
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 2

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 2¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 2 comprende instalaciones de las empresas Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA"), Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (en adelante "CVC ENERGÍA") y Dirección Ejecutiva de Proyectos Olmos-Tinajones (en adelante "PEOT") (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, ENSA, ELOR, PEOT y CVC ENERGÍA presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 2, correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; 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 la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a las Propuestas, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por 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

¹ Área de Demanda 2: Abarca el departamento de Lambayeque y parte de los departamentos de Cajamarca y Amazonas. Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergrmin 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 Osinergrmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a las Propuestas presentadas:

- Se ha incluido nuevas cargas que cuenten únicamente con el sustento documentado. Asimismo, en el formato "F-113" no se ha considerado Demandas Incorporadas con potencias menores que 200 kW debido a que son usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 2; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Las sobrecargas en la transformación fueron atendidas mediante la rotación de transformadores, con puntuales adquisiciones de nuevas unidades. Para el efecto se realizó la proyección espacial de la potencia, en lo posible con base en los pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores, a fin de identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio.

Se considera las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021- 2025, su modificatoria.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, dentro del Plan de inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), se aprueban:

ENSA

- En la SET Chiclayo Norte, tres (03) celdas de alimentador de 10 kV y una celda de medición de 10 kV.
- En la SET Chiclayo Oeste, un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, una (01) celda de transformador de 60 kV y una (01) celda de transformador de 22,9 kV.
- En la SET Lambayeque Sur, un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Pampa Pañalá, un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Cutervo, un (01) transformador de 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.

ELOR

- En la SET Jaén, dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, una celda de medición de 10 kV y una celda de transformador de 10 kV.
- En la SET Bagua, dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, una (01) celda de medición de 10 kV, una (01) celda de transformador de 10 kV y dos (02) celdas de línea 60 kV.
- En la SET Bagua Grande, dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, una (01) celda de medición de 10 kV y una (01) celda de transformador de 10 kV.
- En la SET Muyo, dos (02) celdas de línea 60 kV y una (01) celda de transformador de 60 kV.
- Línea 60 kV de SET Muyo a SET Chiriaco de 48 km.
- En SET Chiriaco, una (01) celda de línea transformador 60 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, un (01) transformador 60/22,9 kV de 15 MVA, tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV y una (01) celda de medición de 22,9 kV.

- LT 60 kV Bagua – Muyo de 29,34 km.
- En la SET Cállic, una (01) celda de alimentador de 22,9 kV.

CVC ENERGÍA

- Línea 220 kV de SET Felam a SET Sureños.
- Nueva SET Sureños de 220/60/22,9 kV de 60/60/30 MVA que incluye: una (01) celda de línea transformador 220 kV, una (01) celda de transformador 60 kV, una (01) celda de transformador 22,9 kV, dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV y una (01) celda de medición 22,9 kV.
- En la SET Felam, una (01) celda de línea 220 kV.

PEOT

- En la SET Lambayeque, un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA, una (01) celda de transformador de 60 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV y una (01) celda de transformador de 10 kV, una (01) celda de medición de 22,9 kV y una (01) celda de medición de 10 kV, una (01) celda de alimentador de 22,9 kV y la renovación de tres (03) celdas de alimentador de 10 kV.
- En la SET Illimo, renovación de dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 10 kV, una (01) celda de medición de 22,9 kV y una (01) celda de medición de 10 kV.

En resumen, el PI 2025-2029 del Área de Demanda 2, para el periodo 2025-2029, se muestra a continuación:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 2 Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 2	26 172 952	98,34	210	64
ENSA	4 346 769	0	120	10
AT				
Celda	321 906			2
Línea				
TP	2 696 412		90	3
MAT				
Celda				
Línea				
TP	1 116 876		30	1
MT				
Celda	211 574			4
CVC ENERGÍA	7 936 988	21	60	9
AT	418 827			
Celda	418 827			1
Línea				
TP				
MAT	7 072 384			
Celda	1 241 712			2
Línea	2 785 147	21		1
TP	3 045 525		60	1

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
MT	445 778			
Celda	445 778			4
ELOR	11 923 657	77,34	15	27
AT				
Celda	1 852 527			6
Línea	7 182 025	77,34		2
TP	1 328 506		15	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP				
MT				
Celda	1 560 598			18
PEOT	1 965 538	0	15	18
AT	964 832			
Celda	241 296			1
Línea				
TP	723 296		15	1
MT				
Celda	1 000 706			16

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
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	24
5. PROPUESTA FINAL.....	31
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	31
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	33
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	38
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	38
6.1.1 Información Base.....	39
6.1.1.1 Ventas de energía	39
6.1.1.2 Variables explicativas.....	39
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	39
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	40
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	40
6.1.5 Proyección Global	42
6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	42
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	44
6.2.1 Consideraciones.....	45
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	46
6.2.3 Análisis de Alternativas	49
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo.....	49
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo baja densidad	52
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Chota – Chongoyape – San Ignacio y San Ignacio Rural56	57
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto	58
6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bagua – Jaén – Cutervo y Bagua – Jaén Rural.....	62
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	62
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	63
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	65
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	66
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
8. ANEXOS.....	67
9. REFERENCIAS	120

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 2, para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA"), Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (en adelante "CVC ENERGÍA") y Dirección Ejecutiva de Proyectos Olmos-Tinajones (en adelante "PEOT") son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 2, 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.

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 - Económicos presentados por los TITULARES 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 Osinerghmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, 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 y 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 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, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT", aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

La base normativa antes citada, comprende para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

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

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGHMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGHMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

OSINERGHMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló 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 los estudios presentados por éstos como sustento de sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

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

Publicación del Proyecto de Resolución

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

Segunda Audiencia Pública

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

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

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

Opiniones y Sugerencias

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

Por otra parte, mediante escrito del 08 de mayo de 2024, ELOR ha presentado argumentos adicionales a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN. Al respecto, considerando que dichos argumentos han sido calificados por ELOR como complementarios a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinerghmin.

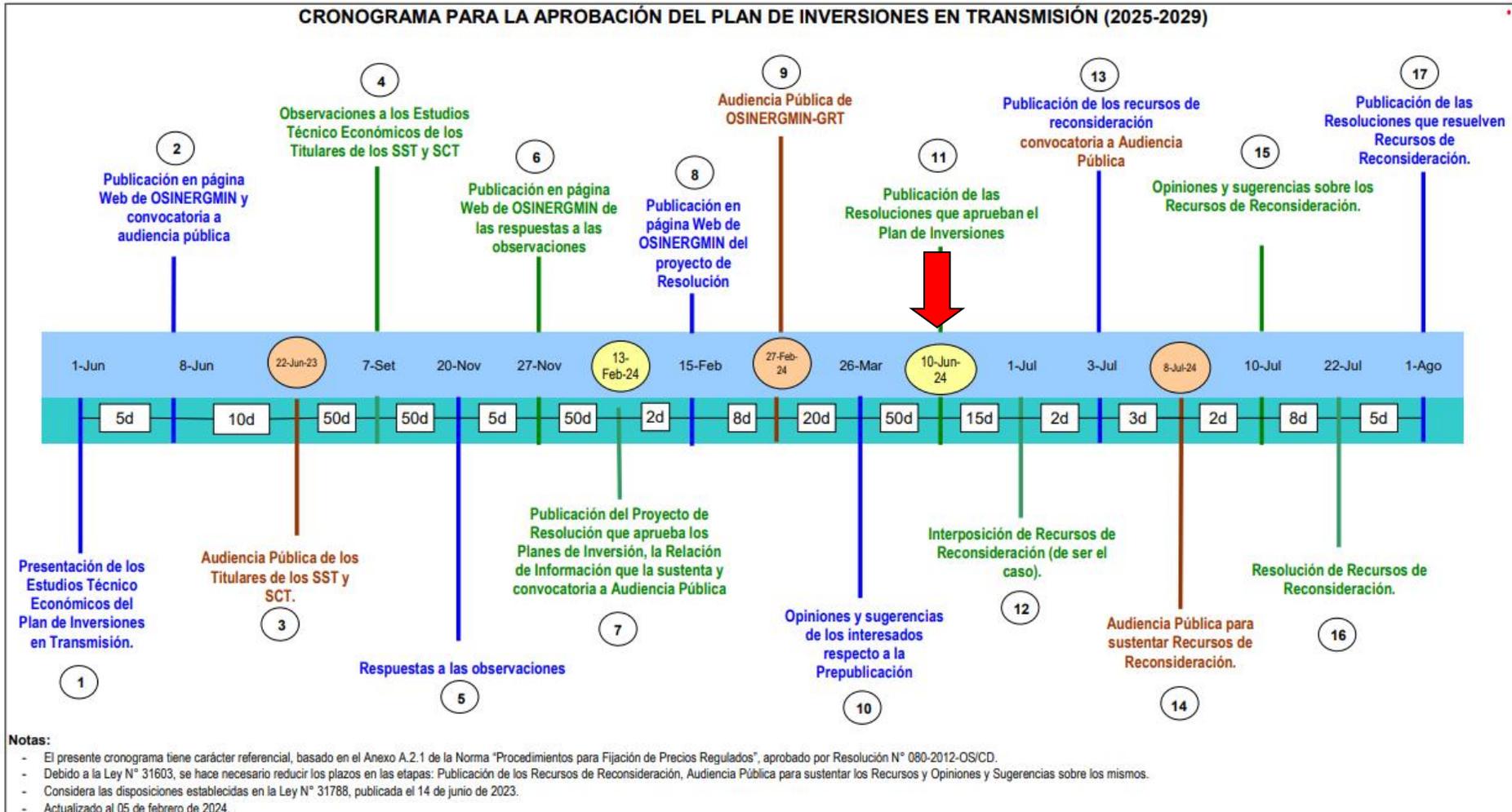
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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

