y AT(*)

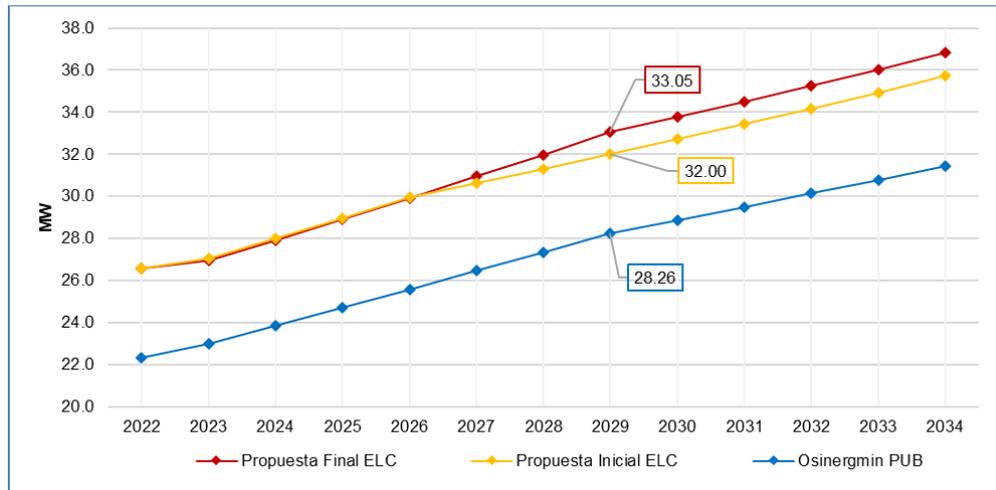


Fuente: Formato F-121

Notas:

- (1) Incluye el total en MT y AT (demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV).
- (2) Por fines prácticos, no se consideran clientes libres en MAT y AT.

Gráfico N° 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Eje Oxapampa-Villa Rica-Satipo-Chalhuamayo (MW)

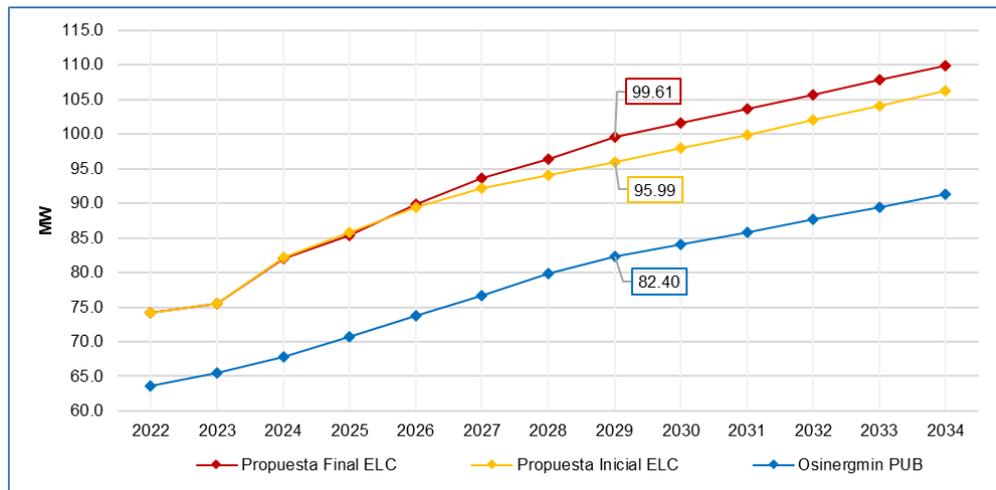


Fuente: Formato F-121

Nota:

- (1) Incluye la demanda en MT de las SET Oxapampa, Villa Rica, Pichanaki, Satipo y Chalhuamayo. Asimismo, la demanda en AT de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.

Gráfico N° 6.3
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico “Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER” (MW)



Fuente: Formato F-121

Nota:

- (1) Incluye la demanda en MT.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergrmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 para el AD 5, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO y STATKRAFT, como PROPUESTA FINAL, se ha identificado que:

- No presenta una adecuada proyección de demanda eléctrica para el AD5, resultando una mayor proyección a la estimada por Osinergrmin.
- Las nuevas cargas presentadas dentro del periodo de planificación, no cumplen con la sustentación adecuada y los criterios establecidos del ítem B.3.2.2 del ANEXO B del presente informe.
- El diagnóstico no considera en algunos casos de manera correcta lo aprobado en los planes de Inversión, por ejemplo, el Banco de Compensación 23 kV en la SET Satipo para el año 2021.
- No incorpora todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 5, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- No realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros.
- No sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados.
- No aplica de manera correcta las solicitudes por temas de redundancia bajo el criterio "N-1" establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.
- No sustenta, menciona ni presenta documentación e información que justifique, describa o indique a nivel técnico-operativo y/o de mantenimiento, qué problemáticas viene generando la antigüedad de las Celdas en AT y MT que solicita renovación.
- No utiliza de manera correcta la metodología para solicitar Transformadores de Reserva Compartida.
- No subsana de manera completa y en algunos casos no absuelve las observaciones realizadas en el ANEXO A del Informe Técnico N°084-2024-GRT de la PREPUBLICACIÓN. Así como, las Opiniones y Sugerencias presentadas en el Anexo A del presente Informe Técnico.

6.2.1 Consideraciones en el Planeamiento

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

- Optimizar el uso de las instalaciones existentes considerando la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's; con la finalidad de incorporar instalaciones o equipamientos adicionales, siempre y cuando estas soluciones resulten más eficientes que la implementación de nuevas instalaciones o equipamientos.
- Verificar que desde la parte técnica-económica-operativa existen alternativas de solución más eficientes que se resuelven a nivel distribución frente a la implementación de un proyecto en subtransmisión.
- 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.
- Implementar nuevos transformadores de potencia considerando las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin, y que la capacidad en cada devanado de los transformadores debe ser la misma, con la finalidad que pueda ser rotado dentro del parque de transformadores que conforma el AD5.
- Considerar el impacto en la planificación del Plan de Inversiones de los proyectos ITC en evaluación y análisis del COES para el presente Plan de Transmisión 2025-2034.
- Renovar instalaciones del SSTD que hayan cumplido más de 30 años de antigüedad, siempre y cuando se presente la documentación, información adicional o se mencione e indique la justificación de las problemáticas que desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento viene ocasionando el Elemento y/o partes de sus componentes a causa de la antigüedad. Asimismo, se valorará la información recopilada en las visitas técnicas "in situ" realizada por Osinergmin en donde se haya verificado y/o observado la problemática actual.
- Consultar al solicitante de nuevos proyectos (SET y/o Líneas de Transmisión) que evalúen los riesgos de problemas de servidumbre, ruta, financiamiento y/o disponibilidad de terrenos con la finalidad de disminuir la incertidumbre de ejecución del proyecto solicitado.
- Dimensionar las líneas de transmisión considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Considerar como base, la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique

necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.

- Considerar el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior 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.
- Analizar el sistema de transmisión para los primeros cinco (05) años del 2025 al 2029 y para los años 10, 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello, determinar las instalaciones que son necesarias para los 10 primeros años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por ELECTROCENTRO, las instalaciones del SST y SCT del AD 5, a diciembre de 2022, son las que figura en el ANEXO D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la 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 de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 5, 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.

Por otro lado, mediante las visitas técnicas "in situ" a las instalaciones de ELECTROCENTRO en los meses de julio y agosto de 2023 se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos de suma importancia y urgencia, que actualmente no han sido implementados en los años previstos en los PI 2017-2021 y PI 2021-2025, siendo los proyectos más urgentes de ejecución: "Nueva SET Chilca 60/23/10 kV – 30/30/30 MVA", "Celda de Acoplamiento 138 kV", "Banco de Compensación en 23 kV de 5x1,2 MVar en SET Satipo" "LT 138 kV Runatullo – Satipo" , " LT 60 kV Orcotuna – Parque Industrial" y "LT 60 kV

Oxapampa – Pozuzo”; correspondiente al PI 2017-2021 las cuales debieron ser implementadas antes de mayo 2021; mientras que las instalaciones del PI 2021-2025, deberán ser implementadas por ELECTROCENTRO antes de mayo 2025, a fin de garantizar el suministro eléctrico de la zona de influencia.

El diagnóstico de estas instalaciones está referido al comportamiento de las mismas para atender la demanda al año 2034. Este diagnóstico refleja los siguientes aspectos técnicos:

- **Sobrecarga en Transformadores**

Sobre el parque de transformadores de dos devanados, en el período 2025-2029, se avizora sobrecarga en el año 2028, en la SET Jauja 60/13,2 kV de 7 MVA:

Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET JAUJA	60	13,2	7	104%

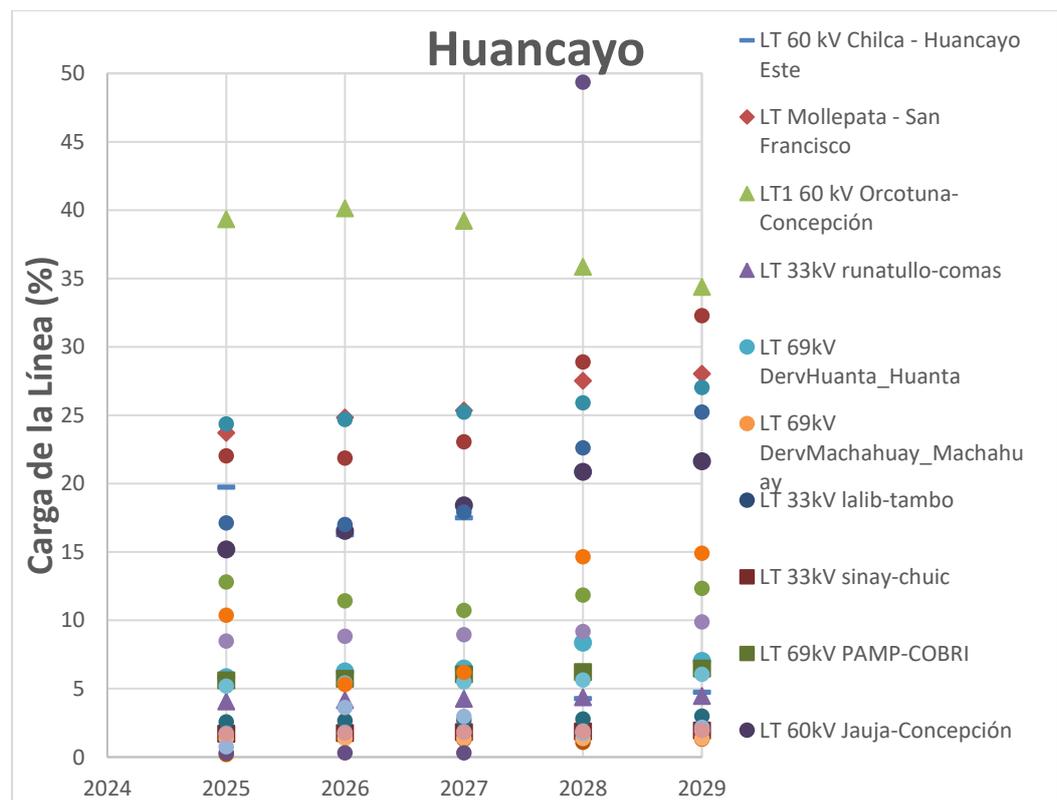
Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2028

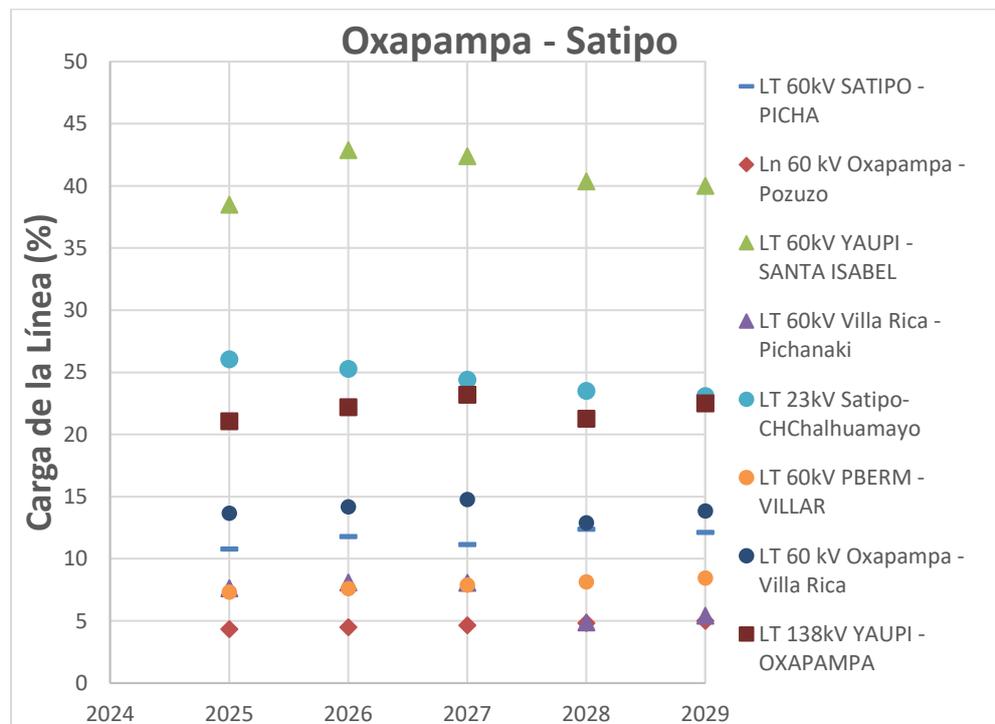
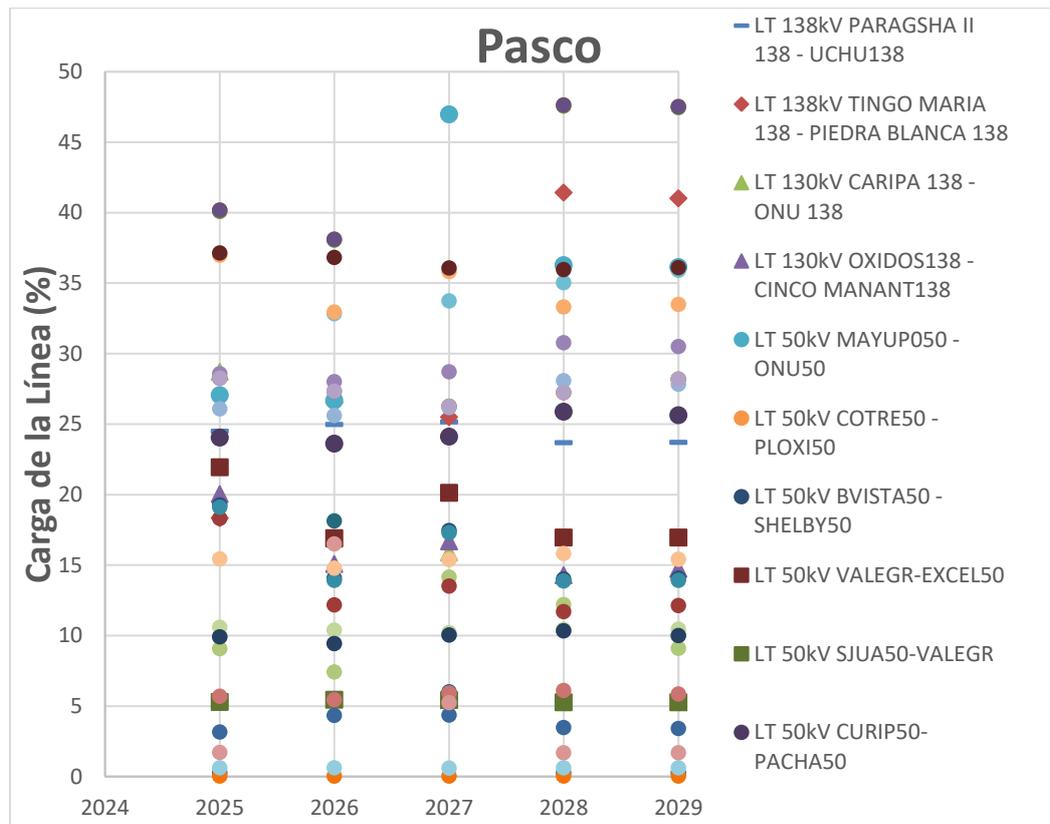
Por otra parte, el parque de transformadores de tres devanados, no se avizora sobrecargas en el período 2025-2029.

- **Congestionamientos en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 5.

Gráfico N° 6.4
Cargabilidad de Líneas de Transmisión (%)

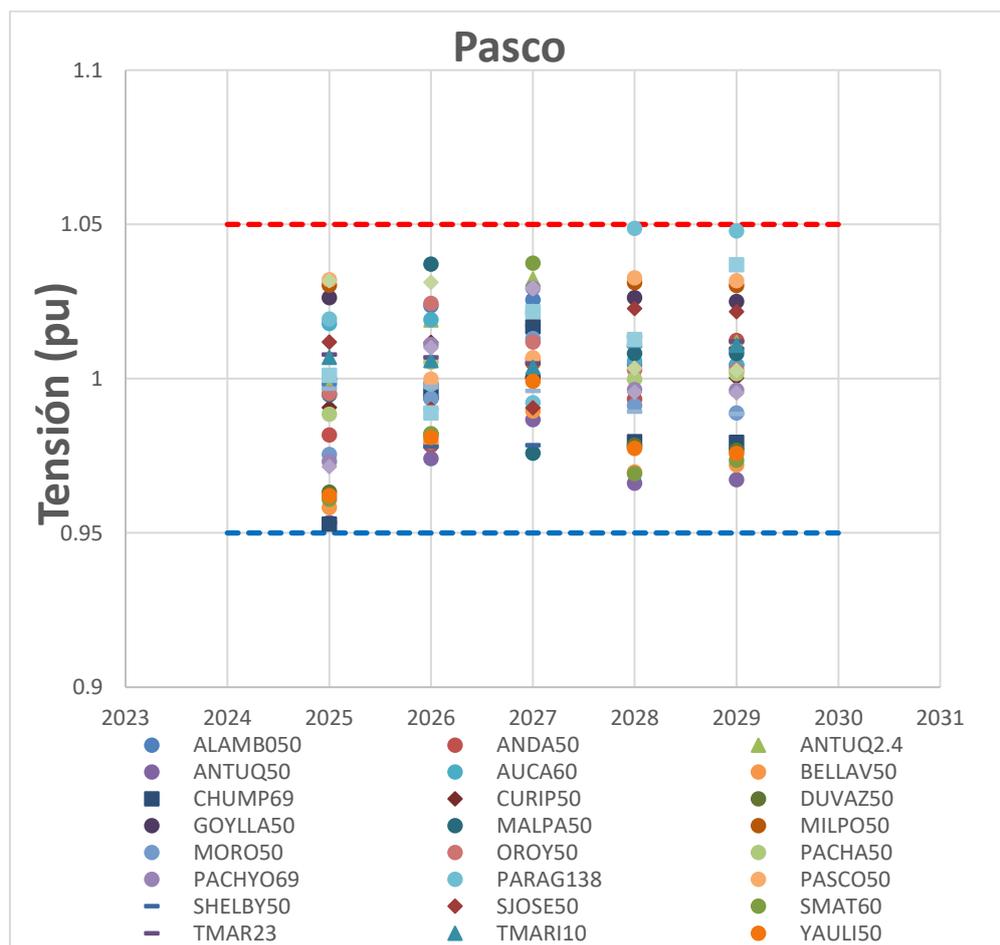
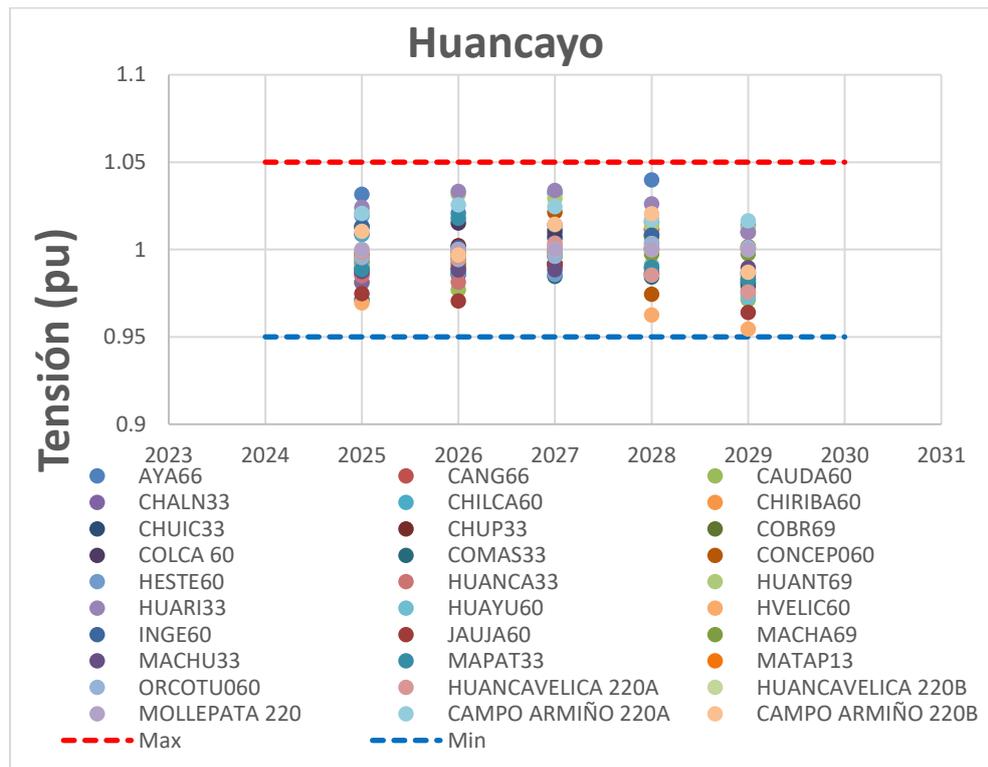


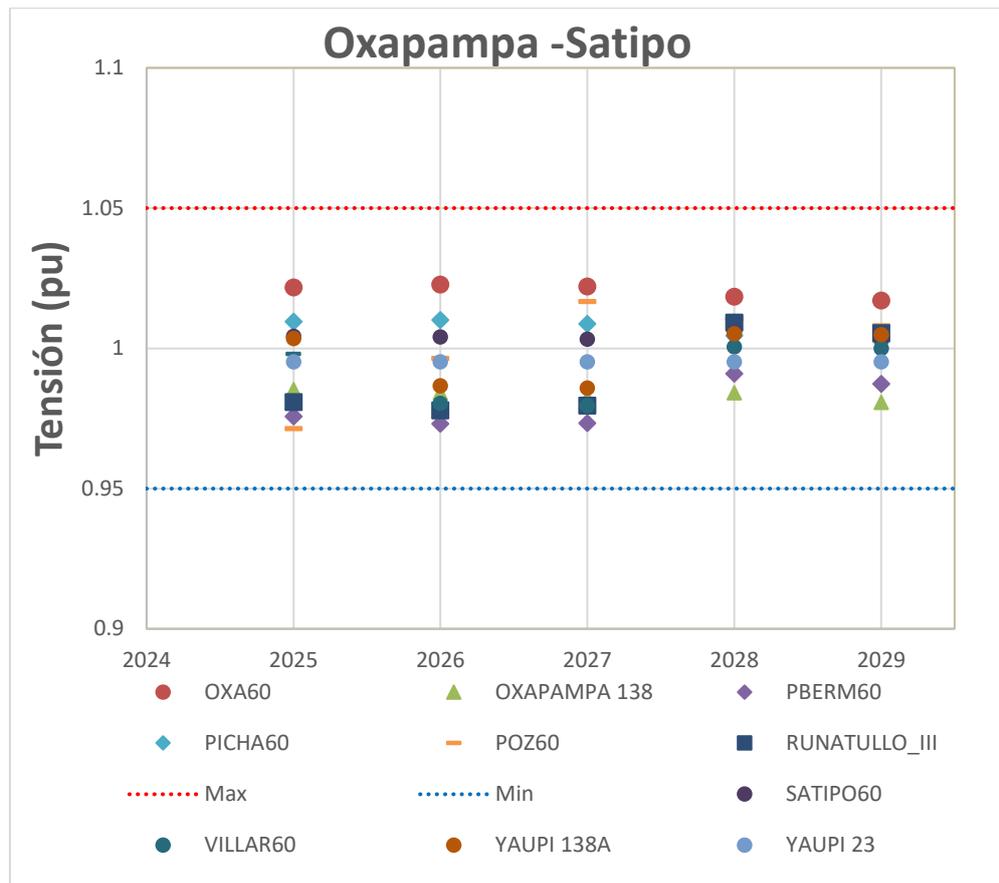


• **Perfil de Tensión en barras MT de subestaciones**

Del diagnóstico realizado mediante flujo de potencia, para el período 2025-2029, se observa que los niveles de tensión en barras MT son superiores a 0,95 pu (límite inferior permisible según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Gráfico N° 6.5
Perfil de Tensiones (p.u.)





6.2.3 Alternativas de expansión de la transmisión

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el AD 5, se ha identificado que es necesario incluir nuevos proyectos en el periodo 2025 –2029.

No obstante, Osinergmin realiza el análisis respecto a los proyectos propuestos por ELECTROCENTRO, STATKRAFT y UNACEM en el Plan de Inversiones 2025 – 2029.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Huancavelica

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

*i. **Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en SET Friaspata.***

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado para el año 2029, debido a que no se avizora sobrecarga en los devanados AT y MT del transformador 220/60/10 kV de 30/30/10 MVA, dentro del periodo 2025-2029:

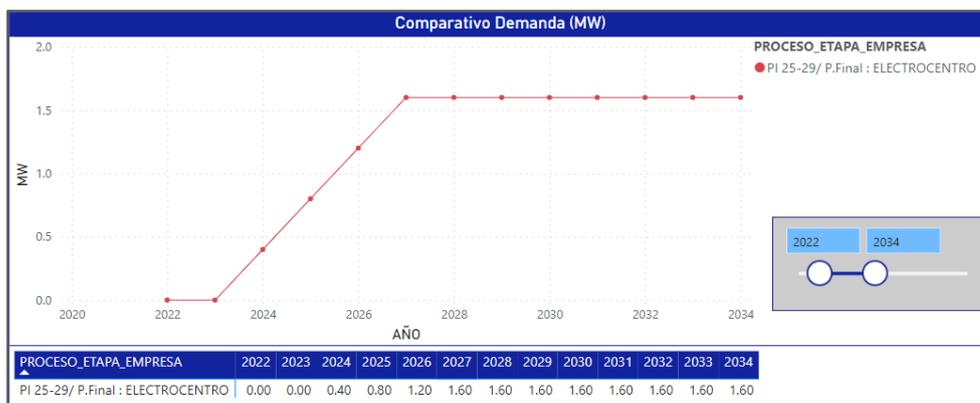
Nombre	Lado MAT Barras	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
SET FRIASPATA	220	60	10	30	30	10	94%	65%	87%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinergrmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinergrmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinergrmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SET FRIASPATA 10 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET FRIASPATA. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huancayo – Valle del Mantaro

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd) – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

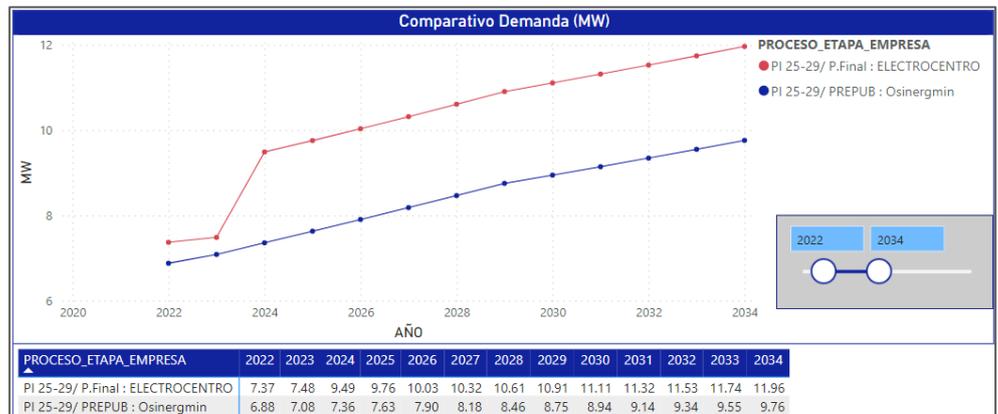
ii. Implementación de TP de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en SET Concepción

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado para el año 2025, debido a que no se avizora sobrecarga en el devanado de MT del transformador 60/13,2 kV de 10/10 MVA, dentro del periodo del 2025-2029:

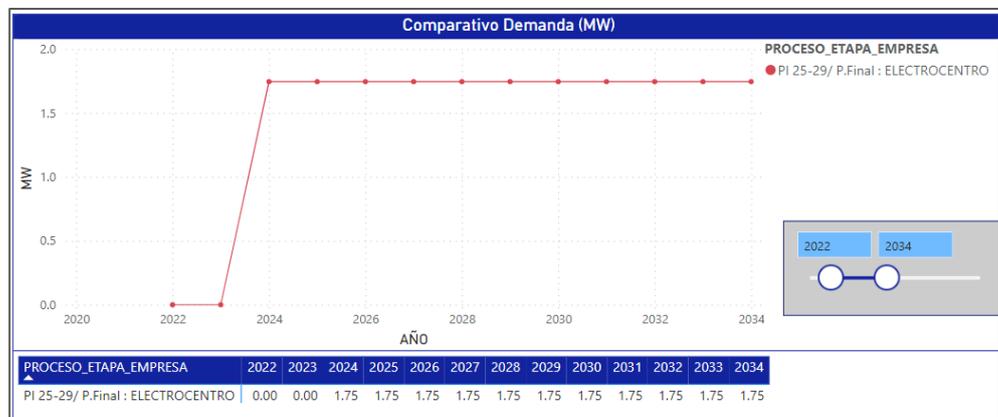
Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET CONCEPCIÓN	60	13,2	10	92%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinerghmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SET CONCEPCIÓN 13,2 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET CONCEPCIÓN. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente

Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

iii. Implementación de TP de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en SET Jauja

Al respecto, a partir del análisis de las Opiniones y Sugerencias – Anexo A del presente Informe Técnico– ELECTROCENTRO ha presentado el sustento de dos (02) nuevas cargas a ser atendidas de la SET Jauja. De la evaluación realizada en el numeral 6.1.4 del presente Informe Técnico, se consideran dichas cargas como parte de la proyección para la SET Jauja.

En ese sentido, se ha verificado mediante el archivo “F-202” la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la SET Jauja para el año 2028 por problemas de sobrecarga:

Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET JAUJA	60	13,2	7	104%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2028

Por lo expuesto, se aprueba el proyecto de un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en la SET Jauja para el año 2028. Asimismo, el transformador 60/13,2 kV se mantiene en condición de capacidad disponible con proyección a ser utilizado en la SET Shelby cuando la demanda lo requiera, debido a que ELECTROCENTRO señala que se mantiene en condiciones óptimas de operación.

Sin perjuicio de lo mencionado, si bien ELECTROCENTRO ha solicitado el proyecto para el año 2027 - *un año menos a la necesidad sustentada en el F-202* – no hay impedimento para que pueda ejecutarlo en dicho año; puesto que de ejecutarse el proyecto antes del año planificado (POC aprobada), ELECTROCENTRO podrá solicitar su remuneración al año siguiente de su POC, en el proceso de Liquidación Anual de los SST/SCT, siempre y cuando, se suscriba su respectiva Acta de Verificación de Alta.

iv. Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos.

Actualmente, en la SET Salesianos se viene operando dos transformadores del SSTD en paralelo, tal como se muestra en la siguiente imagen:



Fuente: ELECTROCENTRO

Al respecto, para implementar el proyecto solicitado al año 2025, ELECTROCENTRO presenta el sustento sobre la necesidad de renovar – *por problemas de fuga de aceite* – el transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA (existente), para que luego – *el proyecto aprobado* – opere en paralelo con el Transformador 60/10 kV de 9/10 MVA (existente) en SET Salesiano.

No obstante, ELECTROCENTRO adjunta sustento sobre el análisis de aceite realizado al transformador de 9 MVA ABB de SET SALESIANOS, en noviembre del 2021, con la empresa OIL & TRANSFORMERS y laboratorio SD MAYERS de Canadá, y en la cual detectó AZUFRE CORROSIVO y DBDS en el aceite, hallándose valores muy altos y fuera de los límites establecidos por las normas. El Azufre Corrosivo-DBDS, es un componente que corroe los devanados de cobre de los arrollamientos de los transformadores de potencia llevándolos a su colapso. Asimismo, la empresa HITACHI ENERGY en el año 2022, realizó el análisis de aceite confirmando la detección del AZUFRE CORROSIVO-DBSS.

Por otro lado, ELECTROCENTRO menciona que el transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA del año 1992, viene presentando fuga de aceite por la tapa de la cuba del transformador y además requiere un tratamiento al aceite, mantenimiento del conmutador bajo carga, cambio de empaquetaduras y pintado total. Cabe indicar que, de la visita técnica “in situ” se verificó la fuga de aceite que emanaba del Transformador. Asimismo, indica que dicho transformador viene operando con un factor de uso de 97%.

En consecuencia, para brindar seguridad en la operación continua en la SET Salesianos, que podría devenir en paradas forzadas o continuas, debido a las condiciones actuales que se han sustentado – *mediante pruebas de análisis de aceite y evidencia de las visitas técnicas “in situ”* – se procede a aprobar lo solicitado, por el reemplazo de los dos (02) transformadores existentes. El Transformador aprobado considerará un devanado en 22,9 kV (cargable) con la finalidad que ELECTROCENTRO pueda transferir carga del lado de 10 kV, mejorando la cargabilidad de los alimentadores y perfiles de tensión en las redes de MT.

Sin perjuicio de lo mencionado, debido a la sobrecarga señalada por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, como un segundo factor que motivaría la implementación del Tp solicitado, cabe señalar que en el PI 2017-2021, se planificó que el 55% de la demanda eléctrica en 10 kV (MT) de la SET Salesianos (existente) se trasladará hacia el proyecto Nueva SET Chilca 60/22.9 kV de 30/30/30 MVA (“SET CHILCA”) – *aprobado en el PI 2017-2021 con POC prevista al año 2018* – no obstante, a la fecha el estado actual del proyecto es “no ejecutado” y en condición de “Obra en Curso” con lo cual ELECTROCENTRO solicitó a la DSE reprogramar el proyecto al año 2020. En ese sentido, se solicita a ELECTROCENTRO acelerar las gestiones de ejecución del proyecto – *que lleva más de 5 años de retraso de ejecución* – para evitar eventos futuros de problemas de sobrecarga y/o problema de tensión en las redes de MT que se abastecen de la SET Salesianos, puesto que, de darse tales problemáticas, que resultarían en la falta de continuidad y calidad del servicio eléctrico, será de responsabilidad de ELECTROCENTRO afrontar los problemas ocasionados a partir de la no ejecución del proyecto SET CHILCA.

Asimismo, hacemos notar que en el Formato F-203 (archivo “F-200_AD05_2023_VF”), presentado por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL no considera el traslado de carga hacia el proyecto SET CHILCA, por lo que, no es correcta la modelación realizada por ELECTROCENTRO. Cabe indicar, que en el F-203 se debe considerar los proyectos aprobados y la optimización de los traslados de cargas entre SETs, teniendo en cuenta que estamos en un proceso de planificación el cual no considera el efecto de proyectos que no han sido ejecutados a tiempo, por parte de los Titulares responsables.

Por lo expuesto, se aprueba un (01) Transformador de 60/22,9/10 kV 30/30/30 MVA y celdas asociadas, dándose de Baja Remunerativa los (02) Transformadores: Tp 60/10 kV de 9 MVA y Tp 60/10 de 14 MVA con sus respectivas celdas de transformación asociadas.

v. **Implementación de un Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos.**

Al respecto, sobre el proyecto solicitado para el año 2028, se verifica que ELECTROCENTRO no ha estimado correctamente los valores de Potencia No Suministrada (PNS) – *información que es de base para la evaluación del módulo de confiabilidad* – por lo que los resultados obtenidos a partir de los archivos que sustentan la metodología de Reserva de Transformación publicado mediante Resolución 094-2022-OS/CD, no reflejan un correcto análisis y evaluación.

No obstante, Osinergmin ha evaluado la necesidad de disponer de un transformador de Reserva para el Sistema Eléctrico “Huancayo” a partir de la normativa vigente y el uso de la metodología; resultando del modelo de confiabilidad y de optimización que no se requiere de una Reserva para el parque de 60/10 kV; sin embargo, para el parque de transformadores de 60/23/10 kV sí se requiere de una Reserva Compartida de Transformación de 60/23/10 kV de 30 MVA donde su ubicación óptima resulta ser la SET CHILCA, pero al no estar ejecutada la SET CHILCA, correspondería la segunda ubicación más óptima

(provisionalmente, hasta que se ejecute la SET CHILCA), la SET Salesianos, por ser la más próxima y contar con disponibilidad de espacio. Asimismo, cabe precisar que el Transformador de Reserva Compartida, brindará confiabilidad a todo el parque de transformadores 60/23/10 kV remunerados por la demanda que forman parte de los sistemas eléctricos del AD 5. No obstante, se verifica de la lista de Elementos del SSTD, que actualmente se remunera un Transformador de Reserva de 60/10 kV de 15 MVA del año 1996 y del cual ELECTROCENTRO no ha solicitado su Baja, considerando que de aprobarse lo solicitado existirían dos (02) transformadores de Reserva. En ese sentido, por el criterio de eficiencia y de los resultados de la metodología de Reserva de Transformación, se debe disponer de solo un (01) transformador de Reserva de tipo Compartida para el parque 60/23/10 kV; por lo que, se estaría dando de Baja el transformador existente.

Los resultados obtenidos a partir de la aplicabilidad de la metodología de los Transformadores de Reserva Compartida – *considerando la actualización de la proyección de demanda a partir las Opiniones y Sugerencias* – se muestran en el ANEXO C del presente informe.

Por otra parte, cabe mencionar que será responsabilidad de ELECTROCENTRO mantener la condición de “Reserva” del Transformador de Reserva Compartida, por lo que deberá tener en cuenta que existe obligaciones según la Resolución N° 094-2022-OS/CD, que estarán sujetas a sanción mediante el procedimiento de fiscalización vigente.

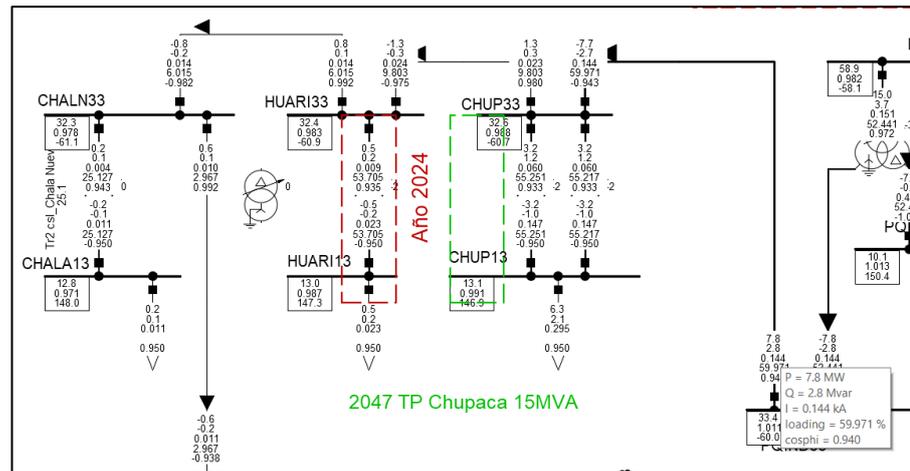
En ese sentido, se aprueba lo solicitado y se da de Baja remunerativa el Transformador de Reserva 60/10 kV de 15 MVA.

vi. Nueva LT 60 kV Orcotuna – Chupaca y rotación de TP de 60/13,2 kV de 10 MVA de la SET Concepción a la SET Chupaca

Al respecto, sobre el proyecto solicitado para el año 2029, ELECTROCENTRO lo sustenta por confiabilidad N-1; sin embargo, se verifica que no cumple con el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, el cual indica que:

“Se considerará redundancia bajo el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW, salvo en los casos que se justifique y se sustente de forma documentada que no es necesaria dicha redundancia, dentro del proceso de aprobación del Plan de Inversiones”. (Subrayado nuestro)

En ese sentido, se verifica en el diagnóstico que la línea de transmisión “LT 60 kV Parque Industrial – Chupaca” atiende una demanda de 7,8 MW al año 2029, provenientes de la SET Chupaca, SET Huarisca, SET Chala Nueva y SET El Machu; por lo que, dicha línea no aplicaría al requerimiento de redundancia bajo el criterio N-1, establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.