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

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

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 2 está circunscrita al departamento de Lambayeque, y parte de los departamentos de Cajamarca y Amazonas, los cuales se ubican en la región Norte del Perú.

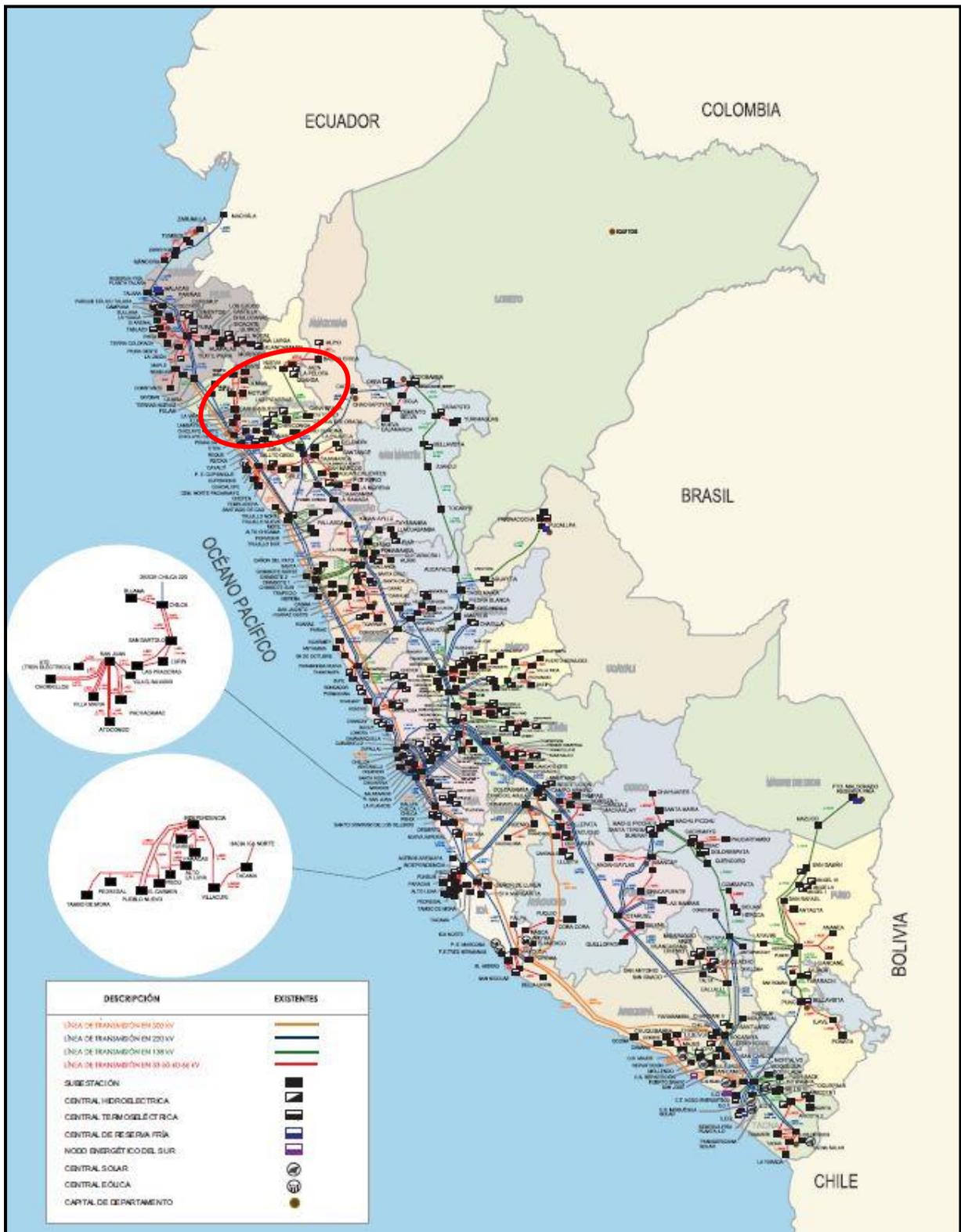
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas ENSA, REP, ELOR, ADINELSA, CVC ENERGÍA y PEOT.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 2 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Olmos – Motupe – Íllimo
- Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Niepos
- Cutervo, Querocoto
- Chongoyape, Chota, Chota Rural
- Utcubamba
- Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural, San Ignacio

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 2.

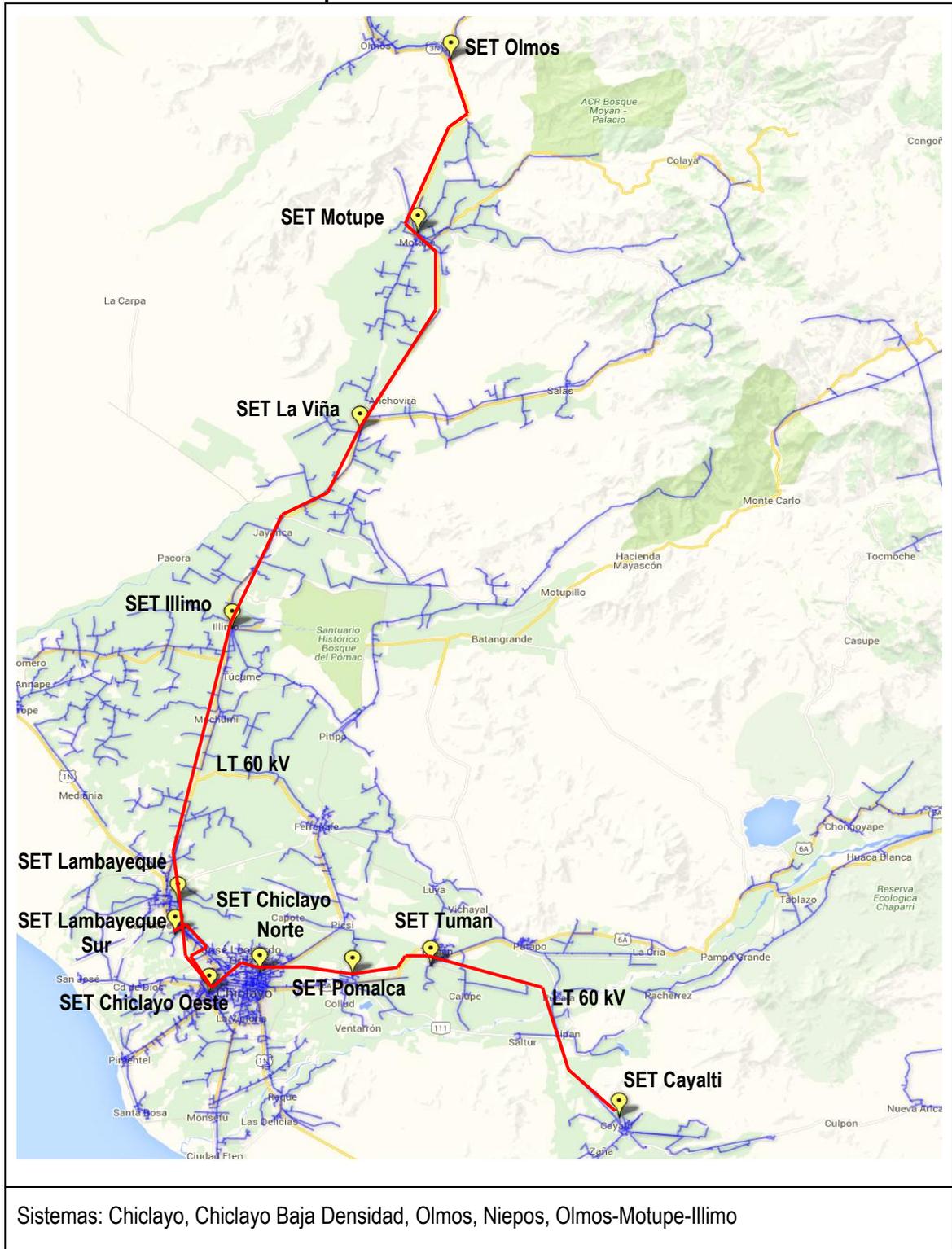
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 2

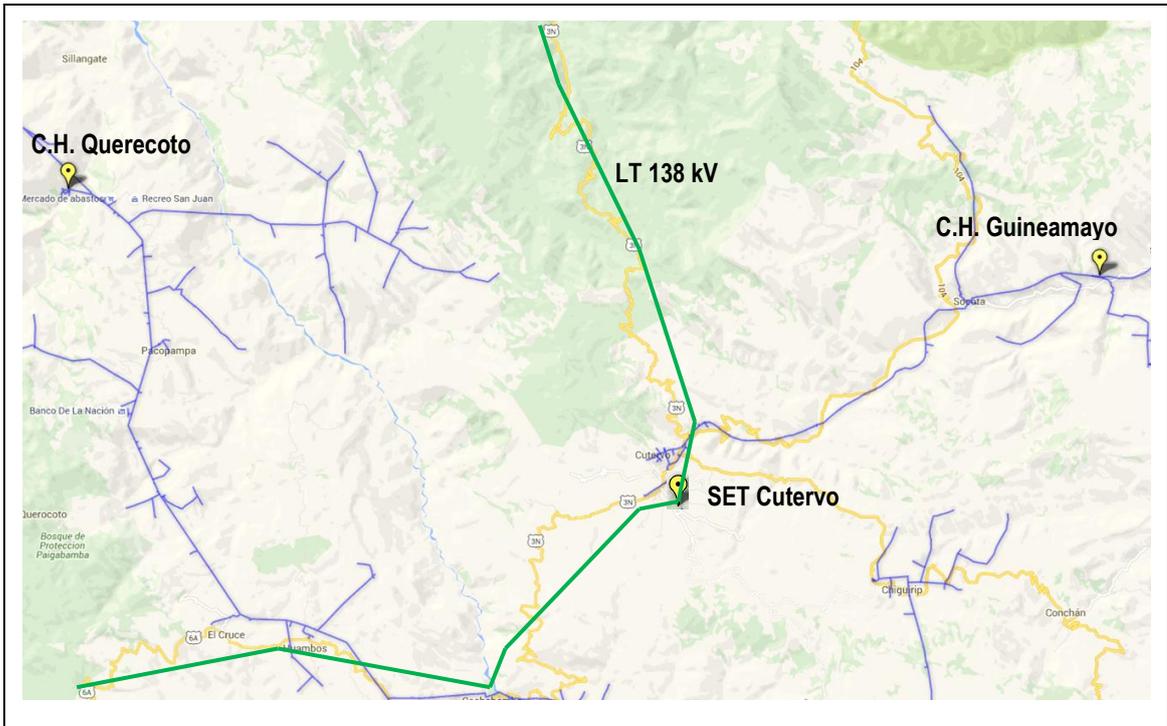


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2019

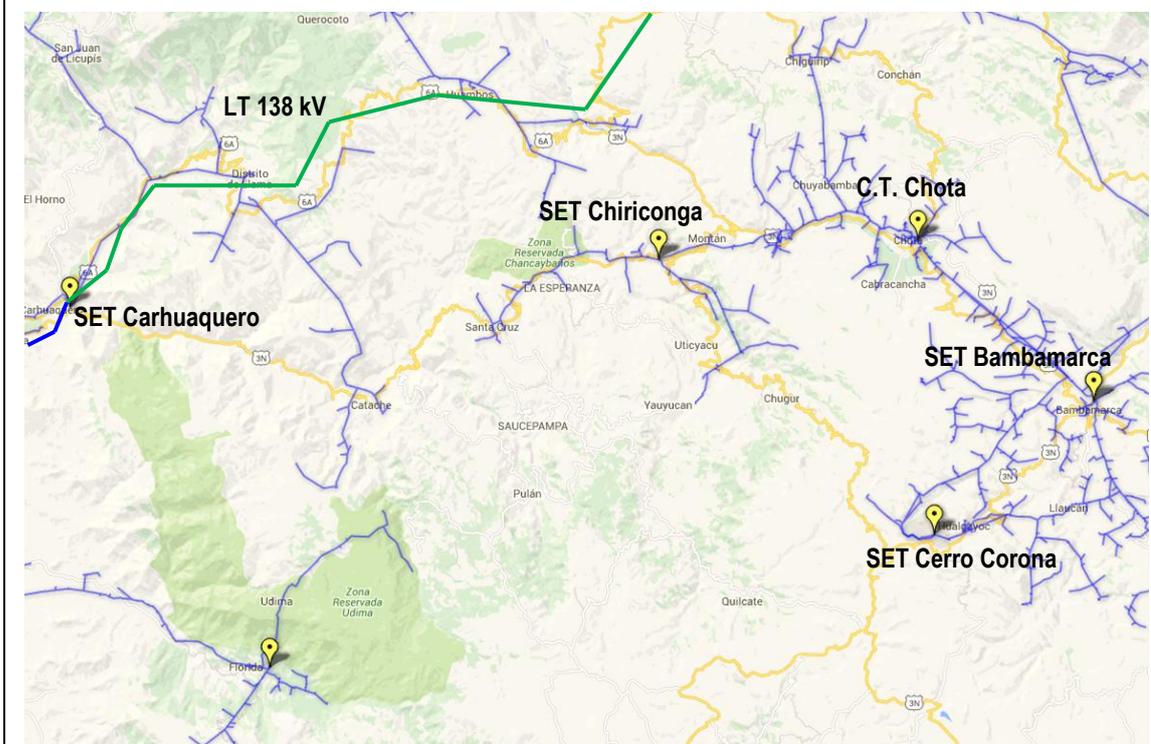
Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 2.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 2.