Fuente: Archivo "BD -SEIN-GRT-AD5.pfd". Diagnóstico al año 2029

Por otra parte, respecto al argumento de configurar un anillo para el Valle Mantaro a través del proyecto solicitado en 60 kV, debemos mencionar, que el COES en su Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 ha evidenciado la necesidad de brindar de confiabilidad N-1 a la red de 220 kV del sistema Huancayo, por lo que viene evaluando un proyecto ITC en 220 kV y 60 kV, que incluye enlaces en 60 kV que anillará la ciudad de Huancayo. En este punto, es importante indicar que, dado que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en la zona que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática y contenga los enlaces necesarios para afianzar las redes en 60 kV.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

Por otra parte, los resultados de la revisión de la documentación y/o información - solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL que se muestra en el ANEXO A del Informe Técnico N°084-2024-GRT de la PREPUBLICACIÓN- que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido 30 años de antigüedad, se muestran en el siguiente análisis:

vii. Renovación de Celdas en 10 kV, 22,9 kV, 33 kV y 60 kV asociadas a las SET's Concepción, Parque Industrial y Huarisca

o SET CONCEPCIÓN

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los tres Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 60 kV, (01) celda de transformador 60 kV y (01) celda de transformador

en 13,2 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) se muestran fotografías de las placas y el equipamiento de la SET CONCEPCION, en los cuales se evidencia que la celda de línea de la L-6072, celda de transformador en 60 kV y la celda de transformador de 13,2 kV son del año 1994, los cuales al año 2026 tendrán una antigüedad mayor a 30 años, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1994 y que tiene una antigüedad de 30 años, ello no es una causa inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que la documentación solicitada se realizó en la etapa de observaciones a su PROPUESTA INICIAL, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

○ SET PARQUE INDUSTRIAL

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los dos Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 60 kV y (01) celda de transformador 60 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) cuales se evidencia que la celda de línea en 60 kV de la L-6070 tiene una antigüedad mayor a 30 años, ya que tienen las placas del año de fabricación de 1981, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1981 y que tiene una antigüedad de 30 años, ello no es una causa inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que, la documentación solicitada se requirió en la etapa de observaciones a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROCENTRO, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

o SET HUARISCA

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en cinco Elementos: 01 celda de línea en 33 kV, 01 celda de transformador 33 kV, 01 celda de transformador 10 kV y 02 celdas de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los cinco Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 33 kV, (01) celda de transformador 33 kV, (01) celda de transformador 10 kV y (02) celdas de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) en los cuales se evidencia que la celda de línea en 33 kV de la L-6074, celda de transformador en 33 kV y la celda de transformador de 10 kV son del año 1968, los cuales al tienen una antigüedad mayor a 30 años, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1968 y que tiene una antigüedad mayor a los 30 años, ello no es una causa inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que, la documentación solicitada se requirió en la etapa de observaciones a su PROPUESTA INICIAL, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Pasco

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029. No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

viii. Rotación de TP de 60/13,2/10 kV de 7 MVA de la SET Jauja a la SET Shelby.

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado, debido a que no se avizora sobrecarga en el devanado de MT del transformador 50/10 kV de 1 MVA (existente), dentro del periodo del 2025-2029:

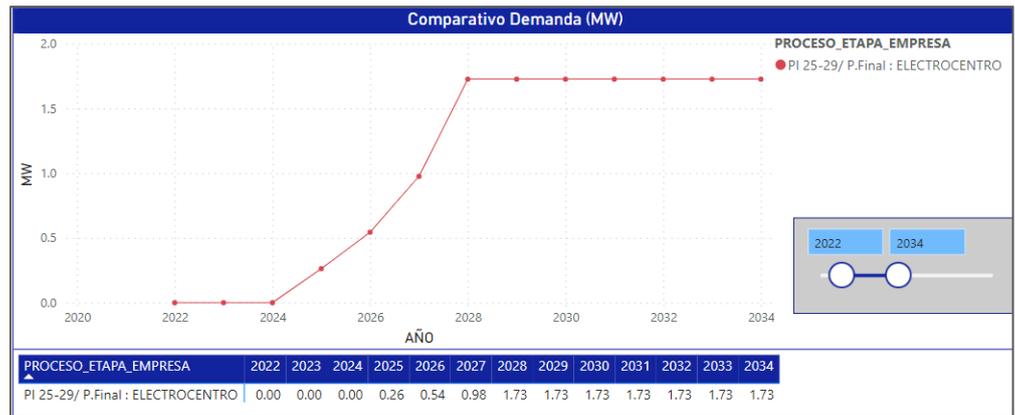
Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET SHELBY	50	10	1	67%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinerghmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SET SHELBY 10 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET SHELBY. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas, que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Por otra parte, se verifica que ELECTROCENTRO ha representado la capacidad del TP 50/10 kV con un valor de 0,6 MVA; sin embargo, a partir de la información enviada por ELECTROCENTRO sobre el parque de Transformadores existentes al 2023 (“TRANSFORMADORES EXISTENTES ELC.xls”) se verifica que existe en operación un TP 50-44/13,2-10 kV de 1 MVA.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado. No obstante, y sin perjuicio de lo mencionado, se ha dispuesto que el transformador 60/13,2 kV (existente) en SET Jauja quede en condición de capacidad disponible – en el momento que se ejecute el proyecto solicitado en el ítem iii) del numeral 6.2.3.2 – con proyección a ser utilizado en la SET Shelby cuando la demanda lo requiera, evaluándose la necesidad en el siguiente planeamiento.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

ix. Creación de Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante celdas en 138 kV: 01 celda de Línea + 02 Celdas de Transformador + 01 celda de medición

Al respecto, se verifica que STATKRAFT argumenta su solicitud dada la necesidad de realizar una barra en 138 kV en la SET Yaupi con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad de la conexión entre la SET Yaupi (STATKRAFT) y la SE Oxapampa mediante la ejecución del proyecto “Celda de Acoplamiento en 138 kV en SET Yaupi” que fue aprobado a ELECTROCENTRO en la modificatoria del PI 2017-2021 para el año 2021.

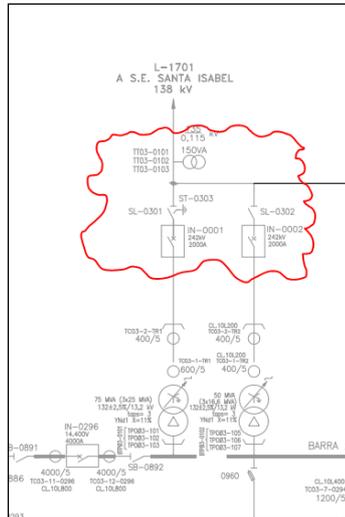
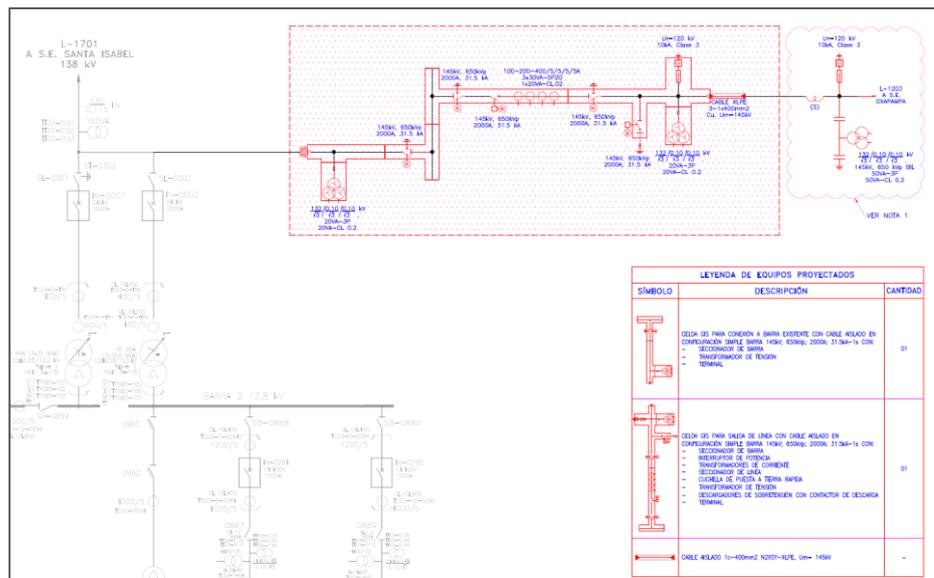


Diagrama Unifilar / Estado Actual / SET Yaupi 138 kV.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar que el COES ha realizado el Anteproyecto “celda de acoplamiento en 138 kV”, en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM. En dicho Anteproyecto, el COES evidencia que no se dispone con un sistema de barras en el lado de 138 kV de la SET Yaupi tanto del lado de STATKRAFT como de ELECTROCENTRO, por lo que para realizar el acoplamiento en 138 kV de las dos (02) SETs se conectará una Celda GIS mediante seccionador al sistema 138 kV de la SE Yaupi de STATKRAFT y una celda de línea (GIS) hacia la SE Oxapampa, para lo cual utilizará espacios de reserva que se encuentran disponibles en la subestación de propiedad de STATKRAFT:



Fuente: Anteproyecto “Celda de acoplamiento en 138 kV en SE Yaupi”

En ese sentido, con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad, ante un evento de falla de la “LT 138 kV Yaupi – Santa Isabel” que ocasionaría la interrupción del suministro del Sistema Eléctrico Selva Central atendida por la “LT 138 kV Yaupi – Oxapampa”, a través de la conexión en el lado de 138 kV entre la SET Yaupi (STATKRAFT) y la

SET Oxapampa que se realizará con la ejecución del proyecto “Celda de Acoplamiento en 138 kV” cuyo Anteproyecto ha sido realizado por el COES, se hace necesario aprobar la creación de una Barra en 138 kV en la SET Yaupi (STATKRAFT); no obstante, cabe indicar, que lo aprobado no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar el Anteproyecto elaborado por el COES “Celda de Acoplamiento 138 kV a la SET Yaupi (STATKRAFT)” en el marco del numeral 1.8) del Decreto Supremo N° 018-2021-EM. Cabe indicar que, se evidencia que las instalaciones de la generación cuentan con las dos celdas de transformación en 138 kV; por otro lado, si bien no indica si tiene o no espacio para la implementación de las celdas, la información (vista de planta y cortes) del anteproyecto del COES (implementación de celda de acoplamiento en 138 kV) se evidencia que sí es posible la implementación de una celda de línea en 138 kV, que le permitiría configurar la barra ya que las celdas de transformación tienen el equipamiento completo incluido el transformador de tensión en 138 kV.

Respecto a la celda de medición en 138 kV solicitada por STATKRAFT, se precisa que dicho Elemento forma parte de los alcances del Anteproyecto del COES a ser ejecutado por ELECTROCENTRO, en relación a lo aprobado en la modificatoria del PI 2017-2021, por lo que no existe motivación y/o necesidad técnica-operativa para la demanda eléctrica de implementar una celda de medición adicional en 138 kV.

Por otra parte, a partir del análisis de las Opiniones y Sugerencias – *Anexo A del presente Informe Técnico*– se acoge reconocer el costo de las obras civiles y la ampliación de la red de tierra profunda dentro del concepto de costos comunes, el cual se realizará mediante los costos de módulos estándar (“Módulo de Obras Comunes”).

Por lo expuesto, se aprueba (01) celda de línea en 138 kV para la configuración de una Barra en 138 kV en la SET Yaupi para el año 2026, a cargo de STATKRAFT.

x. **Implementar una (01) nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.**

Se verifica que el argumento de STATKRAFT técnica y operativamente es aceptable. Asimismo, en la visita técnica “in situ” se verificó que debido a los espacios técnica y operativamente, no era viable instalar el nuevo transformador aprobado sin reubicar la celda línea-transformador en 50 kV existente debido a los espacios, por lo que era eficiente reutilizar la celda línea-transformador en 50 kV (existente) y adaptarla como celda de transformador en 50 kV con la finalidad de instalar el nuevo autotransformador 72,5/50 kV de 12,5 MVA aprobado en el PI 2021-2025.

En ese sentido, se considera razonable implementar una nueva celda de línea por la reconfiguración que se tenía que realizar para ejecutar lo aprobado en el PI 2021-2025 debido a las reducidas dimensiones de espacio.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado.

Por otra parte, los resultados de la revisión de la documentación y/o información – *solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL* – que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido 30 años de antigüedad, se muestran en el siguiente análisis:

xi. Renovación de Celdas en 10 kV y 22,9 kV asociadas a las SET's Goyllarisquiza y Shelby

○ SET GOYLLARISQUIZA

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumenten algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en un Elemento: 01 celda de alimentador en 22,9 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Cabe señalar que la documentación solicitada se realizó en las observaciones del numeral 46) que se muestran en el ANEXO A del presente Informe Técnico.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

○ SET SHELBY

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumenten algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en un Elemento: 01 celda de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Cabe señalar que, la documentación solicitada se requirió en las observaciones del numeral 46) que se muestran en el ANEXO A del Informe Técnico N°084-2024 de la PREPUBLICACIÓN.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Challhuamayo – Satipo – Pichanaki

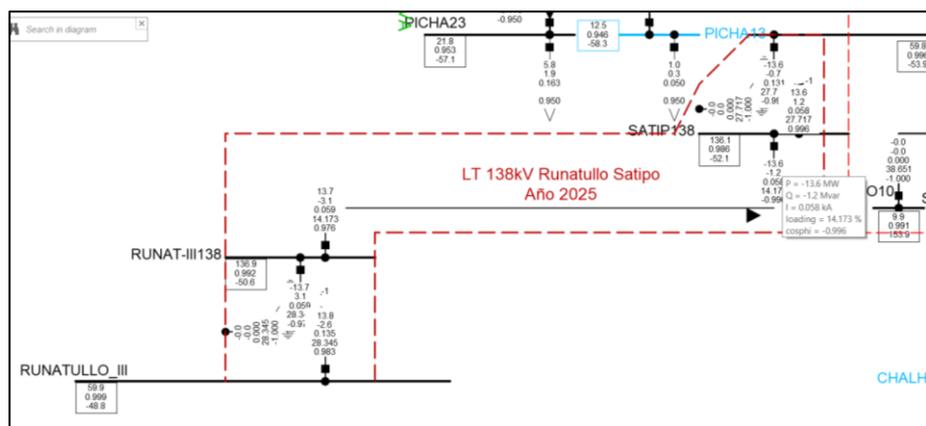
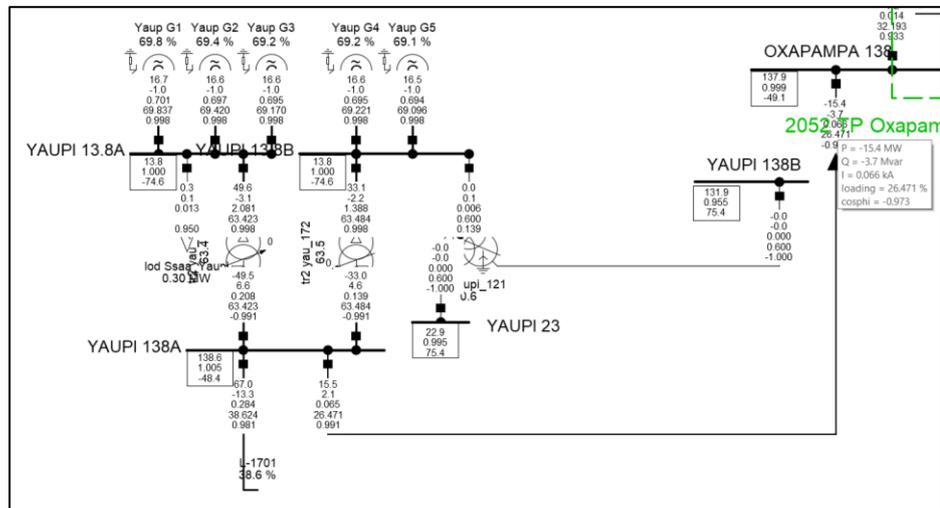
Los resultados del diagnóstico – *realizado mediante el (formato F-202) y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que se requieren nuevas instalaciones por temas de confiabilidad para el sistema eléctrico en el análisis dentro del periodo 2025-2029. En ese sentido, se analizan los proyectos de inversión solicitados para el sistema eléctrico en análisis:

xii. Nueva LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + Nueva SET Yurinaki 138/60/23 kV de 50 MVA

Al respecto, sobre el proyecto solicitado por ELECTROCENTRO para el año 2026, se motiva por el criterio de confiabilidad N-1 del numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, el cual indica que:

“Se considerará redundancia bajo el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW, salvo en los casos que se justifique y se sustente de forma documentada que no es necesaria dicha redundancia, dentro del proceso de aprobación del Plan de Inversiones”. (Subrayado nuestro)

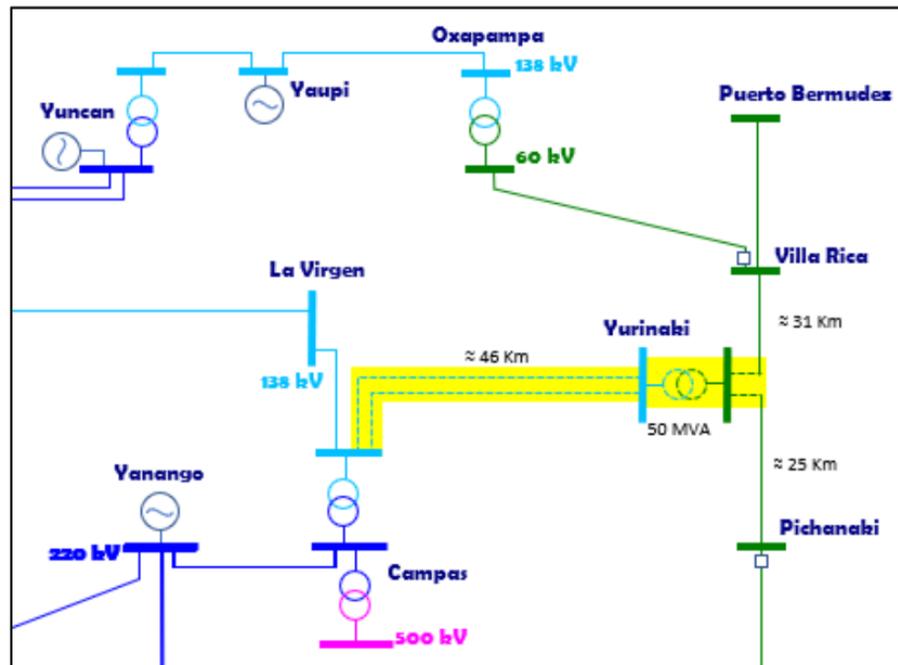
En ese sentido, se verifica que, a partir del largo plazo (año 2030), la máxima demanda coincidente con el Sistema Eléctrico Selva Central “Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki – Satipo – Challhuamayo” (sin considerar el aporte de la generación de la CH. Challhuamayo en MT), supera los 30 MW; por lo que, es factible evaluar un proyecto por el criterio “N-1” establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, a partir del año 2030 y no al año 2026 como solicita ELECTROCENTRO. Cabe indicar que los 30 MW no se superan en el año 2029:



Fuente: Análisis Eléctrico Selva Central. Diagnóstico al año 2029.

Ahora bien, respecto al proyecto solicitado por ELECTROCENTRO, contempla una salida de línea en 138 kV que dependerá de reconvertir el patio de 60 kV (actualmente) de la SET Renovandes a 138 kV, que si bien, ELECTROCENTRO ha mencionado que la reconversión en 138 kV es una realidad futura por parte de las empresas EGE SANTA ANA (propietario de la CH Renovandes) y VARI ENERGÍA (propietario de la futura CH Anashironi); no obstante, a partir de la información solicitada a ELECTROCENTRO en la etapa de observaciones – *numeral 53) del ANEXO A del Informe Técnico N° 086-2024 de la PREPUBLICACIÓN* – se ha verificado que en lo referente a las coordinaciones, la última información refiere a la fecha de diciembre de 2022, por lo que no se adjunta coordinaciones más recientes al año 2023 que permitan conocer la etapa, fase y nivel de aceptación por parte de EGESA y VARI ENERGÍA, para el uso de sus instalaciones reconvertidas a futuro en 138 kV, por lo que existe un grado de incertidumbre para la conexión de la salida de línea en 138 kV del proyecto solicitado por ELECTROCENTRO.

Asimismo, a partir de las Opiniones y Sugerencias, ELECTROCENTRO ha solicitado aprobar una línea en doble terna RENOVANDES – YURINAKI en 60 kV para cubrir la contingencia N-1 del sistema selva central a partir del año 2026, por lo que en base al análisis desarrollado en el Anexo A del presente informe, se determinó que no se acoge lo solicitado, puesto que en la “Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2024”, publicada el 31 de mayo de 2024, el COES determinó por razones de confiabilidad “N-1” para el sistema Selva Central el proyecto ITC “Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas” con fecha requerida para el sistema al año 2030. Por lo tanto, dentro del contexto mencionado, no amerita aprobar en el Plan de Inversiones un proyecto con características similares que resuelva la misma problemática.



Fuente: “Propuesta de Actualización del PT 2025-2034”. Informe “Anexo M.1 Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)” (página 115)

Asimismo, un mayor detalle del análisis se realiza en Anexo A del presente Informe Técnico.

Sin perjuicio de lo mencionado, se debe indicar que:

- Por otra parte, es de suma importancia que se ejecute el proyecto “LT 138 kV Runatullo – Satipo” aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2025, con la finalidad que la operación en condiciones normales o en condiciones N-1 del sistema eléctrico Selva Central, no tenga problemas de continuidad y calidad en el servicio eléctrico. Asimismo, dado la problemática actual que viene ocurriendo en las zonas del Sistema Selva Central, es de suma urgencia que ELECTROCENTRO en el corto plazo, ejecute los proyectos retrasados “Celda de Acoplamiento 138 kV” (Modificatoria PI 2017-2021) y “Banco Capacitivo 23 kV de 5x1,2 MVar en SET Satipo” (PI 2021-2025) que fueron aprobados para implementarse en el año 2021 y 2025, respectivamente. Si bien, ELECTROCENTRO ha solicitado mediante Carta ELCTO-GT-0933-2033 de fecha 20.10.2023, declarar en estado de Emergencia el Sistema Eléctrico Yaupi- Oxapampa- Villa Rica – Pichanaki - Satipo, ello no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar los proyectos retrasados en el corto plazo de manera urgente y en cumplimiento del Plan de Inversiones. Cabe indicar que, esta situación de declaratoria de emergencia, no debería ocurrir si se ejecutaran los proyectos previstos aprobados en los Planes de Inversión, puesto que, declarar en emergencia un Sistema Eléctrico, incurre en afectación a los usuarios de electricidad y en costos que deberán ser asumidos por toda la demanda del SEIN.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Ayacucho – Huanta y Cangallo

Los resultados del diagnóstico – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requieren nuevas instalaciones por temas de demanda y confiabilidad para el sistema eléctrico en análisis dentro del periodo 2025-2029.

Por otra parte, para los resultados de la revisión de la documentación y/o información – *solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL* – que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido (30) años de antigüedad, se desarrolla el siguiente análisis:

xiii. Renovación de Celdas en 10 kV y 60 kV asociadas a las SET's Huanta y Cangallo

o SET HUANTA

Al respecto, sobre la renovación de la celda de línea - transformador en 60 kV y la celda de alimentador 10 kV (A4010) solicitado a ser renovado para el año 2026, se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado un Informe Técnico de la SET Huanta de fecha 30 de agosto de 2022 a cargo de la empresa NEMETSA – *por el servicio de "Mantenimiento en SET de Potencia y Líneas de Subtransmisión de ELECTROCENTRO"* – donde recomienda una mayor frecuencia de la actividad de mantenimiento de aislamiento en los equipos de potencia en el patio de llaves y celdas en MT. Asimismo, ELECTROCENTRO, evidencia en su PROPUESTA FINAL mediante registros fotográficos que hay componentes de la celda línea – transformador que son del año 1984 teniendo 40 años de antigüedad al presente año; mientras que la celda de alimentador en 10 kV (A4010) se verificó en la visita técnica "in situ" que se encontraba en estado de obsolescencia, tal es así que no se podía visualizar el año de placa (debido a la antigüedad) del Elemento.



Fuente: Registro fotográfico del 18.07.2023 de Celda de Alimentador en 10 kV (A4010). SET Huanta

En ese sentido, debido a que se evidencia la antigüedad de más de 40 años, estado de obsolescencia y la necesidad de una frecuencia fija en

la actividad en el mantenimiento del aislamiento de los equipos de potencia, se considera válido el sustento presentado; por lo que se requiere la necesidad de aprobar lo solicitado.

Sin perjuicio de lo señalado, sobre las (02) celdas de alimentador 10 kV operativas y una (01) celda de alimentador en 10 kV que se encontró en estado “no operativo”, que se observaron en la visita técnica “in situ”; se verifica que en la SET Huanta deben existir tres (03) celdas de alimentador en 10 kV en operación, de las cuales a la fecha se viene remunerando por la demanda del AD 5. Además, se tiene aprobado (01) celda de alimentador de 10 kV en el Plan de Inversiones 2021-2025 con fecha POC prevista al año 2023; no obstante, ELECTROCENTRO indica que la SET Huanta dispone de (02) celdas de alimentadores en 10 kV en operación y (01) celda de alimentador en 10 kV en estado “no operativo”, lo mismo que se validó en la visita técnica “in situ”, no correspondiendo con la cantidad de Elementos de celdas de alimentadores en 10 kV que viene remunerando la demanda del AD 5. Ante ello, ELECTROCENTRO argumenta que la celda no operativa correspondería a la celda de alimentador en 10 kV (A4009) el cual fue reemplazado con la celda de alimentador del SCT (que se remunera actualmente y que ELECTROCENTRO indica como “celda ejecutada”); por lo que, de la información brindada y las evidencias recogidas en la visita técnica “in situ”, corresponde dar de Baja al Elemento celda de alimentador en 10 kV (A4009), en concordancia con la definición de “Baja” del artículo 4.4) de la Norma “Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” aprobado con Resolución N° 057-2020 OS/CD, que indica:

“4.4. Baja. - Instalación retirada definitivamente de operación o que dejará de ser utilizada por la demanda regulada en cumplimiento del Plan de Inversiones. Se entiende como instalación retirada definitivamente de operación al Elemento que, sin formar parte de la reserva de transformación, se encuentra sin uso o desconectado de la red de transmisión, por un período mayor a noventa (90) días calendario. [...]” (Subrayado nuestro)

Por lo expuesto, se aprueba la renovación de la celda línea-transformador en 60 kV y la celda de alimentador en 10 kV (A4010) para el año 2026, por cuestiones de antigüedad; y en consecuencia, se aprueba la Baja remunerativa de la celda línea-transformador 60 kV para el año 2026 y (02) celdas de alimentador en 10 kV (A4009 y A4010) para el año 2025 y 2026, respectivamente.

○ **SET CANGALLO**

Al respecto, sobre el Elemento (01) celda de línea - transformador en 60 kV solicitado a ser renovado para el año 2029, se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado un Informe Técnico de la SET Cangallo de fecha 20 de marzo de 2023 a cargo de la empresa NEMETSA – por el servicio de “Mantenimiento en SET de Potencia y Líneas de Subtransmisión de ELECTROCENTRO” – donde las observaciones que consigna dicho informe es que los accionamientos de los seccionadores apertura y cierre se realizaron de manera manual y el control remoto se encuentra inoperativo.

Asimismo, ELECTROCENTRO, evidencia en su PROPUESTA FINAL mediante registros fotográficos que hay componentes de la celda línea – transformador que son del año 1981, teniendo 43 años de antigüedad al presente año. En ese sentido, debido a que se evidencia la antigüedad y problemas durante el mantenimiento y por ende una posible probabilidad de algún riesgo en la operación del Elemento durante la apertura manual de los seccionadores, por lo que se sustenta la necesidad de aprobar lo solicitado.

Por lo expuesto, se aprueba la renovación del Elemento solicitado por cuestiones de antigüedad, pero para el año 2026 por razones de seguridad para evitar posibles riesgos durante la operación y mantenimiento. Asimismo, se aprueba la Baja remunerativa para el año 2026 de la celda línea-transformador 60 kV a ser renovada.

○ **SET COBRIZA**

Al respecto, sobre el Elemento (01) celda de línea en 60 kV solicitado a ser renovado para el año 2026, se verifica que ELECTROCENTRO menciona en su ESTUDIO que:

“(...) el 10 de julio del 2019 se produjo un derrame de la poza de relaves de la mina Cobriza (Expansión), llegando a una altura 1,20 mt. el relave. Todos los equipos eléctricos, así como las instalaciones de la SET Cobriza II, sufrieron daños irreversibles, las pruebas realizadas recomiendan el cambio del equipamiento, así también de la infraestructura, por tal motivo no es posible la reparación, además también muchos de ellos ya cumplieron su vida útil y algunos están por cumplir, por lo tanto, sólo el reemplazo con un equipamiento nuevo brindará la garantía y confiabilidad del sistema eléctrico de Ayacucho y del SEIN (...)” (SUBRAYADO NUESTRO)

Asimismo, ha presentado un Informe Técnico N°GTT-025-2020 de fecha 6 de mayo de 2020, en donde se describe los resultados de la evaluación del patio de llaves y sala de control de la bahía en 66 kV de la SET Cobriza, concluyendo que a partir de los resultados de las pruebas eléctricas y la inspección de campo se requiere reemplazar los equipos. Por otra parte, se muestra una comunicación mediante Memorandum GTT-025-2020 de ELECTROCENTRO a minera Cobriza cuyo asunto indica “*Reposición del equipamiento dañado de la SET cobriza II a consecuencia de la inundación causada por el desborde del relave de la unidad minera cobriza de propiedad de la empresa DOE RUN PERÚ*” y en la cual hace referencia que los daños causados por la Unidad Minera deben ser reemplazados en su totalidad por equipamiento nuevo que incluye infraestructura electromecánica y civil. Cabe indicar que, no se ha adjuntado la respuesta por parte de la unidad minera responsable de la afectación a las instalaciones de la SET Cobriza.

En consecuencia, al no disponer de la respuesta del tercero (Minera Cobriza) y considerando que sólo se dispone de información reportada – hasta el año 2020 – para la renovación del Elemento, no se considera razonable que la demanda eléctrica del AD 5 tenga que asumir costos por daños de terceros a instalaciones que actualmente vienen siendo reconocidos tarifariamente por dicha demanda.

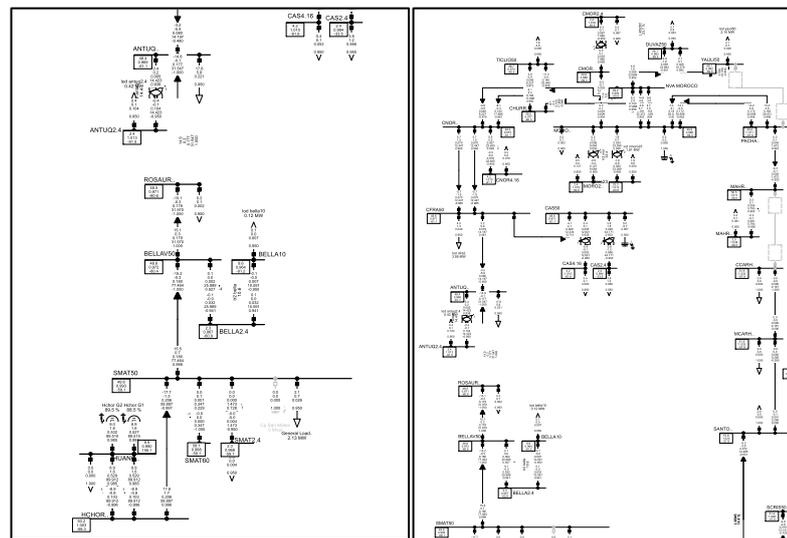
Sin perjuicio de lo mencionado, a raíz de la información reportada por la empresa se evidenciaría que la responsabilidad del daño ocasionado es la unidad minera. Asimismo, no se ha presentado la respuesta al Memorandum GTT-025-2020 por parte de la unidad minera que, de asumir su responsabilidad de los daños ocasionados, no sería necesario lo solicitado puesto que incurriría a una duplicidad de inversiones.

Finalmente, cabe mencionar que no se ha presentado Opiniones y Sugerencia al proyecto solicitado.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados.

xiv. Nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVar y celdas asociadas en la SET San Mateo

Al respecto, sobre lo solicitado por STATKRAFT para el año 2026, se ha verificado mediante análisis eléctrico (“AD5.pfd”) al año 2029 – considerando la proyección de demanda F-121 actualizada por Osinergmin en base al análisis realizado en el numeral 6.1 del presente informe – que retirando el Banco Capacitivo de la barra de San Mateo 50 kV, no se presentan problemas de tensión, ni sobrecargas en las barras y líneas asociadas a las instalaciones del SSTD y/o SCTD actualmente remuneradas por la demanda.



Fuente: Archivo de Análisis Eléctrico. SE San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito. Escenario: Sin el Banco Capacitivo Diagnóstico al año 2029.

Adicionalmente, se verifica en el archivo de análisis eléctrico presentado por STATKRAFT que los problemas de caída de tensión en el Sistema eléctrico San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito son originados por las magnitudes de la demanda eléctrica del Cliente Libre (Minera Los Quenuales) modeladas en las barras Casapalca 4,16 kV y Casapalca 2,4 kV con valores de 7 MW y 9 MW respectivamente; sin embargo, dichas magnitudes no corresponden con los valores consignados de 1,35 MW y 3,92 MW, en su Formato F-121, los cuales son los valores que se utilizan para realizar el análisis eléctrico de flujo de potencia. En ese sentido, se concluye que la caída de tensión

6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión: La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo 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:

Conviene 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 5, las Bajas programadas durante el período 2025-2029, se listan en el Anexo E del presente Informe.

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 5, que se requiere implementar en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.6
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 5
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	4 119 882	-	75	10
ELECTROCENTRO	3 380 246	-	75	8
AT				
Celda	776 758	-	-	3

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Línea	-	-	-	-
Transformador	2 463 306	-	75	3
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	140 180	-	-	2
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	739 636	-	-	2
AT				
Celda	270 478	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	469 158	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

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

6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, 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 a lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

⁸ (...)

"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".

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 TARIFAS⁹, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021 - 2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento corresponderá, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Finalmente, de la revisión de la PROPUESTA INICIAL por parte de los Titulares del Área de Demanda 5 - *que presentaron su ESTUDIO dentro del plazo correspondiente a la etapa del proceso* – NO se ha encontrado ninguna propuesta de solicitud que haya motivado la necesidad de retirar instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021 - 2025.

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

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO y STATKRAFT se concluye lo siguiente:

- a) Osinerghmin ha obtenido el valor de 2,58% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (a nivel MT y AT -sin considerar clientes libres en AT-) para el Área de Demanda 5 que resulta ser menor que el 3,01% presentado por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, para el periodo 2022 – 2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 5, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 4 119 882,47 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada a las empresas ELECTROCENTRO y STATKRAFT.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029.
- 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.

/ncha



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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación presentada por ELECTROCENTRO

El 26 de marzo del 2024, con carta ELCTO-GT-220-2024, ELECTROCENTRO presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGHMIN, de las (3) Opiniones y Sugerencias presentadas: “SE ACOGE” (1) y “NO SE ACOGE” (2), según lo desarrollado a continuación:

1. OSINERGHMIN NO APRUEBA LA IMPLEMENTACIÓN DE TP DE 60/22,9/10 KV DE 15 MVA EN SET JAUJA

ELECTROCENTRO señala que Osinerghmin no consideró las demandas de las nuevas cargas a incorporar a la SET JAUJA, sin embargo, en esta etapa de opiniones y sugerencias, presenta los sustentos requeridos para que sean considerados en la proyección de la demanda. En total presentó siete cargas, de las cuales cinco están en fase de “Factibilidad y Punto de Diseño” y dos en fase de “Idea”.

ELECTROCENTRO agrega que, en la proyección de demanda que sustenta, solamente se consideraron los clientes que cuentan con factibilidad y punto de diseño, sumando un total de 3 342,77 kW de demandas adicionales que estará atendiendo la SET JAUJA. En ese sentido, procedió a verificar los factores de utilización del transformador de la SET JAUJA en el formato F-202, el cual avizora que se sobrecargaría en 13% - *Factor de utilización en el lado de 13,2 kV de 113%* - a partir del año 2027, justificándose la necesidad de implementar un transformador de 15 MVA, 60/22,9/13,2 kV.,.

Por otra parte, menciona que el transformador actual de 7 MVA 60/13,2/10 kV de la SET JAUJA ha sido ya reparado en el año 2014 y tiene placa de fabricación del año 1982, sin embargo, operativamente se encuentra en buen estado y puede ser utilizado para futuras rotaciones a otras SET del Área de Demanda 5.

Por lo señalado, ELECTROCENTRO solicita a Osinerghmin incorporar las nuevas cargas adicionales para la SET JAUJA y con ello aprobar 01 transformador de 15 MVA, 60/22,9/13,2 kV para esta SET.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe indicar que las solicitudes de factibilidades de nuevas cargas incorporadas, que se han propuesto y presentado para el AD 5 por parte de ELECTROCENTRO y STATKRAFT, han sido revisadas y analizadas en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100” – *ver hojas “Factibilidades ELC” y “Factibilidades STAT”* – correspondiente al Área de Demanda 5.

No obstante, a partir de la información complementaria enviada por ELECTROCENTRO – *referida a las siete nuevas cargas incorporadas* - se verifica que dos nuevas cargas (“Hospital Domingo Olavegoya” y “Minera Casablanca”) cumplen con los requisitos de evaluación y criterios descritos en el numeral B.3.2.2 del presente Informe Técnico. En consecuencia, ambas cargas hacen una demanda adicional de 2,25 MW como Máxima Demanda, a ser atendidas de la SET Jauja, por lo que el factor de uso del transformador se sobrecargaría en 104% al año 2028, motivándose la necesidad de aumentar la capacidad de transformación en la SET Jauja.

Por tanto, se acoge parcialmente la opinión, debido a que solo se incorporará en la SET Jauja, dos de las siete cargas propuestas y se procede actualizar los formatos F-100, F-200 y F-300 y del análisis del SER (archivo de flujo).

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

2. OSINERGMIN NO APRUEBA NUEVA LT 138 KV RENOVANDES – YURINAKI + NUEVA SET YURINAKI 138/60/23 KV DE 50 MVA

COMENTARIO 02.1:

ELECTROCENTRO presenta para el cumplimiento del criterio N-1, los sustentos de cargas adicionales del sistema selva central, además para la proyección de la demanda ha considerado la generación adicional que se viene realizando en Selva Central, por lo que, considerando estas demandas adicionales y la generación adicional, ELECTROCENTRO realizó la proyección de la demanda coincidente, obteniendo que a partir del año 2025 la demanda estaría en 34,66 MW, superando los 30 MW para la aplicación del criterio N-1 establecido en la NORMA TARIFAS.

En consecuencia, ELECTROCENTRO plantea las siguientes alternativas de solución:

- Alternativa 1: Línea 138 kV RENOVANDES – YURINAKI de 23,4km, con una SET en YURINAKI 138/60/22.9kV y celdas asociadas.
- Alternativa 2: Línea doble terna en 60 kV RENOVANDES – YURINAKI de 23,4 km, esta línea en 60 kV dividirá en dos tramos a la línea existente entre SET PICHANAKI – SET VILLA RICA. (POC estimada: 2026)

Teniendo como resultado de la evaluación económica, que la alternativa 2 es la de menor costo técnico-económico:

Selección de la alternativa

DESCRIPCIÓN	VALOR PRESENTE DE		Alt. 2/Alt. 1
	Alternativa 1	Alternativa 2	
INVERSIÓN	6,871,275.77	5,200,238.54	75.68%
CO&M	1,736,234.08	1,840,884.44	106.03%
PERDIDAS	10,626.59	31,454.05	295.99%
TOTAL	8,618,136.45	7,072,577.04	82.07%
p.u.	1.00	0.82	

Por lo tanto, ELECTROCENTRO solicita aprobar la línea en doble terna RENOVANDES – YURINAKI en 60 kV para cubrir la contingencia N-1 del sistema selva central a partir del año 2026.

COMENTARIO 02.2:

ELECTROCENTRO señala que, como información complementaria las coordinaciones con los diversos involucrados – para ejecutar el proyecto solicitado - obteniéndose respuestas formales que se presentan a continuación:

VARI ENERGÍA – EGE SANTA ANA

- Informan que el titular de la LT Kimiri - Campas que incluye la bahía de

transformación 220/138 kV en SET Campas y de la nueva bahía 138/22.9/13,8 kV en la SET Santa Ana es Vari Energía S.A.C.

- Asimismo, Vari Energía S.A.C., confirma contar con la concesión definitiva de transmisión de la LT Kimiri – Campas que incluye la bahía de transformación en la SET Campas y la compra de equipos principales del proyecto cuya puesta en servicio aparentemente sería el cuarto trimestre del año 2024.

COES

- Sobre el proyecto ITC “LT 138 kV Campas - Yurinaki + SET Yurinaki 138/60 de 50 MVA, informan que vienen evaluando proponer un proyecto para la mejora de la confiabilidad y ampliación de la capacidad de suministro eléctrico Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki, sin confirmar el proyecto consultado.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la evaluación y análisis realizado a la información presentada por ELECTROCENTRO, contenida en el Formato F-100 (ver hoja “Factibilidades ELC”), se verifica que no estas no han sido debidamente sustentadas, no cumpliendo así con los requisitos mínimos y los criterios establecidos en el numeral 3.2.2 del Informe Técnico. En ese sentido, se mantiene la proyección de demanda de la PREPUBLICACIÓN, no avizorándose para el sistema eléctrico Selva Central que supere los 30 MW a partir del año 2025 y que con ello motive nuevas inversiones por el criterio de redundancia N-1, según lo establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

No obstante, cabe indicar que en la “Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2024”, publicada el 31 de mayo de 2024, el COES determinó por razones de confiabilidad “N-1” para el sistema Selva Central, el proyecto ITC “Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas” con fecha requerida para el sistema al año 2030. En tal sentido, desarrollar otro proyecto adicional (referido a lo propuesto por ELECTROCENTRO) por las mismas razones – *por redundancia N-1 para el Sistema Selva Central* - a lo previsto por el COES en el actual proceso de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034, no se considera eficiente para el sistema y la determinación de las tarifas de transmisión a ser remunerada por los usuarios (al pagar por 2 instalaciones para el mismo fin).

Sin perjuicio de lo mencionado, de la revisión de las alternativas analizadas y propuestas por ELECTROCENTRO que salen de la SET Renovandes H1 (propiedad de EGE SANTA ANA), se advierte que estas carecen de sustento; en cuanto, no hay información reciente al año 2024, sobre la aceptación o convenio de por medio entre ELECTROCENTRO y EGE SANTA ANA por el uso de sus instalaciones, configurándose una situación de alta incertidumbre para materializar las alternativas presentadas por ELECTROCENTRO, y aun teniendo en cuenta que ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL indicó que las empresas EGE SANTA ANA y VARI ENERGÍA (propietario de la futura CH Anashironi) tenían previsto la reconversión del patio de la SET Renovandes de 60 a 138 kV, por lo cual no sería viable la propuesta de ELECTROCENTRO, debido a que a futuro el punto de conexión sería de 138 kV y no de 60 kV.

Por lo expuesto, no corresponde acoger lo solicitado.