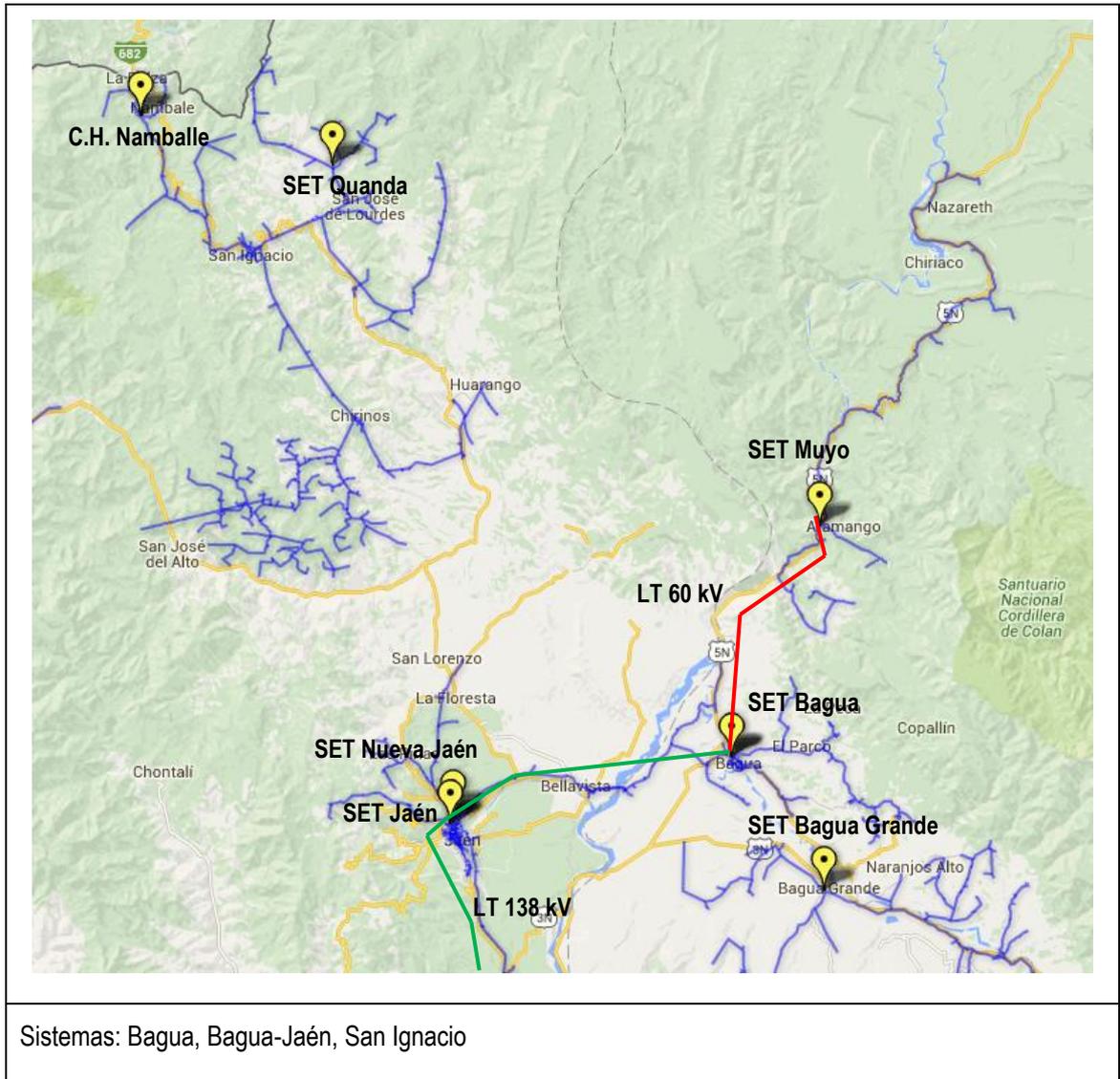




Sistema: Cutervo, Querocoto



Sistema: Chota, Chota Rural, Chongoyape



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante la carta ENSA-GT-APG-0525-2023, G-352-2023, CEV N°1694-2023/GG.GG, Oficio N° 870-2023-GR.LAMB/PEOT-GG, recibidas todas el 01 de junio de 2023, las empresas ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, respectivamente, presentaron en forma independiente un Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), en el Área de Demanda 2.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria remitida con carta ENSA-GT-APG-0805-2023 el 15 de agosto de 2023.

En adelante se refiere a todos estos documentos en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

ENSA menciona que en la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados ha considerado modelos de tendencia y modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, la población, los clientes y precio medio como variables explicativas para el periodo 2021-2051. En cuanto a la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Libres, señala que ha considerado la lista de Usuarios Libres hasta el año 2022. Con respecto a las demandas adicionales o factibilidades, ENSA indica que agregó las cargas futuras hasta el año 2023. La demanda proyectada de dichos usuarios, se tomó en forma escalonada hasta su máxima demanda, para luego mantenerse de forma constante.

ELOR, por su parte, afirma que ha proyectado la demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 2 aplicando el método de tendencias y el método econométrico. Aclara que la proyección de demanda de estos usuarios ha determinado por sistema eléctrico. Añade que para los sistemas eléctricos ha considerado las demandas de las factibilidades mayores o iguales a 200 kW y fueron depuradas las menores a 200 kW.

Por su lado, CVC ENERGÍA menciona que en la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados ha considerado modelos de tendencia y modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, la población, los clientes y precio medio como variables explicativas para el periodo 2023-2054. En relación a su proyección de ventas de energía de los Usuarios Libres menciona que, proviene principalmente de las solicitudes de ampliación de carga y/o solicitudes de nuevos suministros. Agrega que, la demanda registrada al año 2022, permanecerá constante hasta el año 30 y que ha considerado como Demanda Incorporada a los potenciales usuarios que han hecho su requerimiento de energía.

Finalmente, PEOT sostiene que la proyección de demanda global del Área de Demanda 2 que presenta en su PROPUESTA INICIAL ha sido determinada por ENSA porque es quien comercializa electricidad y cuenta con mayor presencia de instalaciones de transmisión en dicha Área de Demanda. Respecto de la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, indica que ha considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro y que ha tomado en cuenta las cargas de usuarios libres y mayores existentes constantes en el horizonte de evaluación, para ello han considerado información de los clientes libres existentes a diciembre del año 2022.

En síntesis, los TITULARES mencionan haber proyectado la demanda del Área de Demanda 2, incorporando la proyección de energías de Usuarios Regulados a la proyección de energías de Usuarios Libres y Demanda Incorporada, por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL por los TITULARES.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chiclayo	Chota, Chongoyape y Chota Rural	Chiclayo Baja Densidad	Cutervo y Querocoto	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	Chachapoyas, Chachapoyas Rural	Bambamarca y SER Bambamarca
2022	109,86	3,57	75,41	9,05	33,63	9,03	7,20
2023	119,63	3,99	84,80	10,22	33,04	9,29	7,41
2024	126,41	4,28	94,34	10,98	42,04	9,60	7,65
2025	133,34	4,57	101,29	11,76	45,34	9,92	7,91
2026	140,34	4,86	107,46	12,55	48,69	10,25	8,17
2027	150,66	5,30	114,08	13,77	51,68	10,56	8,42
2028	161,00	5,75	119,53	14,99	52,48	10,88	8,67
2029	171,35	6,20	124,68	16,22	53,30	11,19	8,92
2030	181,70	6,64	129,42	17,44	54,14	11,51	9,17
2031	192,07	7,09	134,18	18,67	55,00	11,82	9,43
2032	195,44	7,22	138,97	18,98	55,88	12,14	9,68
2033	198,83	7,34	140,70	19,30	56,78	12,46	9,93
2034	202,23	7,47	141,79	19,62	57,70	12,78	10,19
TC	5,2%	6,3%	5,4%	6,7%	4,6%	2,9%	2,9%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) La demanda presentada para los sistemas eléctricos "Chiclayo", "Chota, Chongoyape y Chota Rural", "Cutervo y Querocoto", "Chachapoyas, Chachapoyas Rural" y "Bambamarca y SER Bambamarca" corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRONORTE.
- (4) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", corresponde a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA.
- (5) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio" a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO ORIENTE.

Del cuadro N° 3.1 se desprenden los siguientes incrementos de demanda:

- ENSA para el sistema eléctrico "Chiclayo", propone un incremento de 56,0% en el año 2029 (171,35 MW) respecto del año 2022 (109,86 MW).
- CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", propone un incremento de 65,3% en el año 2029 (124,68 MW) respecto del año 2022 (75,41 MW).
- ELOR para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio", propone un incremento de 58,5% en el año 2029 (53,30 MW) respecto del año 2022 (33,63 MW)

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA INICIAL de ENSA

La PROPUESTA INICIAL de ENSA considera como inversiones nuevos proyectos por demanda, por confiabilidad y por seguridad, entre los cuales se tienen:

Por Demanda:

- Nueva SET Mocupe, (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027
- LT 60 kV Cayaltí - Mocupe, año 2027.
- Transformador 138/22,9/10 kV y celdas en SET Cutervo, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027.

Por Confiabilidad:

- Nueva SET Chimban 66/22,9/10 kV, (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027.
- 02 celdas de línea de la SET Nueva Motupe, año 2026.
- 01 celda de línea de la SET Mórrope, año 2026.
- L.T. 60 kV SE Chota - SE Chimban, año 2027.
- L.T. 60 kV SE Nueva Motupe - SE 6036, año 2028.
- LT 220 kV Nueva Motupe – Tierras Nuevas, año 2028.
- LT 60 kV Lambayeque Norte - Mórrope, año 2028.

- L.T. 220 kV SE Reque - SE Nueva Pomalca, año 2028.
- Nueva SET Nueva Pomalca, (TP- 50 MVA, 02 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2028.
- L.T. 60 kV SE Nueva Pomalca - SE Pomalca, año 2028.

Por Seguridad:

- Reemplazo de celdas SET Pomalca, (02 celdas de transformador, 01 celda de medición, 02 celdas de alimentador), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET Tumán, (01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET La Viña, (01 celda de medición, 02 celdas de alimentador), año 2025.
- Cambio de tramo de L.T 60 kV Chiclayo Norte - Pomalca por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (nuevo tramo, aproximadamente, 2km), año 2025.

Por Renovación

- Reemplazo de las celdas de transformador en 60 y 10 kV, tres (03) celdas de alimentador y dos celdas de medición en la subestación Chiclayo Norte, año 2026.

PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA

La PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA considera como inversiones nuevas proyectos por demanda, entre los cuales se tienen:

- Línea de Transmisión 220kV Felam - Sureños – 20,9 km con 02 celdas de línea, año 2025.
- Nueva SET Sureños, de 220/60/23kV, (TP-60 MVA, 01 celda de transformador, 01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025. Adicionalmente 03 celdas de alimentador para los años 2026, 2029 y 2032.

PROPUESTA INICIAL de ELOR

La PROPUESTA INICIAL de ELOR considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por Demanda:

- Una celda de alimentador 10 kV en SET Jaén, año 2026.
- Transformador 60/22,9/10 kV 30 MVA en SET Jaén, año 2026.
- Reconocimiento de instalación de dos celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Caclic, año 2025.

Por Seguridad:

- Dos celdas de alimentador 10 kV en SET Jaén, año 2026.
- Dos celdas de alimentador 10 kV en SET Bagua, año 2026.

- Dos celdas de línea 60 kV en SET Bagua, año 2026.

Por Confiabilidad:

- Una celda de alimentador 22,9 kV en SET Bagua Grande, año 2026.
- Nueva SET Seasme 138/33/22,9, año 2029.

PROPUESTA INICIAL de PEOT

La PROPUESTA INICIAL de PEOT considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por renovación:

- Cambio de dos celdas de transformador 10 - 22,9 kV y cinco celdas de alimentadores 10 y 22,9 kV en SET Íllimo, año 2028.
- Cambio de tres celdas de alimentador 10 kV en SET Lambayeque, año 2028.
- Cambio de Transformador 60/10 kV – 9MVA y dos celdas de transformador 60 y 10 kV SET Lambayeque, año 2029.
- LT 60 kV Chiclayo – Lambayeque, año 2025

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

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 2	94 136 810	367,86	260	118
ENSA	61 354 375	171,9	140	69
AT				
Celda	7 975 936			14
Línea	13 935 314	99,9		6
Transformador	5 445 968		60	2
Banco				
MAT				
Celda	5 328 355			6
Línea	17 675 977	72		2
Transformador	6 830 188		80	2
Banco				
MT				
Celda	4 162 636			37
Banco				
ELOR	23 549 068	171	45	23
AT				
Celda	732 630			4
Línea				
Transformador	973 741		30	1
Banco				

MAT				
Celda	1 639 947			3
Línea	17 324 072	171		1
Transformador	1 557 035		15	1
Banco				
MT				
Celda	1 321 643			13
Banco				
CVC ENERGÍA	6 935 940	20,9	60	12
AT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	1 281 255			2
Línea	2 196 836	20,9		1
Transformador	2 641 907		60	1
Banco				
MT				
Celda	815 942			8
Banco				
PEOT	2 297 427	4,06	15	14
AT				
Celda				
Línea	172 149	4,06		1
Transformador	725 860		15	1
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	1 399 418			12
Banco				

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante Oficios N° 1511-2023-GRT, N° 1536-2023-GRT, N° 1543-2023-GRT y N° 1516-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

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

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

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía presentarse tanto en medio impreso como electrónico y 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 (PI 2025-2029).

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se presenta la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja. Por ejemplo, para las celdas que solicita cambiar en la SET Chiclayo Norte, ENSA debe completar la información faltante e indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.
- ENSA no presenta los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permita evaluar su solicitud de sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los Formatos de Información General F-000. En ese sentido, ENSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.
- ENSA presenta 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, ENSA debe completar el periodo de proyección estar comprendido hasta el año 2054.
- Los valores históricos de las variables explicativas empleadas en la proyección de demanda regulada deben ser consideradas incluso hasta el año 2022 (Año Representativo). Los valores hasta el año 2021 deben ser tomados de los planes de inversión anteriores o en su defecto del proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025), por ser históricos.
- Varios de los formatos F-100 presentan información incompleta en cuanto no se ha consignado los valores de las proyecciones de algunas cargas como los nombres de los usuarios libres, así también se ha verificado errores en la selección de celdas para cuantificar los totales de las cargas proyectadas por nivel de tensión. Revisar formatos F-110 al F-112. Además, falta completar la información en el archivo F-100, en cuanto ENSA no ha presentado un formato F-121 auxiliar donde se evidencien las demandas que van a los archivos de flujo.
- ENSA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, Formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

- ENSA no presenta la totalidad de los registros de energía de cada 15 minutos y de los presentados no realiza la depuración de datos atípicos. Al respecto, ENSA debe sustentar la necesidad de la depuración o de lo contrario, corrija y adjunte el proceso de depuración mencionada con archivos de sustento.
- En relación a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, ENSA debe presentar el sustento de la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.
- ENSA en su diagnóstico (formato F-202) no está considerando los proyectos aprobados en los Planes de Inversión anteriores, ni en sus respectivas modificaciones. Por ejemplo, no es tomado en cuenta la SET Chiclayo Centro, por ello, la SET Chiclayo Oeste presenta sobrecargas, siendo que estas fueron solucionadas con los traslados de carga realizadas en el Plan de Inversiones 2021-2025.
- De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, se solicita que ENSA presente los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.
- ENSA presenta en su ESTUDIO cuadros correspondientes al diagnóstico de subestaciones en el periodo 2021-2025, en dichos cuadros se muestran información de la máxima demanda, el factor de uso y la potencia instalada de las subestaciones. Sin embargo, esta información no se encuentra vinculada con los formatos F-100 y F-200. Al respecto ENSA debe presentar los archivos de sustento debidamente validados y vinculados que justifiquen la información que presentan en su ESTUDIO.
- Tanto en el Resumen Ejecutivo como en el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar”, se menciona incluir proyectos en el proceso de modificación del PI 2025-2029. En ese sentido, ENSA debe validar y definir si las solicitudes corresponden al presente proceso o están en evaluación para el siguiente.
- En el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar” del Informe, en la sección 5.1 “Implementación de Transformadores, hace mención de un grupo de transformadores que entrarían hasta el 2029 para solucionar problemas de sobrecarga; sin embargo, en la sección 6.7 “Plan de Inversiones en Transmisión”, en la cual se hace mención de todos los elementos solicitados, los transformadores antes mencionados no figuran. Como ejemplo se tiene a los Transformadores de la SE Pomalca, SE Viña, SE Pampa Pañalá, Chiclayo Oeste. Por lo tanto, ENSA debe complementar el Volumen III.
- El esquema unifilar del archivo de flujo no guarda relación con los archivos de sustento: diagrama unifilar (.dwg), y formato F-200. Por ejemplo, en el formato F-200 no se considera la totalidad de las SET's del sistema eléctrico Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural y la SET Tierras Nuevas, pero están incluidas en el archivo “.pdf”.

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos a darse de Baja, que resultaría producto del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se incluye la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja; por ejemplo, las celdas de la SET Moyobamba. En ese sentido, se requiere que se complete la información faltante o, en caso contrario, se indique, con el sustento debido, el destino de dichos Elementos.
- ELOR no ha presentado todos los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, ELOR debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.
- ELOR presenta 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 año 2054.
- ELOR debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, Formatos F-100, *workfiles*, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- ELOR no presenta los documentos que justifican la demanda (ampliación de carga de nuevos Usuarios Libres y Demandas Incorporadas), por lo que el sustento de la Proyección de Demanda está incompleto.
- Sobre los factores de expansión de pérdidas equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión, no se ha evidenciado el sustento de su cálculo. Al respecto, ELOR debe justificar dichos cálculos y, en su efecto, emplear los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- En cuanto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, se debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, tal como se indica en el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- No se cumple con lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, ya que el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Por ejemplo, solicitan la SET Seasme para el año 2029; sin embargo, en los archivos "PFD" no se observa dicho proyecto. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.
- De acuerdo a lo requerido en el numeral 12.1.8.c de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe considerar un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SETs.