Conclusión

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

3. SISTEMA TARMA – CHANCHAMAYO 60 kV

ELECTROCENTRO advierte que la línea de conexión en 60 kV Renovandes – Chanchamayo de 18,6 km (Línea preparada para 138 kV por EGE Santa Ana), sería desconectada para fines del año 2024; en consecuencia, a la puesta en servicio de la LT Kimiri - Campas, por donde la generadora EGE Santa Ana (propietario de la central Renovandes H1) se conectará a la SET Campas. Por tanto, este sistema requerirá de implementar elementos adicionales que mantengan los parámetros permitidos de operación; haciéndose necesario evaluar posibles soluciones, tales como banco de condensadores u otras acciones necesarias en el corto plazo.

En ese sentido, ELECTROCENTRO, solicita aprobar los elementos necesarios que atenúen la óptima operación del sistema hasta su solución definitiva con la implementación de posibles sistemas de conexión que se vienen coordinando con EGE Junín y EGE Santa Ana.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, debemos indicar que la presente Opinión y Sugerencia, no fue presentada en la PROPUESTA INICIAL ni proviene de observación por parte de Osinergmin a la misma; en consecuencia, esta Opinión y Sugerencia deviene en extemporáneo, no correspondiendo su análisis de fondo. Los temas enmarcados como extemporáneos se analizan en el Informe Legal N° 445-2024-GRT, que complementa al presente Informe Técnico.

Sin perjuicio de lo mencionado, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado información de sustento que acredite la futura desconexión reportada; además se ha revisado la información de los archivos de análisis eléctricos publicados por el COES para la planificación de las ITC, verificándose que no se ha realizado ningún modelamiento sobre la desconexión “LT 60 kV Renovandes – Chanchamayo”. Se sugiere que ELECTROCENTRO, revise el estudio de Preoperatividad – aprobado por el COES - del proyecto “CH. Anashironi 20 MW”, dado que, al ser un tercero involucrado, correspondió a ELECTROCENTRO emitir observaciones en la etapa que correspondía, sobre los posibles riesgos que pudieran surgir en el sistema eléctrico Tarma - Chanchamayo.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación presentada por STATKRAFT

El 26 de marzo del 2024, con CARTA-048-2024, STATKRAFT presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGMIN, de las (6) Opiniones y Sugerencias presentadas: “SE ACOGE” (1) y “NO SE ACOGE” (5), según lo desarrollado a continuación:

1. Aprobar reconocimiento de obras comunes para la celda de línea 138 kV en la SET Yaupi

STATKRAFT señala que, el costo de implementar la celda de línea de 138 kV en SET Yaupi debe ser reconsiderado, debido a que durante la visita in situ realizada por el regulador a la SET Yaupi, se observaron los trabajos complementarios que serán necesarios para la instalación de la celda de línea.



Fuente: Statkraft. Instalaciones donde se construirá la celda de línea de 138kV.

Alega que, tal como se observa en la fotografía, será necesario ampliar estas instalaciones, implicando derribar el cerco actual y extender la red de tierra profunda. Asimismo, señala que la red de tierra profunda, solo se construyó hasta el límite del cerco, por lo que se requerirá realizar obras civiles generales para acondicionar el talud que muestra en la siguiente fotografía:



Fuente: Statkraft. Talud a remover para implementar el proyecto aprobado.



En consecuencia, STATKRAFT considera que el costo de las obras civiles y la ampliación de la red de tierra profunda sea reconocido dentro del concepto de costos comunes según la normativa tarifaria, por lo que, solicita reconocer los costos comunes para la celda de línea en 138 kV aprobada, teniendo en cuenta que el principal beneficiario será la demanda regulada del Sistema Eléctrico de Oxapampa, ya que por la migración a 138 kV de este usuario regulado es necesario el reacondicionamiento de la SET Yaupi y la implementación de la celda de línea.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, a partir de la visita “in situ” a la SET Yaupi, se verificó la necesidad de derribar el cerco actual, extender la red de tierra profunda y acondicionar el talud, para implementar de manera segura y eficiente el Elemento “celda de línea 138 kV” en SET Yaupi, en beneficio de complementar y mejorar la confiabilidad del proyecto “Celda de acoplamiento 138 kV”, a ser ejecutado por ELECTROCENTRO, a favor de los usuarios del sistema eléctrico Selva Central “Oxapampa-Villa Rica-Pichanaki-Satipo”.

Si bien los costos comunes se reconocen para nuevas subestaciones según lo señalado en el artículo 16 de la NORMA TARIFAS; el caso de la ampliación de la SET Yaupi es particular, dado que, se verifica que se requiere realizar actividades que actualmente se encuentran fuera de los límites de la actual subestación, por lo que, corresponde realizar obras comunes adicionales fuera de la subestación existente. Esta necesidad fue corroborada con la información enviada por la empresa y las visitas realizadas por Osinergmin in-situ en el presente proceso.

En consecuencia, se acoge considerar el módulo estándar de obras comunes para la implementación del Elemento “Celda de Línea 138 kV” en SET Yaupi.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

2. Aprobar dos celdas de transformador en la SET Yaupi

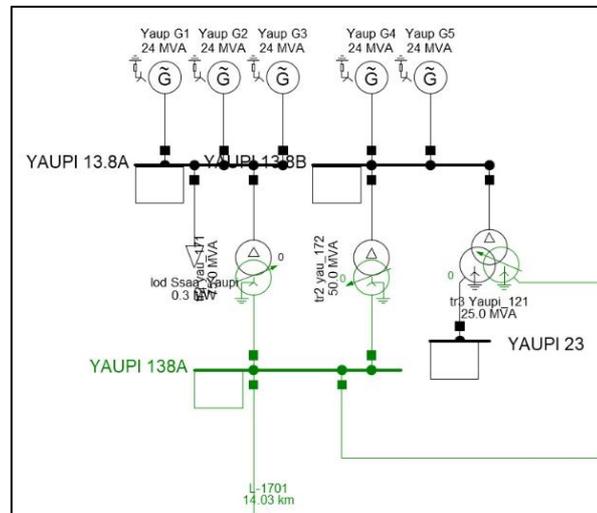
STATKRAFT señala que, las dos celdas de transformador en 138 kV, no aprobadas por Osinergmin en la PREPUBLICACIÓN para la creación de la barra en 138 kV en la SET

Yaupi, son elementos que ya han cumplido su vida útil y que tienen una antigüedad mayor a 30 años.

Por lo que, solicita aprobar las dos celdas de transformador en la SET Yaupi, por razones de antigüedad y por ser elementos discontinuados que en algún momento pueden fallar y salir de servicio, dejando la demanda de Oxapampa sin servicio.

Análisis de Osinerghmin

Del diagrama unifilar de la subestación se verifica que las celdas de transformador requeridas por STATKRAFT, sirven para evacuar la energía de su central hidroeléctrica.



Al respecto, el proceso del PI 2025-2029, no tiene como finalidad remunerar o aprobar instalaciones de uso exclusivo de la generación, además de no formar parte de los Elementos del SSTD y/o SCTD remunerados por la demanda eléctrica del Área de Demanda 5, por lo que, no corresponde su renovación.

Conclusión

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

3. Aprobar una celda de medición 138 kV en SET Yaupi

STATKRAFT menciona que, requiere una celda de medición, considerando que es el actual propietario y operador de la SET Yaupi. Agrega que, es importante tener en cuenta que en caso de una contingencia en la L-1701, el área de demanda operaría como un sistema aislado, y la celda de medición sería crucial para sincronizar el sistema, beneficiando especialmente al Sistema Eléctrico de Oxapampa, que mayormente abastece a usuarios regulados.

En consecuencia, STATKRAFT solicita aprobar la celda de medición.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, debemos indicar que ELECTROCENTRO tiene aprobado en el PI 2017-2021 “una celda de acoplamiento 138 kV” en la SET Yaupi (ELECTROCENTRO), para el lado de la LT 138 kV a Oxapampa. En ese sentido, no se hace necesario adicionar una nueva celda de medición que vaya instalado en el SET Yaupi (STATKRAFT).

Además, de la visita técnica “in situ” a la SET Yaupi de STATKRAFT, se verificó la existencia de transformadores de tensión en la barra de 138 kV, que pueden ser utilizadas como celda de medición para los fines que solicita STATKRAFT. Asimismo, dichas celdas actualmente son usadas para la operación de la CH Yaupi de STATKRAFT como sincronizar la conexión/desconexión de la barra partida en 138 kV, ingreso/salida de TPs, ingreso salida de grupos, entre otros.

Sin perjuicio de lo mencionado, al ser dos subestaciones muy cercanas, una opción eficiente técnica -viable y económica es compartir las señales de la SET Yaupi (ELECTROCENTRO) para los casos en los que se necesite sincronizar ambas subestaciones ante un escenario de contingencia de la “L1701”.

Conclusión

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

4. Implementar un nuevo banco capacitivo 50 kV de 9 MVAR y celdas asociadas en la SET San Mateo

STATKRAFT observa que, en las simulaciones de estado estacionario referidas al AD5, se ha detectado que algunas barras del sistema eléctrico de 50 kV Oroya – Pachachaca – Antuquito – San Mateo se encuentran operando por debajo de los límites establecidos de operación normal ($\pm 2.5V_{operacion}$), con valores inferiores a 0,975, incluso en ausencia de contingencias, las cuales considera que deben ser aplicadas por tener una demanda total mayor a 40 MW de atención en el sistema radial Pachachaca – Casapalca – Antuquito - San Mateo. Indica que, el análisis eléctrico ha sido realizado considerando un límite mínimo de 0,95 p.u, el cual no es uniforme a lo considerado en los estudios de las diferentes áreas operativas, que consideran como límite de operación $\pm 2.5V_{operacion}$, por lo que solicita que se consideren los criterios referidos a la operación normal que establece el Procedimiento Técnico N°20 (elaborado por el operador de red COES).

Además, observa que en la PREPUBLICACIÓN no se ha tenido en cuenta la confiabilidad N-1 para el sistema “Pachachaca - Casapalca - Antuquito – Bellavista - San Mateo”, debido a su configuración radial que resulta en caídas de tensión significativas. Agrega que, considerando la posibilidad de la salida de servicio de la CH Huanchor por alguna contingencia, condición operativa (sedimentos) o mantenimiento programado, se evidencia que la caída de tensión en todo el sistema radial del sistema Antuquito – Bellavista - San Mateo caería por debajo de los 0.975 p.u bordeando tensiones de 0.91pu, lo que determina la necesidad de una compensación reactiva en el sistema de 50 kV. Por otra parte, indica que en estos últimos meses el COES, le viene solicitando de manera reiterativa la puesta en servicio del banco de San Mateo de 9,6 MVAR ante la indisponibilidad de la CH Huanchor.

Por su parte, STATKRAFT indica que ha realizado las simulaciones estacionarias para diferentes escenarios operativos considerando la base de datos (.pfd) elaborada por Osinergmin al AD05, de los cuales identifica caídas de tensión fuera de los límites permitidos, por lo que solicita la evaluación de la necesidad de compensación reactiva en la barra de San Mateo 50 kV, considerando para ello la propuesta del banco de capacitores de 9,6 MVAR que STATKRAFT planteo como alternativa de mejora al sistema de 50 kV.

Asimismo, STATKRAFT presenta los resultados del perfil de tensión – *que se encuentran por debajo de los 0.975 pu y por encima de los 0.90 p.u* – del sistema eléctrico “Oroya – Pachachaca – Antuquito – San Mateo en 50 kV” para el año 2025,

considerando escenarios de contingencia de la CH. Huanchor y del Banco de San Mateo.

Concluye que, en el año 2025 hasta el año 2029, las tensiones en barras durante condiciones normales de operación no alcanzan los estándares mínimos de calidad, ya que se encuentra por debajo de los límites de operación normal ($\pm 2.5\%Vop$), agrega que, en situaciones de contingencia o mantenimiento en la CH Huanchor, la caída de tensión es significativa; sin embargo, al activar el banco de condensadores, se consigue elevar la tensión a niveles más aceptables; por lo que considera la necesidad de aprobarse la compensación reactiva y su celda correspondiente en la SE San Mateo.

Señala que, partir de los resultados de las simulaciones - *en condiciones normales de operación* - al año 2030, en donde se considera la entrada del Proyecto ITC, se identifica una resolución definitiva de los problemas de caída de tensión, incluso en situaciones de contingencia.

En consecuencia, STATKRAFT solicita reevaluar la asignación del banco de capacitores de 9,6 MVAR y su celda respectiva a STATKRAFT como parte de la solución conjunta al sistema San Mateo – Antuquito – Casapalca – Pachachaca.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe indicar que los criterios referidos a la operación normal que establece el Procedimiento Técnico N°-20 (límite de operación $\pm 2.5Voperacion$), está referido a:

“Determinar los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas del SEIN, así como establecer las condiciones para la aprobación del inicio, suspensión o conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de generación.”

“En todos los casos, los requisitos establecidos se orientan a evitar cualquier impacto negativo sobre la confiabilidad y calidad de las operaciones del SEIN.”

De lo mencionado, no es aplicable a los criterios específicos – enmarcados en el numeral 12.1.8. c y 12.2.1 - utilizados en la planificación de la subtransmisión, en donde especifica:

“12.1.8.c Se considera un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de las SET.”

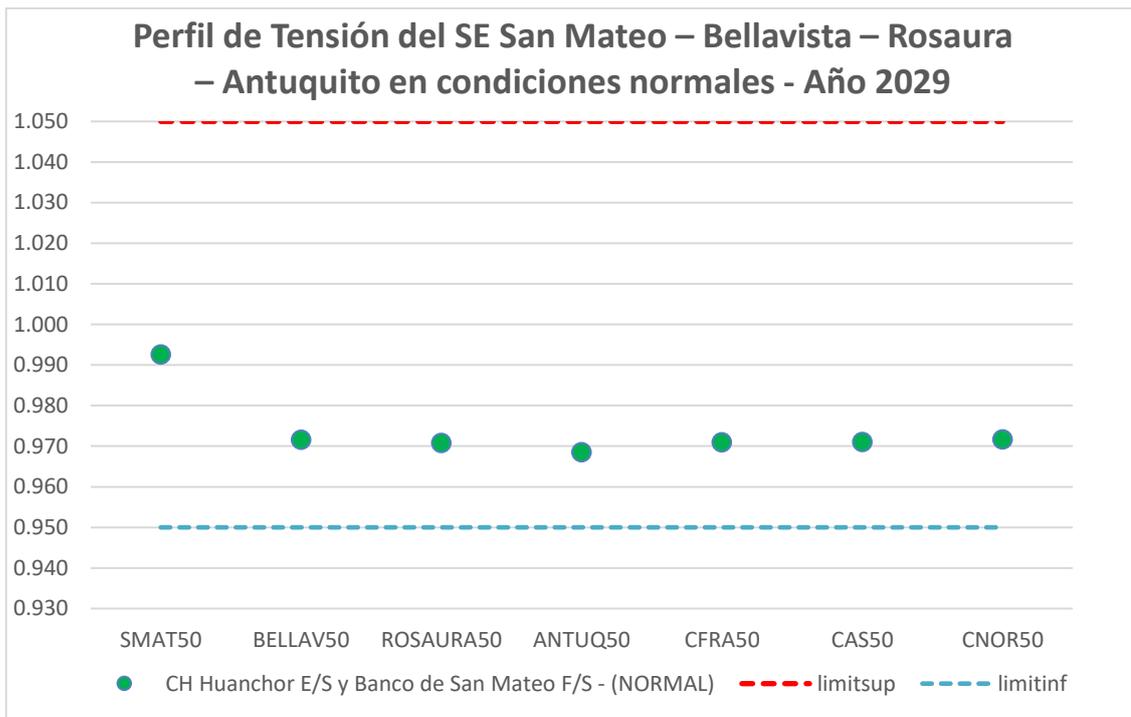
12.2.1 Para la definición del Plan de Inversiones debe tenerse presente las tolerancias que establece la NTCSE en dos aspectos: Niveles de tensión (calidad del producto) e Interrupciones (calidad de suministro).” (NORMA TARIFAS)

Siendo que, el límite de operación en condiciones normales – *para fines de planeamiento* – sería el indicado en el numeral 5.1.2 Tolerancias, de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), señala que:

“Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos.”

En ese sentido, considerando que no existe variación en la proyección de demanda determinada en la PREPUBLICACIÓN y que se ha representado con la interconexión con una carga en la Barra SET San Mateo (STAT) resulta que del análisis de perfil de

tensión lo siguiente:



Por ende, los niveles de tensión en SET San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito en el periodo 2025 – 2029, se encuentran dentro de la tolerancia establecida por la NTCSE.

Por otra parte, respecto a situaciones de contingencia o mantenimiento de la CH. Huanchor, cabe indicar que dichas situaciones que configuran escenarios de contingencia (N-1) en elementos de potencia asociados a uso exclusivo de la generación, no son parte de los criterios que establece la NORMA TARIFAS en sus numerales 12.3 “Criterios de Confiabilidad”.

Asimismo, sin perjuicio de lo mencionado, debemos indicar que según la “Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados”, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, establece en su numeral 6.4 “REGULACIÓN DE TENSIÓN Y/O SUMINISTROS LOCALES DE REACTIVOS”:

6.4.1 Todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

6.4.3 Para mantener los niveles adecuados de tensión, los Integrantes del Sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador hasta los límites de capacidad de sus equipos.

Finalmente, debemos señalar que en la “Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2024”, publicada el 31 de mayo de 2024, el COES determinó por razones de confiabilidad “N-1” para el sistema eléctrico “San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito” el proyecto ITC “Nueva subestación Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas” dentro del periodo vinculante, con lo cual conformaría una solución íntegra para el sistema eléctrico.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar lo solicitado.

Conclusión

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

5. Renovar por antigüedad el transformador 138/50 kV – 30 MVA y celdas asociadas en la SET Carhuamayo.

STATKRAFT identifica que en la simulación del AD05 – *a partir del análisis eléctrico presentado en la PREPUBLICACIÓN* – para la SET Carhuamayo no se ha considerado un análisis estacional de la generación, realizándose solo un análisis eléctrico para la mínima generación, la cual no comprende los diferentes escenarios que pueden ocurrir en el sistema eléctrico. Además, agrega que se debería considerar la antigüedad de las instalaciones.

Indica que, al tener una demanda mayor a 30 MW en el área de influencia, se debería considerar el criterio de la confiabilidad N-1; identificándose que, en el escenario de Máxima Avenida, al presentarse una contingencia en la LT-1702, provoca una sobrecarga inmediata en LT-1705 de 144,9% y en los transformadores 115/50 de la SET Oroya Nueva. Asimismo, muestra una tabla y gráficos comparativos entre la generación Real (en avenida y estiaje) vs la generación considerada por Osinermin en el análisis eléctrico.

Añade que, según la generación considera por Osinermin y la generación en los escenarios de estiaje y avenida se identifica una variación de generación, por lo que ello amerita un análisis estacional del sistema eléctrico. En ese sentido actualizando la generación respectiva (en escenario de avenida) y corriendo el flujo de carga (escenario Osinermin) se puede identificar una congestión en la LT-1705 “LT 138 kV Caripa - Oroya Nueva” frente a una contingencia N-1 en la LT-1702 “LT 138 kV Caripa - Carhuamayo Statkraft”, para los años 2025 y 2026.

STATKRAFT señala que, en el artículo 11 de los criterios generales – NORMA TARIFAS – se establece que en el dimensionamiento de las Líneas de Transmisión, se deben utilizar los valores máximos de potencia resultantes del análisis de flujo de potencia; por lo que, este análisis debe considerar la demanda coincidente del sistema eléctrico; sin embargo, no especifica si también se debe tener en cuenta la generación inyectada. Al respecto, considera que es apropiado considera que el sistema eléctrico debe estar preparado para todas las condiciones, tanto en máxima generación como máxima demanda con fines asegurar resultados más precisos y representativos con la realidad operativa.

STATKRAFT concluye que ante los escenarios evaluados de generación (avenida), se identifica la necesidad de la línea de transmisión L-1702 y Transformador 138/50 kV de la SET Carhuamayo, por lo que, solicita a Osinermin el reconocimiento de estos activos que son necesarios para la operación segura y confiable del sistema de transmisión. Asimismo, propone que el transformador de la SET Carhuamayo pueda ser reemplazado a fines del año 2029.

Análisis de Osinermin

Al respecto, los argumentos realizados por STATKRAFT no guarda relación con la solicitud de “RENOVAR POR ANTIGÜEDAD EL TRANSFORMADOR 138/50 KV DE 30 MVA Y CELDAS ASOCIADAS DE LA SET CARHUAMAYO PARA EL AÑO 2027” que ha sido parte de su PROPUESTA INICIAL. Tal es así que, los escenarios de análisis

eléctricos que ha desarrollado STATKRAFT no evidencian - *al menos* - algún problema en el Transformador 138/50 kV de 30 MVA en SET Carhuamayo, sino que manifiestan – *en un escenario de contingencia de la L-1702 “LT 138 Kv Caripa – Carhuamayo”* – problemas de sobrecarga en los transformadores de la SET Oroya Nueva y la L-1705 “LT 138 kV Caripa – Oroya Nueva”.