- Si bien ELOR en su ESTUDIO presenta metodologías y criterios para realizar la planificación de sus sistemas de transmisión, no los aplica en su propuesta de Plan de Inversiones.
- ELOR presenta archivos de sustento que no corresponden con lo propuesto en su ESTUDIO. Por ejemplo, formatos F-200, F-300, F-400, archivos de flujo, etc. Al respecto, ELOR debe corregir donde corresponda en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.
- Se observa que los mapas de densidad de carga no han sido presentados, ni en formatos pdf, ni en los formatos de AutoCAD según lo requerido en la NORMA TARIFAS.
- ELOR indica que para la valorización de sus alternativas de planeamiento ha considerado la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), actualizada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD. Al respecto, ELOR debe considerar la última actualización de la BDME aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Se requiere que ELOR sustente sus solicitudes empleando adecuadamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Esto es, el criterio de confiabilidad que se refiere a la redundancia bajo el criterio de N-1, para una demanda superior a los 30 MW; mientras que el criterio de seguridad corresponde a líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad o con los anchos mínimos de faja de servidumbre.

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

- CVC ENERGÍA presenta formatos que están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, deberá completar la información o justificar las razones por las que no se consigna lo establecido por la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información presentada (hojas de cálculo, Formatos F-100, workfile, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Los datos correspondientes al año 2022 de todas las variables explicativas que usaron en las proyecciones de demanda regulada no han podido ser validados, toda vez que el año 2022 corresponde al Año representativo y, por tanto, el dato de ese año debe ser considerado histórico y no estimado. En ese sentido, CVC ENERGÍA deberá corregir las proyecciones de las ventas de energía.
- Para la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

- El diagnóstico de las instalaciones de transmisión debe realizarse con las instalaciones aprobadas en los planes de inversión, tal como se señala en el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, el caso de la SET Mórrope.

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto, requeridos en el PI 2025-2029. Asimismo, en el ESTUDIO debe incluir Elementos candidatos a Baja, por ejemplo, el transformador de la SET Lambayeque que solicita cambiar. En ese sentido, PEOT debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.
- PEOT no ha presentado los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos de información general F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, se requiere que PEOT presente los formatos de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.
- PEOT no ha presentado el sustento documentario de la proyección de demanda de su propuesta. Asimismo, respecto a los formatos F-100, debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, la cual además debe presentarse en un workfile (archivo de E-Views); de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfile y demás archivos del Estudio) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda, de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.
- Los registros de ventas de energía presentados por PEOT para el año 2022 no corresponden a los de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente estimadas. Por lo tanto, PEOT debe corregir los valores de ventas y calcular la proyección de demanda.
- PEOT no ha presentado el sustento de la determinación de los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que PEOT debe adjuntar los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, PEOT debe tener en cuenta las nuevas cargas propuestas por las empresas Electronorte S.A., Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y Electro Oriente S.A. para el Área de Demanda 2 (AD2) en el PI 2025-2029.
- PEOT solicita el cambio de elementos por antigüedad; sin embargo, a fin de validar la obsolescencia de tales, se requiere informes detallados de las últimas fallas presentadas y de los respectivos mantenimientos realizados, así como, el detalle de los problemas en la operación de las subestaciones.

- PEOT en el formato F-305, no señala explícitamente el Titular a asignar los Elementos solicitados, por lo tanto, PEOT debe verificar y corregir el formato F-305.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Cartas N° GT-APG-1235-2023, N° G-747-2023, N° CEV 3844-2023/GG.GG y Oficio N° 1921-2023-GR.LAMB/PEOT-GG recibidas todas el 20 de noviembre de 2023, las empresas ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a sus PROPUESTAS INICIALES, las mismas que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 083-2024-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 Osinergmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados. – [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

La proyección de demanda presentada por los TITULARES en la PROPUESTA FINAL difiere de los valores presentados en la PROPUESTA INICIAL, debido, entre otros, a la actualización de las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023-2025 con la última encuesta del BCRP.

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 los TITULARES.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chiclayo	Chota, Chongoyape y Chota Rural	Chiclayo Baja Densidad	Cutervo y Querocoto	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	Chachapoyas, Chachapoyas Rural	Bambamarca y SER Bambamarca
2022	109,77	4,05	78,30	8,95	33,63	9,03	5,06
2023	120,92	4,49	90,82	10,09	33,13	9,29	5,21
2024	128,44	4,79	102,88	10,84	41,95	9,60	5,38
2025	136,11	5,09	110,30	11,60	45,25	9,92	5,56
2026	143,85	5,40	117,09	12,37	48,67	10,25	5,75
2027	155,80	5,87	124,06	13,59	51,74	10,58	5,93
2028	167,56	6,34	129,39	14,78	52,99	10,90	6,11
2029	179,41	6,81	134,43	15,99	54,27	11,23	6,29
2030	191,38	7,28	138,88	17,21	55,12	11,56	6,48
2031	203,45	7,76	143,36	18,44	55,99	11,91	6,68
2032	207,35	7,92	147,87	18,79	56,87	12,27	6,88
2033	211,37	8,08	149,86	19,16	57,78	12,63	7,08
2034	215,51	8,25	151,21	19,53	58,70	13,01	7,29
TC	5,8%	6,1%	5,6%	6,7%	4,8%	3,1%	3,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) La demanda presentada para los sistemas eléctricos "Chiclayo", "Chota, Chongoyape y Chota Rural", "Cutervo y Querocoto", "Chachapoyas, Chachapoyas Rural" y "Bambamarca y SER Bambamarca" corresponde a la PROPUESTA FINAL de ENSA.
- (4) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", corresponde a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA.
- (5) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio" a la PROPUESTA FINAL de ELOR.

Del cuadro N° 5.1 se desprenden los siguientes incrementos de demanda:

- ENSA para el sistema eléctrico "Chiclayo", propone un incremento de 63,4% en el año 2029 (179,41 MW) respecto del año 2022 (109,77 MW).
- CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", propone un incremento de 71,7% en el año 2029 (134,43 MW) respecto del año 2022 (78,30 MW).
- ELOR para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio", propone un incremento de 61,4% en el año 2029 (54,27 MW) respecto del año 2022 (33,63 MW).

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA FINAL de ENSA

La PROPUESTA FINAL de ENSA considera como inversiones nuevos proyectos por demanda, por confiabilidad y por seguridad, entre los cuales se tienen:

Por Demanda:

- Transformador 138/22,9/10 kV y celdas en SET Cutervo, (TP-30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2028.
- Implementación en la SET Chiclayo Norte por TP 6004, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6018, (TP- 40 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2028.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6001, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6002, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Lambayeque Sur, (TP- 40 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Transformador 60/22,9/10 kV y celdas en SET Illimo (PEOT), (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación de celdas en la SET Lambayeque 10 (PEOT), (01 celda de transformador, 01 celda de medición, 01 celda de alimentador), año 2025.
- Transformador 60/22,9/10 kV y celdas en SET La Viña (PEOT), (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación en la SET Cayaltí, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación en la SET Pampa Pañalá, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2029.
- Reemplazo de Transformador y celdas SET Pomalca (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2025

Por Confiabilidad:

- Nueva SET Chimban 60/22,9/10 kV (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Nueva SET Olmos 60/22,9/10 kV (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2028
- Nueva SET Nueva Pomalca (TP- 100 MVA, 02 celdas de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029. Implementación de celdas 60 kV en Nueva Motupe (01 celda de línea y 01 celda de medición), año 2029.
- L.T. 60 kV SE Chota - SE Chimban, año 2029.
- L.T. 60 kV SE Nueva Motupe - SE 6036, año 2026.
- L.T. 220 kV SE Reque - SE Nueva Pomalca, año 2029.
- L.T. 60 kV SE Olmos – SE Nueva Olmos, año 2028.
- L.T. 60 kV SE Nueva Pomalca - SE Pomalca, año 2029.

Por Seguridad:

- Reemplazo de celdas SET Tumán (02 celdas de alimentador y 02 celdas de medición), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET La Viña (02 celdas de alimentador y 01 celda de medición), año 2025.
- Cambio de tramo de L.T 60 kV Chiclayo Norte - Pomalca por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (nuevo tramo, aproximadamente, 2 km), año 2025.

Por Renovación

- Reemplazo de las celdas de transformación en 60 y 10 kV del transformador TP 6003 de 17,5 MVA, una celda de medición y tres (03) celdas de alimentador en la subestación Chiclayo Norte, año 2025.

PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA

La PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA considera como inversiones nuevas proyectos por demanda, entre los cuales se tienen:

- Línea de Transmisión 220kV Felam - Sureños – 20,9 km con 04 celdas de línea, 02 celdas de línea – seccionamiento, 01 celda de transferencia y 02 celdas de acople longitudinal, año 2025.
- Nueva SET Sureños, de 220/60/22,9 kV, (TP-60 MVA, 01 celda de transformador, 01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025. Adicionalmente 02 celdas de alimentador para los años 2026, 2029.
- Segundo circuito de la LT 220kV Felam-Tierras Nuevas – 28,15 km y 03 celdas de línea, año 2025

PROPUESTA FINAL de ELOR

La PROPUESTA FINAL de ELOR considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por Seguridad:

- Un transformador 60/22,9/10 kV – 20 MVA (reserva) de la SET Jaén, año 2026.

Por calidad de producto y suministro

- Una celda de alimentador en 10 kV de la SET Bagua Grande, año 2026.
- LT 138 kV Nueva Jaén – Nuevo Seasmé, año 2029

Por Confiabilidad:

- Una celda de alimentador 22,9 kV en SET Bagua Grande, año 2026.

Por renovación:

- Dos celdas de alimentador, una celda de transformador, una celda de medición en 10 kV en la SET Jaén, año 2026.
- Dos celdas de alimentador, una celda de transformador y una celda de medición en 10 kV de la SET Bagua, año 2026.

Una celda de alimentador, una celda de transformador y una celda de medición en 10 kV de la SET Bagua Grande, año 2026. Dos celdas de línea 60 kV en SET Bagua, año 2026. Por reconocimiento:

- Reconocimiento de instalación de dos celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Caclic, año 2025.

PROPUESTA FINAL de PEOT

La PROPUESTA FINAL de PEOT considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por renovación:

- Cambio de dos celdas de transformador 10, 22,9 kV y cinco celdas de alimentadores 10 y 22,9 kV en SET Íllimo, año 2028.
- Cambio de tres celdas de alimentador 10 kV en SET Lambayeque, año 2028.
- Cambio de Transformador 60/10 kV – 9 MVA y dos celdas de transformador 60 y 10 kV SET Lambayeque, año 2029.
- LT 60 kV Chiclayo – Lambayeque, año 2025

Cuadro N.º 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 2
PLAN DE INVERSIONES SCT

	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total, Área de Demanda 2	122 279 178	315,41	585	202
ENSA	81 905 508	91,3	465	138
AT				
Celda	13 814 616			32
Línea	11 111 519	79,3		5
Transformador	29 046 595		335	12
Banco				
MAT				
Celda	4 602 046			5
Línea	3 192 309	12		1
Transformador	9 653 913		130	2
Banco				
MT				
Celda	10 484 510			81
Banco				
ELOR	23 766 696	171	45	29
AT				
Celda	739 848			4
Línea				
Transformador	973 066		30	1
Banco				
MAT				
Celda	1 577 565			3
Línea	17 324 072	171		1
Transformador	1 497 807		15	1
Banco				
MT				
Celda	1 654 337			19
Banco				
CVC ENERGÍA	14 309 548	49,05	60	21
AT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	5 462 969			10

Línea	5 911 362	49,05		2
Transformador	2 248 116		60	1
Banco				
MT				
Celda	687 101			8
Banco				
PEOT	2 297 426	4,06	15	14
AT				
Celda	291 881			1
Línea	172 149	4,06		1
Transformador	725 860		15	1
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	1 107 536			11
Banco				

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ENSA, ELOR, PEOT y CVC ENERGÍA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 1 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por 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, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda de electricidad del Área de Demanda 2, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible. Ello considerando que, en el Estudio presentado por ENSA, CVC ENERGÍA, ELOR y PEOT se ha observado ciertas falencias:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados por ENSA y ELOR no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.
- No se ha considerado todos los clientes libres existentes al año 2022 en el formato F-113.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, sobre la base de la metodología desarrollada en el Anexo B del presente informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda de electricidad realizada del Área de Demanda 2, 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 del año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinerghmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se describe en el Anexo B de este informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 2, ENSA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 271 cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el debido sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En el caso de CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 27 cargas nuevas, de las cuales seis no fueron seleccionadas por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

ELOR, por su parte, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 37 cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ENSA presentó opiniones sobre 12 cargas propuestas en su PROPUESTA FINAL, además, presentó 9 cargas nuevas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, en esta etapa se adicionan 10 cargas como demanda incorporada. Asimismo, ELOR presentó opiniones sobre 5 cargas, de las cuales 3 cumplen con el sustento documentado. Finalmente, CVC ENERGÍA no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 21 cargas de CVC ENERGÍA, 10 cargas de ENSA y 3 cargas de ELOR, 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 2.

Cuadro N° 6.1

Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Asica Farms S.A.C. - Fundo Los Algarrobos	1,6	3,1	4,8	4,8	4,8	4,8
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Arena Verde S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Visión Perú S.A.C.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Empresa Saludable en Tratamiento y Técnicas Agrarias S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agroinversiones Olmos S.A.C.	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Latam S.A.C. - Fundo Terranova	0,8	1,3	1,9	2,7	3,2	3,7
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Latam S.A.C. - Fundo Zorgal	0,9	1,3	2,2	3,1	4,5	5,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Damper Agrícola Olmos S.A.C. - Fundo Daosac	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Inka's Berries	0,5	0,8	1,3	1,8	2,5	3,0
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani II	0,6	0,9	1,5	2,0	2,9	3,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani	1,5	2,5	4,0	4,0	4,0	4,0
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Corporación Agrícola La Hacienda S.A.C. - Fundo Ancol	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2	1,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Comercial Haros S.R.L. - Fundo La Colmena 1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Comercial Haros S.R.L. - Fundo La Colmena 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	CORPRO AC S.A.C. 1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	CORPRO AC S.A.C. 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agrícola Inveragro S.A.C. 1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agrícola Inveragro S.A.C. 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Silvateam Peru S.A.C.	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Packing Alaya S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Maximo Napoleon Jimenez Terry	0,5	0,8	1,4	1,9	2,7	3,3
LAMBAYEQUE	LAMBA10A	10	Empresa PILADORA SOL DE ORO S.A.C	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
LAMBAYEQUE	LAMBA10A	10	Predio Rural Sector San José – Coloche, Predio Sialupe	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Nor Produce S.A.C	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHICLAYO NORTE	CHICN010B	10	Predio Industrial de Reciclaje & Comercio Belén S.R.L.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Molinera Tropical del Norte S.A.C. - Sum 25632938	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Molinera del Centro S.C.R.L	0,3	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Municipalidad Provincial de Lambayeque	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Agroindustria Grano Verde S.A.C	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Grupo Industrial Roka S.R.L.	0,3	0,6	0,8	1,1	1,1	1,1
LAMBAYEQUE SUR	LAMBA10B	10	Molinera Tropical del Norte S.A.C. - Sum 36385719	0,3	0,6	0,9	1,2	1,2	1,2
MUYO	MUYO023	22,9	Petroperú (Estación de bombeo N° 5)	0,0	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9
NUEVA JAÉN	NJAEN023	22,9	Petroperú (Estación de bombeo N° 8)	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
JAÉN	JAEN023	22,9	Petroperú (Estación de bombeo N° 9)	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinergmin

Cabe indicar que la validación y revisión efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada se detalla en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ENSA”, “Factibilidades CVC” y “Factibilidades ELOR”.