Sin perjuicio de lo mencionado, se procede a analizar los argumentos de STATKRAFT, del cual indicamos que considerar en el análisis eléctrico, un escenario con la condición de máxima generación, no se enmarca en los criterios establecidos del numeral 11.1 de la NORMA TARIFAS, ya que se considera las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista de atención a la demanda (es decir, en la condición que requiere mayor capacidad de transmisión para atender a los usuarios de un sistema eléctrico). Esta condición, se cumple en un escenario de máxima demanda del sistema eléctrico y en condiciones de estiaje para la generación, condición que se ha tomado como premisa en la planificación de la subtransmisión. En ese sentido, no corresponde la evaluación del análisis eléctrico en la condición señaladas por STATKRAFT.

Respecto a la antigüedad del Transformador 138/50 kV de 30 MVA de la SET Carhuamayo, en el Informe N° 086-2024-GRT se concluyó que dicho Elemento no forma parte de los SSTD, por lo que no corresponde su renovación.

Respecto al análisis de confiabilidad N-1, cabe precisar que para la “LT 50 kV Carhuamayo – Junin” y “LT 50 kV Carhuamayo – Shelby” registran 1 MW y 8 MW, respectivamente, al año 2029; no superando los 30 MW que se requieren para evaluar el criterio de confiabilidad N-1 enmarcado en la NORMA TARIFAS, para la planificación de la subtransmisión.

En ese sentido, considerando el escenario que corresponde para la planificación de la subtransmisión, se ha realizado la contingencia de la L-1702 en el periodo 2025-2029, verificándose que ningún elemento presenta sobrecarga.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por STATKRAFT.

Conclusión

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

6. Enlace entre la SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS)

STATKRAFT menciona que se realizaron las siguientes simulaciones sobre lo aprobado por Osinerghin en el AD 07 que involucra a STATKRAFT:

A. Interconexión San Mateo (LDS) – San Mateo (STATKRAFT)

En un primer análisis, se observa que, en condiciones normales de operación, si solo se conectara la SET San Mateo LDS y se desconectara la Línea de Transmisión (LT) 649, la viabilidad de la operación se vería comprometida debido a una considerable caída de tensión tanto en el punto AD07 como en el AD05. Sin embargo, al poner en servicio únicamente el banco de capacitores, la operación sería viable. Esto sugiere que la instalación y activación de un banco de capacitores es crucial para mantener la estabilidad del sistema y evitar problemas de tensión. Por otro lado, al entrar en operación comercial la Instalación de Transmisión de conexión (ITC), se observa que la tensión se mantendría dentro de los límites de calidad establecidos. El escenario ideal se presenta al operar tanto el banco de capacitores como la ITC, ya que la tensión se encontraría por encima de los límites de calidad. Esto sugiere que la combinación de

estas medidas de mitigación de caída de tensión resulta altamente efectiva para garantizar una operación óptima del sistema eléctrico.

En el escenario de contingencia, específicamente la salida de la CH Huanchor, teniendo en cuenta únicamente la carga de la SET San Mateo y la desconexión de la Línea de Transmisión (LT) 649. Se presentaría una caída de tensión hace que esta situación sea inviable. Sin embargo, al conectar un banco de capacitores, la operación se vuelve mínimamente viable, lo que sugiere que esta medida proporciona cierto nivel de estabilidad al sistema eléctrico durante contingencias. Por otro lado, al considerar la entrada en operación de la ITC, se observa que la operación es igualmente viable hasta cierto punto. Esto implica que la presencia de la ITC puede mitigar parcialmente los efectos adversos de la contingencia, pero aún puede existir un riesgo residual. El escenario más favorable se presenta cuando ocurre una contingencia y tanto la ITC como el banco de capacitores entran en operación. En esta situación, se resuelve el problema de caída de tensión de manera más efectiva, lo que sugiere que la combinación de estas medidas es crucial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en momentos críticos.

B. Conexión SET Chosica

Para el caso de la conexión con la SET Chosica, se identifican tres escenarios favorables en términos de estabilidad de tensión.

Conexión del ITC: En este escenario, donde se cuenta únicamente con la ITC en funcionamiento, se puede atender una cierta cantidad de carga sin comprometer los límites mínimos de tensión.

Salida de la CH Huanchor e ITC: En este caso, además de la presencia de la ITC, se considera la salida de la CH Huanchor. A pesar de esta contingencia, la ITC permite mantener la estabilidad de tensión en la red eléctrica, lo que amplía la capacidad para atender carga en comparación con el escenario solo de ITC. La cantidad de carga que se puede atender dependerá de la capacidad de la ITC y de cómo se redistribuye la carga tras la salida de la central hidroeléctrica.

Salida de la CH Huanchor + ITC + Banco de Capacitores: Este es el escenario más robusto y favorable. Además de la ITC y la contingencia de salida de la central hidroeléctrica, se considera la activación del banco de capacitores. La combinación de estas medidas permite mantener la estabilidad de tensión en la red eléctrica incluso en situaciones desafiantes. En este escenario, la capacidad para atender carga puede ser la más alta de los tres, ya que la presencia del banco de capacitores refuerza aún más la estabilidad del sistema.

Por lo mencionado, STATKRAFT concluye que no recomienda la interconexión entre SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS) sin antes realizar el reforzamiento con el PROYECTO ITC.

Análisis de Osinerghmin

El análisis se realiza en el Informe Técnico N°437-2024-GRT correspondiente al AD 7, Anexo A "Análisis de las Opiniones y Sugerencias de STATKRAFT a la PREPUBLICACIÓN".

Por lo indicado en dicho análisis, no corresponde atender lo solicitado.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación presentada por UNACEM

El 19 de marzo del 2024, con CARTA-GOC-052-2024, UNACEM presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGHMIN, de las (2) Opiniones y Sugerencias presentadas: “SE ACOGE” (1) y “NO SE ACOGE” (1), según lo desarrollado a continuación:

1. Opinión y Sugerencia N° 1

UNACEM sugiere que en el cuadro de las bajas del AD5 del PI 25-29, se precise que las bajas para los elementos de transmisión de UNACEM, corresponde solamente a la baja remunerativa, sustentado en lo que el mismo OSINERGHMIN reconoce en su análisis de la página 171 del Informe Técnico 086-2024-GRT, toda vez que, dichos elementos de transmisión continuarán en servicio para las operaciones propias de UNACEM.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, no se entiende cual es el fin y/o objetivo de lo solicitado, si tal como señala el propio UNACEM, ello se indica en el desarrollo del Informe Técnico 086-2024-GRT (página 171). No obstante, para una mayor aclaración al administrado, se hará una mención de lo solicitado en el cuadro de Bajas.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión

2. Opinión y Sugerencia N° 2

UNACEM señala que, en relación a la remuneración de las instalaciones de transmisión de UNACEM, considera como “necesario” que se precise en la Resolución que, se continuará percibiendo los peajes de transmisión de los SST y SCT mientras la demanda regulada haga uso de dichas instalaciones. Al respecto, OSINERGHMIN en su análisis al levantamiento de observaciones mostrada en la página 171 del Informe Técnico 086-2024-GRT, indica lo siguiente (parte enmarcada):

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que UNACEM presenta lo solicitado y argumentado su solicitud en base a lo sugerido en el PI 2021-2025 considerando para ello la Norma de Altas y Bajas; no obstante, lo solicitado este sujeto a que se ejecute lo aprobado en el PI 2021-2025 referido a la Baja T3 + Energización 44 kV a 66 kV LT Ninatambo-Derv. Puntayacu con lo cual se desconecta la demanda regulada a ser atendida desde otro punto de alimentación.

De lo indicado, corresponde dar de Baja remunerativa a partir de la definición de Baja del numeral 4.4 de la Resolución OSINERGHMIN N° 057-2020-OS/CD.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Como se observa, OSINERGMIN indica que lo solicitado por **UNACEM** está sujeto a que se ejecute lo aprobado en el PI 2021-2025 para la desconexión de la demanda regulada. En ese sentido, se sugiere que OSINERGMIN precise en el cuadro de bajas del **PI 25-29** del área de demanda 5 que, ante el de retraso causado por otros agentes en la desconexión de la demanda regulada a través de la LT en 44 kV Condorcocha – Ninatambo en fecha posterior al año 2025, **UNACEM** continuará percibiendo los peajes de los SST y SCT, mientras dicha demanda regulada haga uso de sus instalaciones de transmisión.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, lo solicitado por UNACEM es incuestionable, ya que no se puede proceder a suscribir una Acta de Baja, sin que haya entrado el proyecto que lo sustituya o que haga no necesario la instalación que se programó su Baja.

En ese sentido, no es necesario que dicho nivel de detalle se incluya en la Resolución, teniendo en cuenta que la aclaración solicitada por UNACEM se analiza en el presente Informe Técnico que forma parte del sustento de la Resolución que aprueba el PI 2025-2029.

Conclusión

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

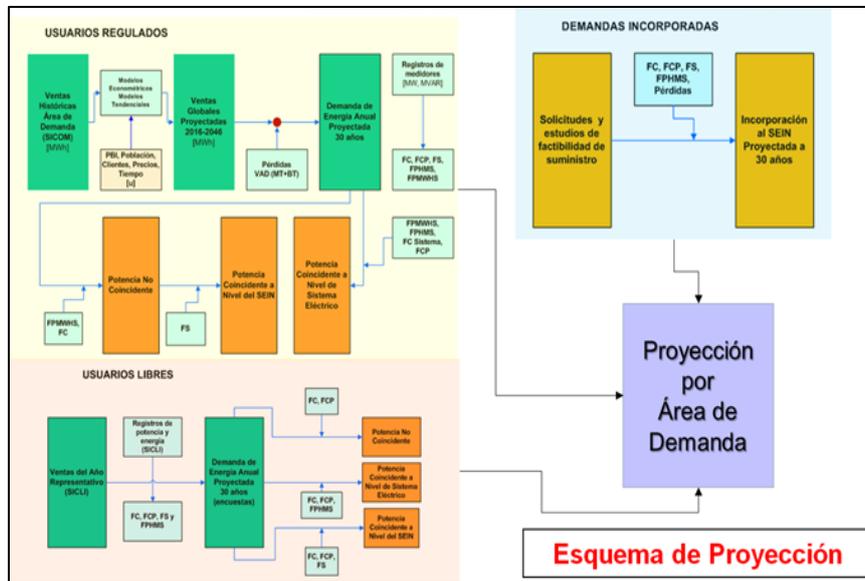
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



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

- ◆ Recopilación de información requerida.
- ◆ Proyección de la Demanda de Energía.
- ◆ Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.
- ◆ Caracterización de la carga en el Área de Demanda.
- ◆ La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Junín, Ayacucho, Huánuco, Pasco, Huancavelica y San Martín, 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 5 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 5 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 5 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI de cada departamento con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 5 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 5 correspondiente al Año Representativo, 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 5 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 5 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 5 del Año Representativo se obtuvieron de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinermin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 5.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 5 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 5 correspondiente al Año Representativo se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio se obtuvo dividiendo la facturación de energía entre las ventas de energía del Área de Demanda 5. Luego, la tarifa promedio se divide entre el IPC de las ciudades representativas del Área de Demanda para obtener la Tarifa Real. El IPC es 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 del Área de Demanda 5

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 5 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

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

En la Figura 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 5, en ella se observa que este se encuentra relacionado con el PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica aplicada al año 2020 (D2020) que explica la caída del PBI en el 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,53%.

Figura 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 5

Dependent Variable: PBI05				
Method: Least Squares				
Date: 09/20/23 Time: 14:27				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	138.8057	215.0927	0.645330	0.5254
PBIPERU	0.007094	0.002042	3.473429	0.0022
PBI05(-1)	0.648330	0.120977	5.359101	0.0000
D2020	-946.2809	373.6878	-2.532277	0.0190
R-squared	0.985312	Mean dependent var	7377.246	
Adjusted R-squared	0.983309	S.D. dependent var	2280.365	
S.E. of regression	294.6128	Akaike info criterion	14.34984	
Sum squared resid	1909528.	Schwarz criterion	14.54339	
Log likelihood	-182.5479	Hannan-Quinn criter.	14.40558	
F-statistic	491.9236	Durbin-Watson stat	1.901875	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el PBI del Área de Demanda 5 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 1, donde la tasa de crecimiento es 2,79% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 5

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	11 176,75	-
2023	11 250,98	0,7%
2024	11 608,26	3,2%
2025	11 960,97	3,0%
2026	12 314,23	3,0%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2027	12 671,46	2,9%
2028	13 034,99	2,9%
2029	13 406,42	2,8%
2030	13 786,91	2,8%
2031	14 177,33	2,8%
2032	14 578,35	2,8%
2033	14 990,53	2,8%
2034	15 414,37	2,8%
2035	15 850,30	2,8%
2036	16 298,75	2,8%
2037	16 760,12	2,8%
2038	17 234,81	2,8%
2039	17 723,24	2,8%
2040	18 225,80	2,8%
2041	18 742,93	2,8%
2042	19 275,05	2,8%
2043	19 822,59	2,8%
2044	20 386,00	2,8%
2045	20 965,76	2,8%
2046	21 562,32	2,8%
2047	22 176,18	2,8%
2048	22 807,85	2,8%
2049	23 457,84	2,8%
2050	24 126,67	2,9%
2051	24 814,90	2,9%
2052	25 523,08	2,9%
2053	26 251,80	2,9%
2054	27 001,66	2,9%
		2,79%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes del Área de Demanda 5

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

Figura 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 5

Dependent Variable: CLI05				
Method: Least Squares				
Date: 08/10/23 Time: 21:03				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	153296.3	9669.086	15.85427	0.0000
@TREND	30402.24	638.0232	47.65069	0.0000
R-squared	0.989110	Mean dependent var		548525.5
Adjusted R-squared	0.988674	S.D. dependent var		242635.2
S.E. of regression	25822.21	Akaike info criterion		23.22704
Sum squared resid	1.67E+10	Schwarz criterion		23.32303
Log likelihood	-311.5651	Hannan-Quinn criter.		23.25559
F-statistic	2270.588	Durbin-Watson stat		0.104308
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 5 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 2, donde la tasa de crecimiento es 2,14% durante el periodo 2022-2054.

Tabla 2: Proyección del número de Clientes del Área de Demanda 5

Año	Clientes	Δ%
2022	972 616	-
2023	974 157	0,2%
2024	1 004 559	3,1%
2025	1 034 961	3,0%
2026	1 065 364	2,9%
2027	1 095 766	2,9%
2028	1 126 168	2,8%
2029	1 156 570	2,7%
2030	1 186 973	2,6%
2031	1 217 375	2,6%
2032	1 247 777	2,5%
2033	1 278 179	2,4%
2034	1 308 582	2,4%
2035	1 338 984	2,3%
2036	1 369 386	2,3%
2037	1 399 788	2,2%
2038	1 430 191	2,2%
2039	1 460 593	2,1%
2040	1 490 995	2,1%
2041	1 521 397	2,0%
2042	1 551 800	2,0%
2043	1 582 202	2,0%
2044	1 612 604	1,9%
2045	1 643 006	1,9%
2046	1 673 409	1,9%
2047	1 703 811	1,8%
2048	1 734 213	1,8%
2049	1 764 615	1,8%

Año	Clientes	Δ%
2050	1 795 018	1,7%
2051	1 825 420	1,7%
2052	1 855 822	1,7%
2053	1 886 224	1,6%
2054	1 916 627	1,6%
		2,14%

B.2.1.3 Proyección de la Población del Área de Demanda 5

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 5 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39

(https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente. Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 5 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla 3 se presenta los valores proyectados de la variable Población que durante el periodo 2022-2054 muestra una tasa de crecimiento de 0,51%

Tabla 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 5

Año	Población	Δ%
2022	1 014 409	-
2023	1 014 842	0,0%
2024	1 015 296	0,0%
2025	1 015 771	0,0%
2026	1 014 870	-0,1%
2027	1 013 990	-0,1%
2028	1 013 131	-0,1%
2029	1 012 292	-0,1%
2030	1 011 474	-0,1%
2031	1 018 391	0,7%
2032	1 025 366	0,7%
2033	1 032 399	0,7%
2034	1 039 491	0,7%
2035	1 046 642	0,7%
2036	1 053 853	0,7%
2037	1 061 124	0,7%
2038	1 068 456	0,7%
2039	1 075 849	0,7%
2040	1 083 303	0,7%
2041	1 090 821	0,7%

Año	Población	Δ%
2042	1 098 401	0,7%
2043	1 106 044	0,7%
2044	1 113 751	0,7%
2045	1 121 523	0,7%
2046	1 129 359	0,7%
2047	1 137 262	0,7%
2048	1 145 230	0,7%
2049	1 153 265	0,7%
2050	1 161 368	0,7%
2051	1 169 538	0,7%
2052	1 177 777	0,7%
2053	1 186 085	0,7%
2054	1 194 462	0,7%
		0,51%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real del Área de Demanda 5

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 5 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, bajo ese supuesto, el precio de energía se encontrará estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,5395 soles por kWh.

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

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

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

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

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

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

Dónde:

- %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 del Área de Demanda 5 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

Respecto de los modelos tendenciales se plantearon los siguientes tipos:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla 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 4: Modelos Tendenciales de ventas de energía

MÉTODO:	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial	
ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T ²	VENTAS C T T ² T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)	
(R ²)	0,9826	0,9801	0,7654	0,9891	0,9964	0,8548	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	14,00	495,41	-0,54	14,76	24,07	112,18
	Prob,	0,0000	0,0000	0,5914	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	37,61	35,05	9,03	8,37	-0,24	12,13
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8156	0,0000
Variable 3	Valor				3,76	7,79	
	Prob,				0,0010	0,0000	
Variable 4	Valor					-6,79	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	1414,29	1228,82	81,55	1086,71	2103,08	147,17	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 de Osinermin

Asimismo, la Tabla 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 obtenidas con todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas hasta 5,95%.

Tabla 5: Proyecciones Tendenciales del Área de Demanda 5 (MWh)

Años	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2022	950 675,21	1 076 729,46	786 455,88	988 600,37	945 924,19	805 094,12
2023	980 720,61	1 140 832,59	795 554,48	1 028 097,88	961 457,40	820 153,12
2024	1 010 766,01	1 208 752,11	804 333,78	1 068 295,55	973 094,86	834 950,60
2025	1 040 811,41	1 280 715,21	812 815,41	1 109 193,38	980 508,31	849 499,87
2026	1 070 856,81	1 356 962,64	821 018,90	1 150 791,37	983 369,46	863 813,17
2027	1 100 902,21	1 437 749,46	828 961,92	1 193 089,51	981 350,04	877 901,77
2028	1 130 947,61	1 523 345,93	836 660,50	1 236 087,81	974 121,76	891 776,05
2029	1 160 993,00	1 614 038,38	844 129,24	1 279 786,26	961 356,36	905 445,62
2030	1 191 038,40	1 710 130,22	851 381,46	1 324 184,87	942 725,55	918 919,40
2031	1 221 083,80	1 811 942,89	858 429,37	1 369 283,64	917 901,05	932 205,66
2032	1 251 129,20	1 919 816,98	865 284,16	1 415 082,56	886 554,59	945 312,12
2033	1 281 174,60	2 034 113,35	871 956,13	1 461 581,65	848 357,88	958 245,98
2034	1 311 220,00	2 155 214,37	878 454,79	1 508 780,89	802 982,65	971 013,96
2035	1 341 265,40	2 283 525,14	884 788,90	1 556 680,28	750 100,63	983 622,37
2036	1 371 310,80	2 419 474,89	890 966,60	1 605 279,83	689 383,52	996 077,12
2037	1 401 356,20	2 563 518,42	896 995,43	1 654 579,54	620 503,06	1 008 383,75
2038	1 431 401,60	2 716 137,59	902 882,39	1 704 579,41	543 130,97	1 020 547,50
2039	1 461 446,99	2 877 842,94	908 634,00	1 755 279,43	456 938,96	1 032 573,29
2040	1 491 492,39	3 049 175,43	914 256,35	1 806 679,61	361 598,76	1 044 465,77
2041	1 521 537,79	3 230 708,20	919 755,13	1 858 779,94	256 782,10	1 056 229,33
2042	1 551 583,19	3 423 048,54	925 135,64	1 911 580,43	142 160,68	1 067 868,12
2043	1 581 628,59	3 626 839,86	930 402,87	1 965 081,08	17 406,24	1 079 386,09
2044	1 611 673,99	3 842 763,91	935 561,49	2 019 281,89	-117 809,50	1 090 786,97
2045	1 641 719,39	4 071 543,01	940 615,88	2 074 182,85	-263 814,82	1 102 074,29
2046	1 671 764,79	4 313 942,47	945 570,19	2 129 783,97	-420 938,01	1 113 251,44
2047	1 701 810,19	4 570 773,20	950 428,28	2 186 085,25	-589 507,33	1 124 321,61
2048	1 731 855,58	4 842 894,36	955 193,84	2 243 086,68	-769 851,07	1 135 287,86
2049	1 761 900,98	5 131 216,26	959 870,32	2 300 788,27	-962 297,51	1 146 153,09
2050	1 791 946,38	5 436 703,41	964 460,98	2 359 190,01	-1 167 174,92	1 156 920,08
2051	1 821 991,78	5 760 377,75	968 968,92	2 418 291,92	-1 384 811,57	1 167 591,49
2052	1 852 037,18	6 103 322,06	973 397,08	2 478 093,97	-1 615 535,76	1 178 169,84
2053	1 882 082,58	6 466 683,57	977 748,22	2 538 596,19	-1 859 675,76	1 188 657,56
2054	1 912 127,98	6 851 677,82	982 024,97	2 599 798,56	-2 117 559,84	1 199 056,96
	2,21%	5,95%	0,70%	3,07%		1,25%

Fuente: Formato F-106 de Osinermin.

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento futuro de una variable a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. No obstante, la tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,21%) es la que se considera 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 los modelos econométricos, se estimaron diversos modelos,

considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación potencial donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES y TARIFA.

En la Tabla 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos Econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 5 (MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3 (seleccionado)	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA CLIENTES	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) AR(1)	VENTAS C TARIFA POBLACIÓN AR(1)	VENTAS C PBI(-1) POBLACIÓN CLIENTES TARIFA	
R ²	0,9959	0,9949	0,9958	0,9890	0,9823	0,9952	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	1336,03	1429,69	1737,16	470,01	291,48	1088,59	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	0,97	3,52	4,70	3,38	-0,45	1,89
	Prob.	0,3428	0,0019	0,0001	0,0028	0,6588	0,0723
Variable 2	Valor	1,54	1,61	5,82	3,89	0,35	1,31
	Prob.	0,1389	0,1217	0,0000	0,0008	0,7267	0,2043
Variable 3	Valor	4,97	-3,42	9,65	-0,30	2,24	-1,15
	Prob.	0,0001	0,0025	0,0000	0,7679	0,0363	0,2621
Variable 4	Valor	5,70	11,56	-5,43	19,71	19,45	9,88
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 5	Valor	3,08			3,07	2,6595	-3,61
	Prob.	0,0054			0,0059	0,0147	0,0016

En la Tabla 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 3, con un crecimiento promedio anual estimado de 3,01%.

Tabla 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 5 (en MWh)

	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	966 426,19	967 641,79	959 648,84	485 933,73	476 929,88	964 296,57
2023	969 638,41	973 879,78	964 384,04	489 365,21	478 897,70	969 729,98
2024	1 001 392,95	1 002 364,51	1 001 545,91	501 043,45	480 871,36	1 000 061,19
2025	1 033 059,04	1 034 986,14	1 038 722,67	512 531,19	482 850,95	1 033 823,31
2026	1 064 782,18	1 067 541,02	1 076 169,63	523 980,49	483 667,64	1 067 815,49
2027	1 096 659,60	1 100 103,95	1 114 060,33	535 490,70	484 490,43	1 101 810,00
2028	1 128 757,57	1 132 724,87	1 152 515,55	547 127,71	485 319,39	1 135 848,30
2029	1 161 121,48	1 165 437,81	1 191 620,36	558 935,22	486 153,78	1 169 958,87
2030	1 193 784,05	1 198 266,20	1 231 438,24	570 943,68	486 994,52	1 204 160,96
2031	1 226 769,00	1 231 227,09	1 272 017,31	583 174,30	494 296,21	1 236 868,27
2032	1 260 094,25	1 264 333,07	1 313 395,93	595 642,50	501 635,36	1 269 684,04
2033	1 293 774,29	1 297 593,98	1 355 606,75	608 360,35	509 012,06	1 302 616,43

	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2034	1 327 821,00	1 331 018,06	1 398 678,20	621 337,44	516 427,23	1 335 672,07
2035	1 362 244,87	1 364 612,42	1 442 636,61	634 582,13	523 880,95	1 368 856,88
2036	1 397 054,94	1 398 383,64	1 487 506,08	648 101,56	531 374,12	1 402 176,09
2037	1 432 259,83	1 432 337,74	1 533 310,34	661 902,54	538 906,84	1 435 634,73
2038	1 467 867,52	1 466 480,69	1 580 072,34	675 991,47	546 480,01	1 469 237,53
2039	1 503 885,88	1 500 818,36	1 627 815,23	690 374,76	554 093,71	1 502 989,37
2040	1 540 322,58	1 535 356,70	1 676 562,16	705 058,78	561 748,02	1 536 895,19
2041	1 577 185,03	1 570 101,77	1 726 336,20	720 049,79	569 445,52	1 570 959,39
2042	1 614 480,55	1 605 059,66	1 777 160,62	735 354,11	577 184,62	1 605 187,46
2043	1 652 216,27	1 640 236,60	1 829 058,73	750 978,01	584 966,23	1 639 584,36
2044	1 690 399,68	1 675 638,92	1 882 054,91	766 928,21	592 791,26	1 674 155,14
2045	1 729 037,94	1 711 273,30	1 936 173,32	783 211,28	600 660,62	1 708 905,14
2046	1 768 138,09	1 747 146,48	1 991 438,27	799 833,80	608 573,55	1 743 840,15
2047	1 807 707,55	1 783 265,30	2 047 875,20	816 802,80	616 532,63	1 778 965,24
2048	1 847 753,44	1 819 637,00	2 105 509,38	834 125,20	624 536,26	1 814 286,84
2049	1 888 283,13	1 856 268,85	2 164 367,00	851 808,24	632 586,19	1 849 810,57
2050	1 929 303,64	1 893 168,49	2 224 473,91	869 858,98	640 683,32	1 885 542,56
2051	1 970 822,38	1 930 343,56	2 285 857,19	888 284,94	648 826,88	1 921 489,37
2052	2 012 846,47	1 967 802,12	2 348 543,79	907 093,53	657 018,63	1 957 657,27
2053	2 055 383,50	2 005 552,30	2 412 561,93	926 292,66	665 258,63	1 994 053,02
2054	2 098 440,77	2 043 602,70	2 477 939,79	945 890,14	673 546,94	2 030 683,74
	2,45%	2,36%	3,01%	2,10%	1,08%	2,35%

Fuente: Formato F-107 de Osinerghmin.

En la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 3) se aprecia una bondad de ajuste (R^2) de 99,58%, significancia individual estadística en cada una de las variables explicativas a partir de los test "t" y una significancia grupal del modelo a partir del test "F". Ver Figura 4.

Figura 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 5

Dependent Variable: LOG(ENE05)				
Method: Least Squares				
Date: 09/20/23 Time: 15:31				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.177124	0.250430	4.700414	0.0001
LOG(PBIAD05)	0.593836	0.101968	5.823773	0.0000
LOG(CLIAD05)	0.626263	0.064927	9.645690	0.0000
LOG(TARAD05)	-0.394442	0.072667	-5.428043	0.0000
R-squared	0.995796	Mean dependent var	13.16600	
Adjusted R-squared	0.995223	S.D. dependent var	0.448343	
S.E. of regression	0.030987	Akaike info criterion	-3.969836	
Sum squared resid	0.021125	Schwarz criterion	-3.776283	
Log likelihood	55.60787	Hannan-Quinn criter.	-3.914100	
F-statistic	1737.162	Durbin-Watson stat	1.448323	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Ajuste final de ventas de energía

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

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa a partir del 2030 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 2,49% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 5 (MWh)

Año	Ajuste Final	TC
2022	965 999,91	-
2023	994 869,91	3,0%
2024	1 033 139,10	3,8%
2025	1 071 423,62	3,7%
2026	1 109 986,40	3,6%
2027	1 149 006,14	3,5%
2028	1 188 607,22	3,4%
2029	1 228 877,25	3,4%
2030	1 255 969,36	2,2%
2031	1 283 659,60	2,2%
2032	1 311 961,18	2,2%
2033	1 340 887,59	2,2%
2034	1 370 452,63	2,2%
2035	1 400 670,40	2,2%
2036	1 431 555,30	2,2%
2037	1 463 122,07	2,2%
2038	1 495 385,76	2,2%
2039	1 528 361,76	2,2%
2040	1 562 065,79	2,2%
2041	1 596 513,93	2,2%
2042	1 631 722,60	2,2%
2043	1 667 708,60	2,2%
2044	1 704 489,09	2,2%
2045	1 742 081,60	2,2%
2046	1 780 504,07	2,2%
2047	1 819 774,81	2,2%
2048	1 859 912,57	2,2%

Año	Ajuste Final	TC
2049	1 900 936,47	2,2%
2050	1 942 866,08	2,2%
2051	1 985 721,40	2,2%
2052	2 029 522,87	2,2%
2053	2 074 291,37	2,2%
2054	2 120 048,25	2,2%
		2,49%

Fuente: Formato F-108 de Osinerghmin

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 5) 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 Clientes 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, es el caso cuando un cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga; sin embargo, de no haber esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 5, el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se ha mantenido constante durante el período de análisis, toda vez no haya 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, debe estar consignado el punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

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

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las Demandas Incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (Cliente Libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de

cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.

- Si las Demandas Incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo Cliente Libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos relacionados con el mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como Demandas Incorporadas, dado que esas cargas han sido incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como Demandas Incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

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

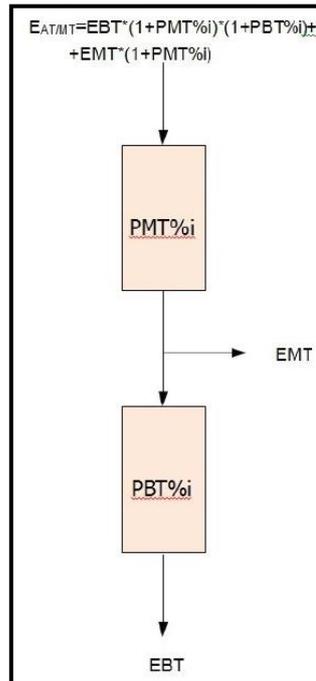
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 5 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, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT a la proyección de ventas de energía.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se sumó las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura 5).

Figura 5: 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

Metodología para la Determinación de Transformadores de Reserva

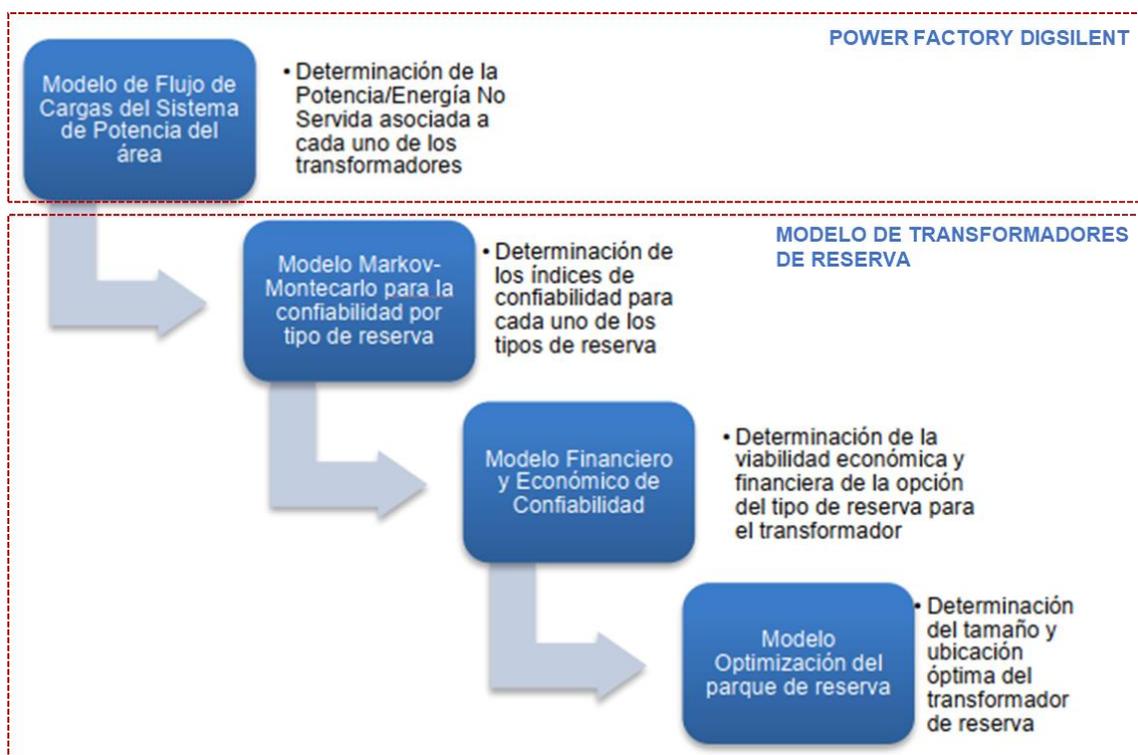
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Asimismo, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N°1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por área de demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida (PNS)

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de $Min(Fobj)$ del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$MinFobj(G1) < MinFobj(G2) + MinFobj(G3) + \dots + MinFobj(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

Para el Área de Demanda 5, Electrocentro solicitó la aprobación de un Transformador de Reserva en 60/23/10 kV de 30 MVA a ubicarse en la SET Salesianos. En ese sentido, se analizó el parque de transformadores en 60MT y 60MTMT de dicha Área de Demanda.

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD5

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 5 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 60/23 kV de 3, 5, 9, 10 y 30 MVA.
- Transformadores en 60/10 kV de 2, 3, 4, y 8 MVA.
- Transformadores en 60/23/10 kV de 7, 9, 10, 15, 25 y 30 MVA.
- Transformadores en 60/33/10 kV de 6, 10 y 25 MVA

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 5

SET	SST/SCT	COD BDME
CANGALLO	SST	TP-060023-003S13E
PAMPAS	SST	TP-060023010-007S13E
CAUDALOSA	SST	TP-060023010-015S12E
INGENIO	SST	TP-060023010-015S13E
AYACUCHO	SST	TP-060023010-015S12E
CHANCHAMAYO	SST	TP-060033023-010SE1E
CONCEPCION	SST	TP-060023010-010S13E
GOYLLARISQUIZGA	SST	TP-060010-003S13E
HUANTA	SST	TP-060010-003S12E
JUNÍN	SST	TP-060010-004S13E
MACHAHUAY	SST	TP-060023-003S12E
NINATAMBO	SST	TP-060023010-010SE1E
PACHACAYO	SST	TP-060010-001S13E
PASCO	SST	TP-060023010-010S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-015S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-015S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-007S13E
SALESIANOS	SST	TP-060010-015S13E
SALESIANOS	SST	TP-060010-010S13E
ANDAYCHAGUA	SST	TP-060023-002S13E
CARHUAMAYO	SST	TP-060023010-007S13E
SHELBY	SST	TP-060010-0.6S13E
XAUXA	SST	TP-060023010-007S13E
ANDAYCHAGUA	SST	TP-060010-008S13E
BELLAVISTA	SST	TP-060010-001S13E
CHUMPE	SST	TP-060010-009S13E
CHUMPE	SST	TP-060010-004S13E
COBRIZA II	SST	TP-060023010-025S12E
COBRIZA II	SST	TP-060023010-025S12E
SAN FRANCISCO	SCT	TP-060023-004SE1E
HUANCAYO ESTE	SCT	TP-060023010-010S13E
VILLA RICA	SCT	TP-060023-005SE1E
SATIPO	SCT	TP-060023010-009SE1E
PICHANAKI	SCT	TP-060023010-009SE1E
PUERTO BERMUDEZ	SCT	TP-060033010-006SE1E
LA UNIÓN	SCT	TP-060023-009S13E
CANGALLO	SCT	TP-060023-010S12I
AYACUCHO	SCT	TP-060023010-025S12E
HUANTA	SCT	TP-060023010-010S12E
PARQUE INDUSTRIAL	SCT	TP-060033010-025S13E
PASCO	SCT	TP-060023-010S13E
HUANCAYO ESTE	SCT	TP-060010-015S13E

Cabe precisar que en el Área de Demanda 5, actualmente se tiene el siguiente

transformador de reserva.

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
60/10 kV - 15 MVA	Parque Industrial	Reserva - SST

Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores, aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción	SET
2025	Reemplazo de los 2 transformadores de la SET Salesianos, por uno en 60/23/10 kV de 30 MVA	Salesianos
2028	Reemplazo del transformador de 7 MVA de la SET Jauja por uno de 15 MVA en 60/23/10 kV	Jauja

Definido el parque de transformadores, se determina las Potencias No Servidas que presentan los transformadores ante un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Huanta	TP-060023010-010SI2E	3.97	4.11	4.25	4.40	4.54	4.65	4.75	4.85	4.96	5.07
Cangallo	TP-060023-010SI2I	2.87	2.97	3.07	3.18	3.29	3.36	3.43	3.51	3.59	3.67
Machahuay	TP-060023-003SI2E	1.11	1.15	1.19	1.23	1.27	1.30	1.33	1.36	1.39	1.42
Ayacucho	TP-060023010-025SI2E	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89	18.29	18.69	19.10	19.52	19.96
Ingenio	TP-060023010-015SI3E	9.16	9.35	9.55	9.74	9.94	10.07	10.21	10.35	10.49	10.64
Caudalosa	TP-060023010-015SI2E	1.51	1.55	1.58	1.62	1.66	1.68	1.71	1.74	1.76	1.79
Pampas	TP-060023010-007SI3E	2.24	2.33	2.41	2.49	2.58	2.64	2.70	2.76	2.81	2.87
Salesianos	TP-060023010-030SI3E	11.46	11.87	12.29	12.71	13.14	13.43	13.73	14.03	14.34	14.66
Parque Industrial ELC	TP-060033010-025SI3E	6.64	6.88	7.13	7.36	7.61	7.79	7.96	8.13	8.32	8.51
Chilca ELC	TP-060023010-030SI3E	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55	20.97	21.39	21.84	22.29	22.74
Concepcion	TP-060023010-010SI3E	7.72	7.99	8.27	8.55	8.83	9.11	9.39	9.67	9.95	10.23
Jauja	TP-060023010-007SI3E	5.07	5.66	6.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jauja 15 MVA	TP-060023010-015SI3E	0.00	0.00	0.00	6.84	7.02	7.14	7.26	7.38	7.51	7.63
La Union ELC	TP-060023-009SI3E	3.72	3.86	3.99	4.13	4.27	4.37	4.46	4.56	4.66	4.76
Junín	TP-060010-004SI3E	0.89	0.92	0.95	0.98	1.01	1.03	1.05	1.08	1.10	1.12
Villa Rica	TP-060023-005SE1E	1.97	2.05	2.12	2.19	2.27	2.32	2.37	2.42	2.47	2.53
Pasco	TP-060023-010SI3E	0.00	0.00	0.19	0.36	1.01	0.81	1.30	1.55	1.69	1.80
Goyllarisquizga	TP-060010-003SI3E	0.93	0.96	1.00	1.03	1.07	1.09	1.11	1.14	1.16	1.19
Carhuamayo	TP-060023010-007SI3E	1.65	1.71	1.77	1.84	1.89	1.94	1.98	2.02	2.07	2.11
Bellavista	TP-060010-001SI3E	0.10	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13
Andaychagua	TP-060010-008SI3E	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94
Pichanaki	TP-060023010-009SE1E	6.04	6.24	5.96	6.65	6.86	7.00	7.15	7.30	7.44	7.60
Chanchamayo	TP-060023-030SE1E	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32	8.58	8.84	9.10	9.36	9.62

Chumpe	TP-060010-009SI3E	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06
Pachacayo	TP-060010-001SI3E	0.32	0.33	0.34	0.35	0.37	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41

Luego, se procede a evaluar con el modelo de transformadores de reserva, la factibilidad de contar con un tipo de reserva por transformador.

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Huanta	TP-060023010-010SI2E	\$ 428,604	\$ 368,744	-\$ 250,125	Reserva en Bodega
Cangallo	TP-060023-010SI2I	\$ 46,505	-\$ 13,467	-\$ 571,242	Reserva en Bodega
Ayacucho	TP-060023010-025SI2E	\$ 3,421,507	\$ 3,414,927	\$ 2,833,331	Reserva en Bodega
Ingenio	TP-060023010-015SI3E	\$ 1,104,992	\$ 1,055,097	\$ 452,188	Reserva en Bodega
Pampas	TP-060023010-007SI3E	\$ 23,199	-\$ 37,532	-\$ 630,772	Reserva en Bodega
Salesianos	TP-060023010-030SI3E	\$ 2,465,149	\$ 2,428,584	\$ 1,815,404	Reserva en Bodega
Parque Industrial ELC	TP-060033010-025SI3E	\$ 1,283,369	\$ 1,225,665	\$ 593,308	Reserva en Bodega
Chilca ELC	TP-060023010-030SI3E	\$ 4,807,027	\$ 4,835,672	\$ 4,305,593	Reserva en Bodega
Concepcion	TP-060023010-010SI3E	\$ 1,289,701	\$ 1,252,813	\$ 679,090	Reserva en Bodega
Jauja 15 MVA	TP-060023010-015SI3E	\$ 976,715	\$ 922,584	\$ 314,099	Reserva en Bodega
La Union ELC	TP-060023-009SI3E	\$ 331,133	\$ 281,242	-\$ 246,630	Reserva en Bodega
Villa Rica	TP-060023-005SE1E	\$ 127,403	\$ 82,618	-\$ 424,450	Reserva en Bodega
Pichanaki	TP-060023010-009SE1E	\$ 1,040,355	\$ 998,740	\$ 421,966	Reserva en Bodega
Chanchamayo	TP-060023-030SE1E	\$ 1,341,000	\$ 1,292,707	\$ 731,734	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Machahuay	TP-060023-003SI2E	-\$ 50,862	-\$ 94,895	-\$ 605,253	No viable
Caudalosa	TP-060023010-015SI2E	-\$ 172,687	-\$ 257,373	-\$ 921,304	No viable
Jauja	TP-060023010-007SI3E	-\$ 150,552	-\$ 215,684	-\$ 814,743	No viable
Junin	TP-060010-004SI3E	-\$ 95,603	-\$ 143,059	-\$ 649,204	No viable
Pasco	TP-060023-010SI3E	-\$ 142,401	-\$ 205,898	-\$ 754,101	No viable
Goyllariquizga	TP-060010-003SI3E	-\$ 59,025	-\$ 102,281	-\$ 598,171	No viable
Carhuamayo	TP-060023010-007SI3E	-\$ 3,243	-\$ 64,677	-\$ 658,876	No viable
Bellavista	TP-060010-002SI3E	-\$ 226,905	-\$ 270,300	-\$ 760,552	No viable
Andaychagua	TP-060010-008SI3E	-\$ 186,948	-\$ 247,913	-\$ 787,732	No viable
Chumpe	TP-060010-009SI3E	-\$ 149,116	-\$ 211,031	-\$ 754,747	No viable
Pachacayo	TP-060010-002SI3E	-\$ 170,677	-\$ 212,614	-\$ 700,961	No viable

Aquellos transformadores que resultan viables para contar con una reserva del tipo en Bodega pueden contar con una reserva del tipo compartida, por lo cual serán evaluados con el modelo de optimización.

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Alternativa I: Parque de Transformadores del AD5 con devanado principal en 60kV, en un (01) solo grupo.

Alternativa II: Parque de Transformadores del AD5 en tres (03) grupos, agrupados según sistemas eléctricos.

- Grupo I: Conformado por transformadores en 60/23/10 kV y 60/23 kV del Sistema Eléctrico de Ayacucho, Huanta y Huancavelica. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV.
- Grupo II: Conformado por transformadores en 60/23/10 kV, 60/23 kV y 60/10 kV, de los Sistemas eléctricos de Huancayo, Pasco y Huánuco. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV.
- Grupo III: Conformado por transformadores en 60/23 kV y en 60/23/10 kV, de los Sistemas Eléctricos de Pasco, Satipo-Pichanaki, Tarma-Chanchamayo. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV.

Alternativa I		Alternativa II		
Grupo	SET	Grupo	SET	
G1	Huanta	G1	Huanta	
	Cangallo		Cangallo	
	Ayacucho		Ayacucho	
	Ingenio		Ingenio	
	Pampas	G2	Pampas	
	Salesianos		Salesianos	
	Parque Industrial		Parque Industrial	
	Chilca		Chilca	
	Concepción		Concepción	
	Jauja 15 MVA		Jauja 15 MVA	
	La Unión	La Unión	G3	Villa Rica
	Villa Rica	Pichanaki		
	Pichanaki	Chanchamayo		
Chanchamayo				

C.5.5. Resultados de Optimización

A continuación, se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Resultados Alternativa 1.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
5_G1_TP-060	Ayacucho	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Cangallo	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chanchamayo	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chilca ELC	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Concepcion	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Huanta	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Ingenio	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Jauja 15 MVA	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	La Union ELC	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pampas	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Parque Industrial	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pichanaki	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Salesianos	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
Villa Rica	Móvil	Chilca ELC	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55	
Total general				250.04	259.98	268.66	278.88	287.70

Como se observa, según los resultados obtenidos con el modelo de optimización la alternativa 1 es la de menor costo total de confiabilidad. Por tanto, para el parque de transformadores con devanado principal en 60 kV del Área de Demanda 5 se necesita en total un (1) transformador de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA, a ubicarse en la SET Chilca.

Resultados Alternativa 2.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
5_G1_TP-060	Ayacucho	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Cangallo	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Huanta	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Ingenio	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
5_G2_TP-060	Chilca ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Concepcion	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Jauja 15 MVA	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	La Union ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pampas	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Parque Industrial	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
5_G3_TP-060	Salesianos	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chanchamayo	Móvil	Chanchamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
	Pichanaki	Móvil	Chanchamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
	Villa Rica	Móvil	Chanchamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
Total general				209.26	217.25	224.65	232.86	240.37

Como se observa, según la alternativa 2, para el parque de transformadores en 60 kV del Área de Demanda 5 se necesita en total tres (3) transformadores de reserva en 60/23/10 kV. A ubicarse en las SETs Ayacucho, Salesianos y Chanchamayo.

Por tanto, la alternativa seleccionada, será aquella que presente el menor costo total de confiabilidad para todo el parque de transformadores con devanado principal en 60 kV del Área de Demanda 5.

C.5.6. Selección de Alternativas

A continuación, se resume los resultados de las alternativas evaluadas, para brindar confiabilidad a toda el Área de Demanda 5:

ALTERNATIVAS	GRUPOS	SETs	COSTO CONFIABILIDAD	COSTO TOTAL CONFIABILIDAD (2029)
Alternativa 1	Grupo I	Ayacucho, Cangallo, Huanta, Ingenio, Chilca, Concepción, Jauja, La Union, Pampas, Salesianos, Parque Industrial, Villa Rica, Pichanaki, Chanchamayo	\$ 2,635,857.85	\$ 2,635,857.85
Alternativa 2	Grupo I	Ayacucho, Cangallo, Huanta e Ingenio	\$ 1,031,335.60	\$ 3,114,457.56
	Grupo II	Chilca, Concepción, Jauja, La Union, Pampas, Salesianos, Parque Industrial	\$ 1,398,042.42	
	Grupo III	Villa Rica, Pichanaki, Chanchamayo	\$ 685,079.54	

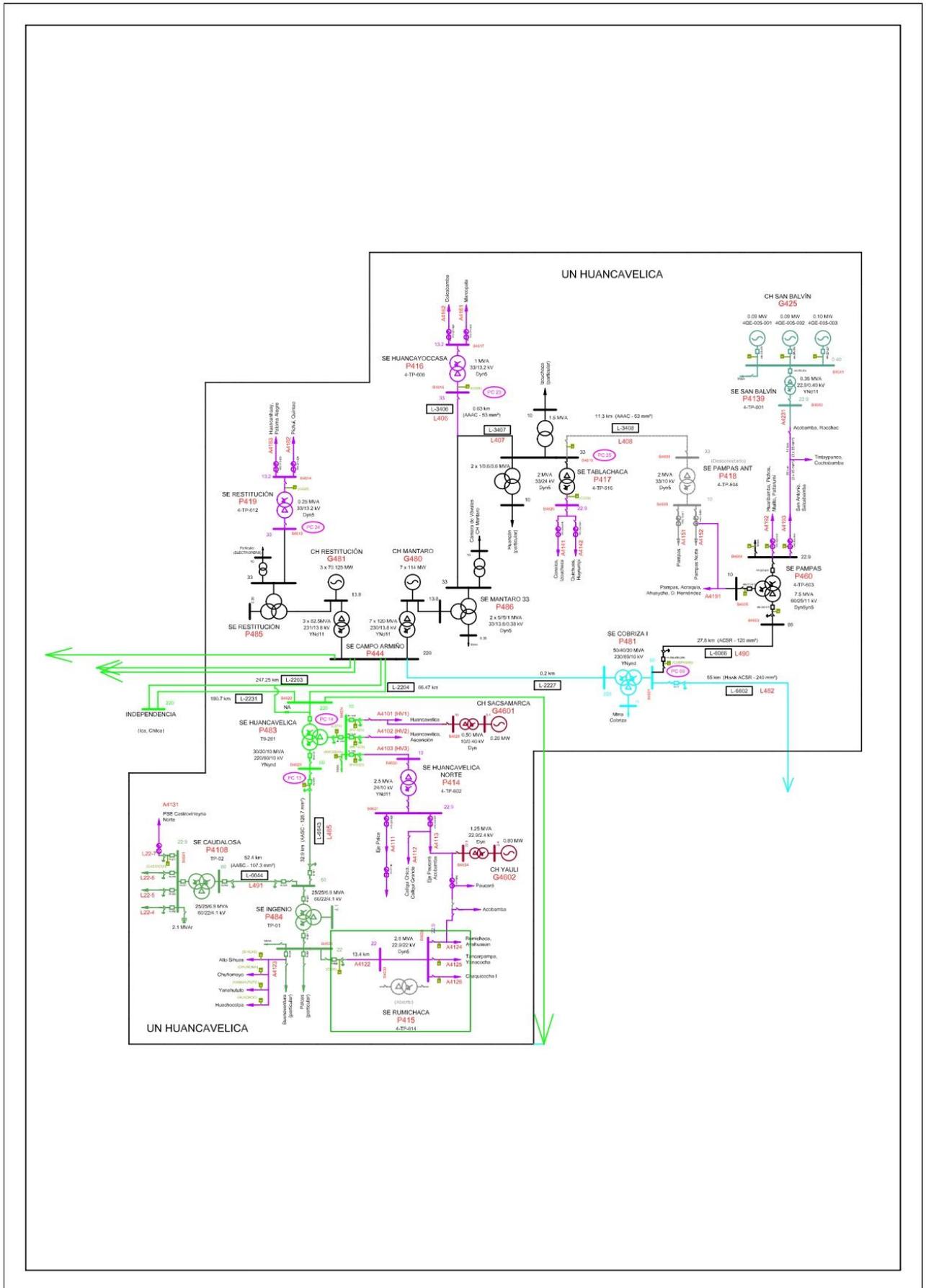
De la tabla anterior, se observa que la mejor alternativa es la N° 1, por presentar el menor costo de confiabilidad. Por tanto, para brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores con devanado principal en 60 kV del AD5, se requiere contar con un (1) transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA.

Cabe precisar que, la SET Chilca aún no está en operación, por tanto, el transformador de reserva se reubica a la SET Salesianos, toda vez que es una subestación cercana a la SET Chilca.

C.6. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

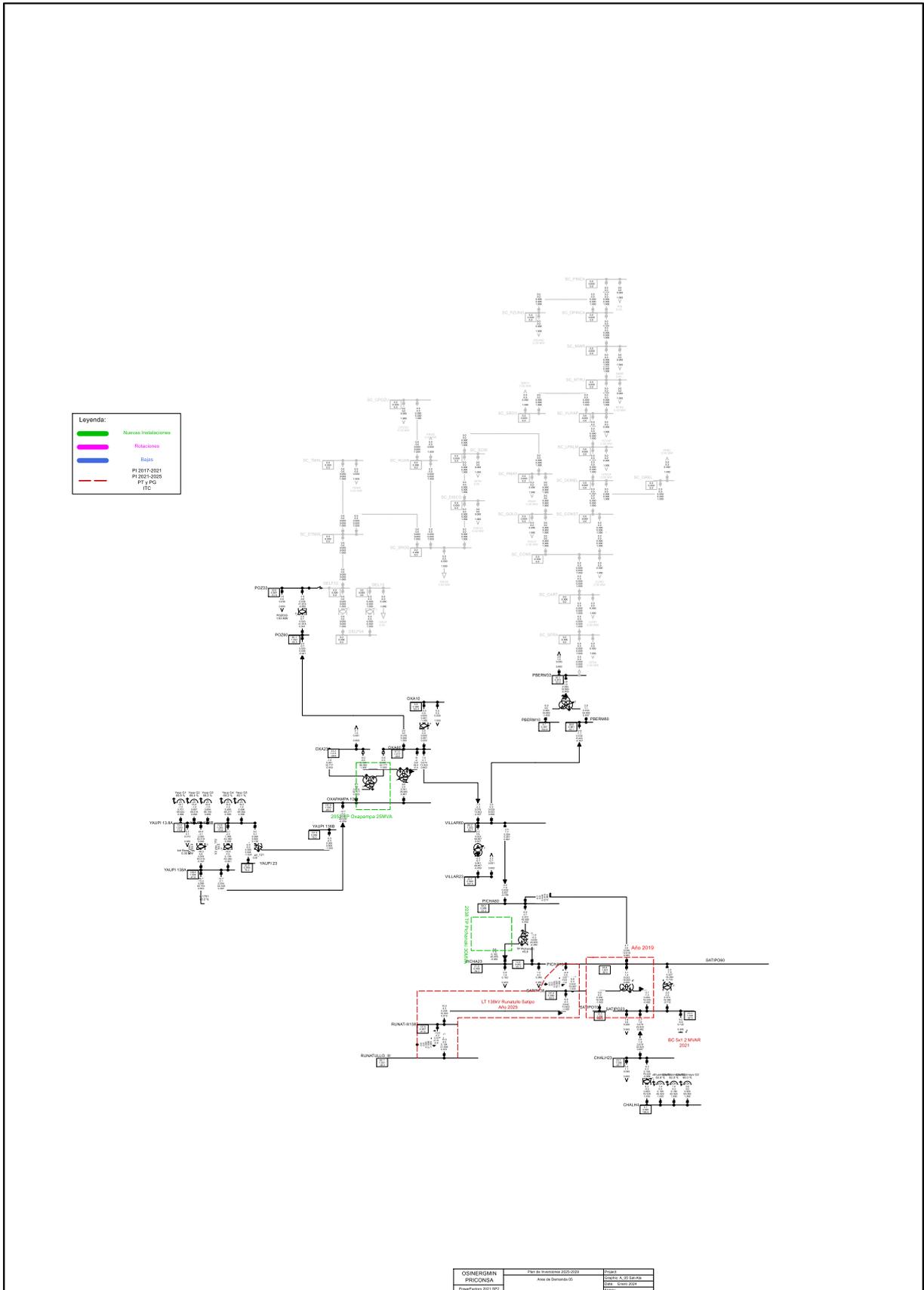
Actualmente en el Área de Demanda 5 se remunera un transformado de reserva de 60/10 kV de 15 MVA en la SET Parque Industrial. En ese sentido, considerando los resultados luego de la aplicación de la metodología para determinar transformadores de reserva del tipo compartida se dispone para el presente proceso del Plan de Inversiones 2025-2029, aprobar un transformador de 60/23/10 kV de 30 MVA a ubicarse en la SET Salesianos. Asimismo, se dispone, dar de baja el transformador de reserva existente.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

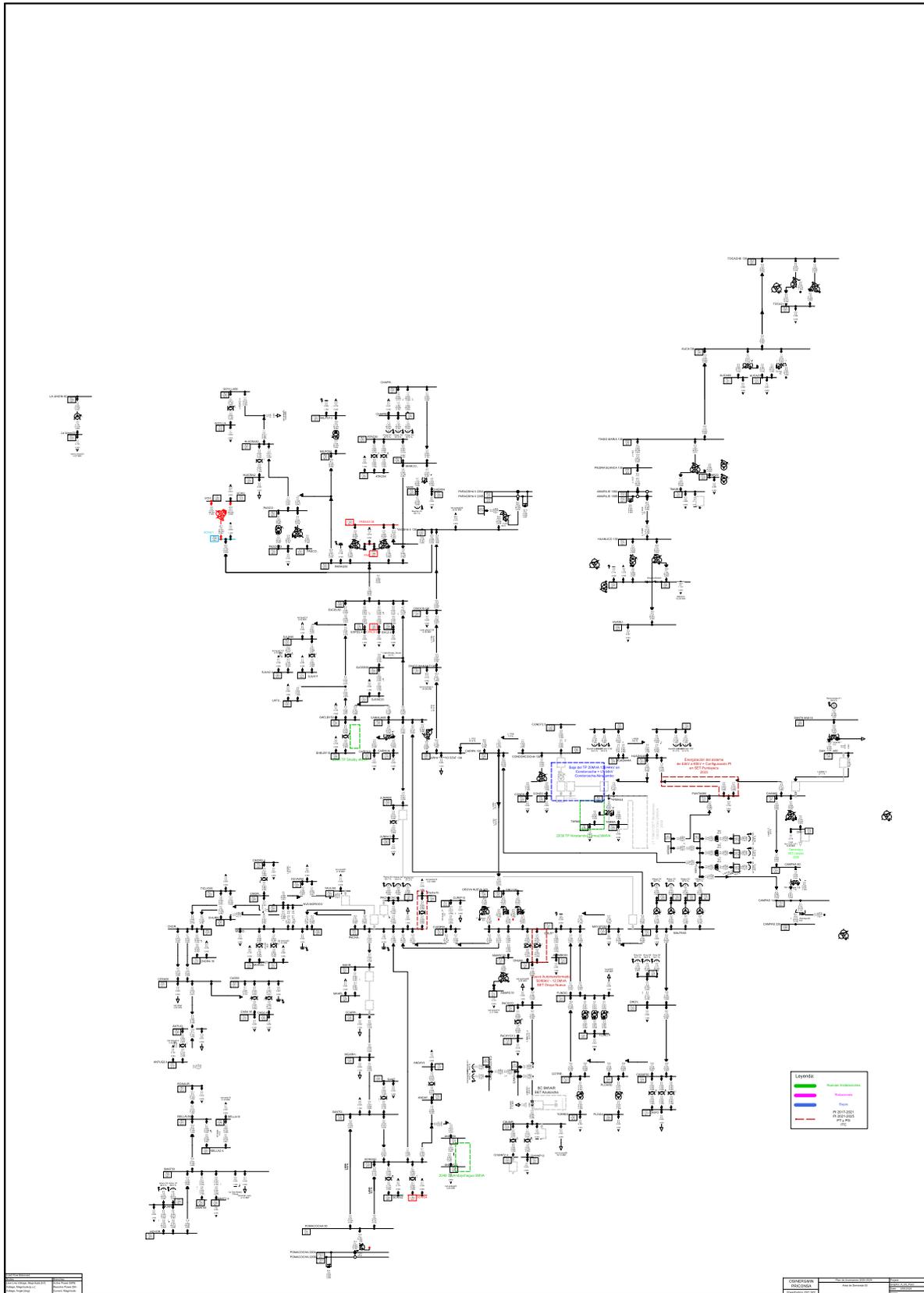


Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Sistema Eléctrico Satipo – Chalhuamayo (Año 2029)



Sistema Eléctrico Pasco – Huánuco – Tingo María (Año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 5

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	ELECTROCENTRO	Transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA y celdas asociadas	SET Salesianos	1 237 353
2	2025	STATKRAFT	Celda de Línea 50 kV	SET Oroya Nueva	270 478
3	2025	STATKRAFT	Celda de Línea 138 kV	SET Yaupi	469 158
4	2026	ELECTROCENTRO	Celda Línea - Transformador 60 kV	SET Huanta	262 082
5	2026	ELECTROCENTRO	Celda de alimentador 10 kV	SET Huanta	62 328
6	2026	ELECTROCENTRO	Celda Línea - Transformador 60 kV	SET Cangallo	262 082
7	2028	ELECTROCENTRO	Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Salesianos	828 629
8	2028	ELECTROCENTRO	Transformador 60/22,9/13,2kV de 15/15/15 MVA	SET Jauja	727 769

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

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

PROGRAMACIÓN DE BAJAS
Período 2025-2029

Titular	Nombre Elemento	Año
ELECTROCENTRO	Transformador 60/10 kV de 9 MVA y celdas conexas de transformación en SET Salesianos	2025
ELECTROCENTRO	Transformador 60/10 kV de 14 MVA y celdas conexas de transformación en SET Salesianos	2025
ELECTROCENTRO	Transformador de Reserva 60/10 kV de 15 MVA ubicado en SET Parque Industrial	2028
ELECTROCENTRO	Una (01) Celda de Alimentador de 10 kV (A4009) en SET Huanta	2025
ELECTROCENTRO	Una (01) Celda de Alimentador de 10 kV (A4010) en SET Huanta	2026
ELECTROCENTRO	Celda línea-transformador de 60 kV en SET Huanta	2026
ELECTROCENTRO	Celda línea-transformador de 60 kV en SET Cangallo	2025
UNACEM (*)	LT 138 kV Caripa – Condorcocha (12 km)	2025
UNACEM (*)	Celda de línea 138 kV a SE Oroya	2025
UNACEM (*)	Celda de línea 138 kV a SE Condorcocha	2025
UNACEM (*)	Celda de línea 138 kV a SE Carhuamayo	2025

(*) Cabe precisar que los Elementos dados de Baja corresponden a “Bajas Remunerativas”, no implicando –desde al ámbito regulatorio– un mandato de desmontaje o la no operación de las instalaciones por parte del Titular, de considerarlo conveniente.

Anexo G

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 5

Año	ELECTROCENTRO		PROPUESTA OSINERGHMIN	
	GWh	(%) ΔGWh	GWh	(%) ΔGWh
2022	1 420	-	1 428	-
2023	1 437	1,21%	1 460	2,19%
2024	1 536	6,94%	1 503	2,99%
2025	1 586	3,20%	1 548	2,97%
2026	1 647	3,89%	1 594	2,99%
2027	1 753	6,42%	1 640	2,85%
2028	1 818	3,72%	1 687	2,89%
2029	1 864	2,53%	1 731	2,58%
2030	1 895	1,68%	1 760	1,69%
2031	1 927	1,69%	1 790	1,70%
2032	1 960	1,70%	1 820	1,71%
2033	1 993	1,70%	1 852	1,71%
2034	2 024	1,54%	1 883	1,72%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115]

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) –
TOTAL, ÁREA DE DEMANDA 5
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Propuesta Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	3 703 134	1 863 735	1 976 990	-47%	6%
2026	10 138 324	8 822 691	586 493	-94%	-93%
2027	734 720	696 247	-	-	-
2028	-	916 423	1 556 399	-	70%
2029	34 296 113	3 414 313	-	-	-
TOTAL	48 872 291	15 713 408	4 119 882	-91,6%	-73,8%

9. Referencias

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

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