6.1.5 Proyección Global

Una vez incorporada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados a la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 2. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6.2:

Cuadro N°6-2
Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 2 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	-	-	1 342,71	1 342,71
2023	-	-	1 388,10	1 388,10
2024	-	-	1 460,66	1 460,66
2025	-	-	1 523,17	1 523,17
2026	-	-	1 595,68	1 595,68
2027	-	-	1 655,39	1 655,39
2028	-	-	1 716,62	1 716,62
2029	-	-	1 770,68	1 770,68
2030	-	-	1 817,05	1 817,05
2031	-	-	1 864,02	1 864,02
2032	-	-	1 911,62	1 911,62
2033	-	-	1 955,85	1 955,85
2034	-	-	1 985,04	1 985,04

(1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.

(2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 3,1%.

(3) El Área de Demanda 2 no cuenta con clientes en MAT y AT.

6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 2.

Cuadro N° 6-3
Máxima Demanda a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 2 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CHICLAYO OESTE	10	11,3	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,2	13,4	13,7	13,9
CHICLAYO OESTE	10A	11,4	11,7	12,1	12,4	12,8	13,2	13,6	14,1	14,4	14,7	15,0	15,4	15,7
CHICLAYO OESTE	10B	11,6	11,9	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,6	14,9	15,2	15,6	15,9
CHICLAYO OESTE	22,9	16,9	17,3	17,8	18,3	18,8	19,4	19,9	20,5	20,9	21,4	21,8	22,3	22,8
CHICLAYO NORTE	10	20,6	21,0	21,5	22,1	22,6	23,2	23,8	24,4	24,8	25,3	25,8	26,3	26,8
CHICLAYO NORTE	10A	11,6	11,9	12,2	12,6	12,9	13,3	13,7	14,1	14,4	14,7	15,0	15,3	15,6
CHICLAYO NORTE	10B	12,0	12,3	12,6	13,0	13,3	13,7	14,0	14,4	14,7	14,9	15,2	15,5	15,9
LAMBAYEQUE	10	4,6	5,1	5,5	5,6	5,6	5,7	5,8	5,8	5,9	5,9	6,0	6,1	6,1
LAMBAYEQUE SUR	10	9,7	10,4	11,5	12,4	13,4	14,2	14,4	14,6	14,8	14,9	15,1	15,2	15,4
CARHUAQUERO	22,9	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7
CAYALTI	22,9	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2
ILLIMO	10	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
ILLIMO	10A	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4
ILLIMO	22,9	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
ILLIMO	22,9A	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1
MOTUPE	10	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7
MOTUPE	22,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3
NUEVA MOTUPE	22,9	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
OCCIDENTE	22,9	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
OLMOS	10	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
OLMOS	22,9	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0	6,2	6,3	6,4
POMALCA	22,9	6,9	7,0	7,2	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6	8,8	8,9
TUMÁN	22,9	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
LA VIÑA	10	7,6	7,6	7,6	7,7	7,8	7,8	7,9	7,9	8,0	8,0	8,1	8,1	8,2
LA VIÑA	10A	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
PAMPA PAÑALÁ	22,9	8,7	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0
TIERRAS NUEVAS	22,9	16,3	18,5	24,8	29,2	35,0	38,9	43,9	47,4	50,9	54,5	58,0	60,8	60,8
CUTERVO	13,2	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6
CUTERVO	22,9	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,1	8,3	8,5	8,6	8,8
NUEVA JAÉN	22,9	5,9	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9
JAÉN	10	9,7	9,9	10,2	10,5	10,8	11,2	11,5	11,9	12,1	12,4	12,7	13,0	13,3
JAÉN	22,9	6,8	7,0	7,2	7,5	7,8	8,1	8,3	8,6	8,7	8,9	9,1	9,4	9,6
BAGUA	10	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6
BAGUA	22,9	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7
MUYO	22,9	2,4	2,5	2,6	2,9	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8
BAGUA GRANDE	10	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
BAGUA GRANDE	22,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
CACLIC	22,9	9,0	9,3	9,5	9,8	10,1	10,4	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,1	12,4
TOTAL		240,7	248,8	261,6	272,9	285,9	296,7	308,0	318,1	326,7	335,4	344,2	352,4	357,9

Fuente: Formato F-121 de Osinerghmin

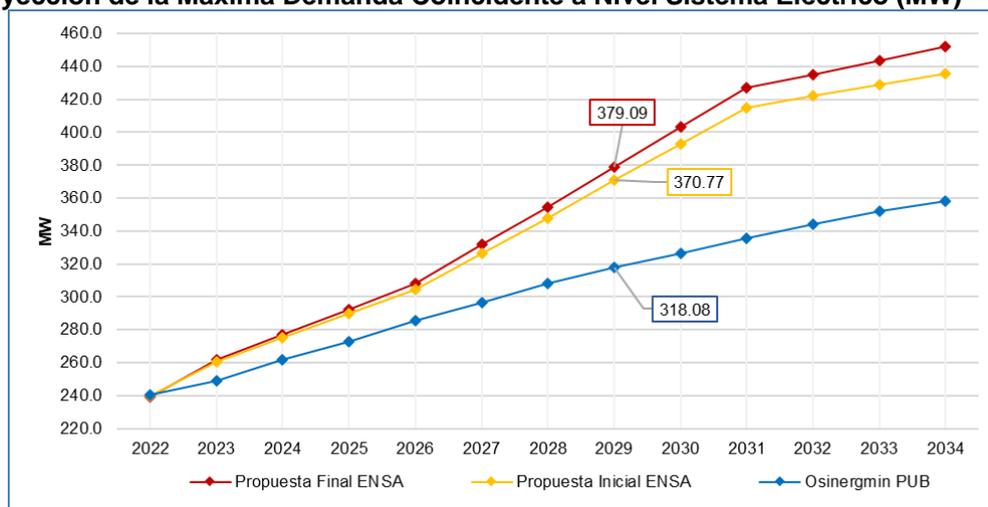
En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRONORTE.

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ENSA	PROPUESTA INICIAL ENSA
2022	240,72	239,48	239,85
2023	248,78	261,77	260,76
2024	261,62	276,88	275,11
2025	272,86	292,32	289,78
2026	285,91	307,88	304,57
2027	296,73	331,81	326,62
2028	308,04	354,77	348,11
2029	318,08	379,09	370,77
2030	326,66	403,05	392,87
2031	335,35	427,23	414,99
2032	344,16	435,20	421,96
2033	352,38	443,41	428,94
2034	357,92	451,87	435,94
TC	3,4%	5,4%	5,1%

Fuente: Formato F-121

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



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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 2, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente

y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por los TITULARES:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 2; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO, al no considerar estas instalaciones, estaría incumpliendo el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre de 2022.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER, Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados, Los TITULARES al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES de esta Área de Demanda al no considerar ese criterio, estarían incumpliendo el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.

- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha considerado el criterio N-1, para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW, Para el efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2021 al 2025, y para los años 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluar los ingresos necesarios para los 10 primeros años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 2, a diciembre del año 2022, son las que figura en el Anexo C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, y considerando lo dispuesto en el análisis del punto 6.2.5 del presente Informe, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

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

• Sobrecarga de Transformadores

Respecto a los transformadores de dos devanados no presentan sobrecarga en el año 2034.

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
MUYO	MUYO023	MUYO004	4	1,03
LAMBAYEQUE	LAMBA60	LAMBA10A	8.75	1,08

Del cuadro anterior, la sobrecarga de los transformadores de dos devanados de la SET Lambayeque se efectúa dentro del periodo del PI 2025-2029.

Los transformadores de tres devanados que presentan sobrecarga en el año 2034 como se muestra en el Cuadro N°6-4 son:

Cuadro N° 6-5
Sobrecarga en transformadores de tres devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización n MV	Factor de Utilización LV
CUTERVO	CUTER138	CUTER22.9	CUTER13.2	10	10	3	1,03	0,65	1,26
PAMPA PAÑALA	PAMPA060	PAMPA22.9	PAMPA010	25	16	20	0,79	1,23	0,00
CHICLAYO CENTRO	CHICE060	CHICE22.9	CHICE010	30	30	30	1,03	0,27	0,77
NUEVA JAEN	NJAEN138	NJAEN060	NJAEN023	50	50	35	1,02	0,81	0,29
TIERRAS NUEVAS	TNUEV220	TNUEV060	TNUEV023	60	60	60	1,18	0,35	0,83
LAMBAYEQ UE SUR	LAMBASUR60	LAMBASUR23	LAMBA10B	25	16	20	1,09	0,19	1,09

Fuente: Formatos F-202 de Osinergrmin

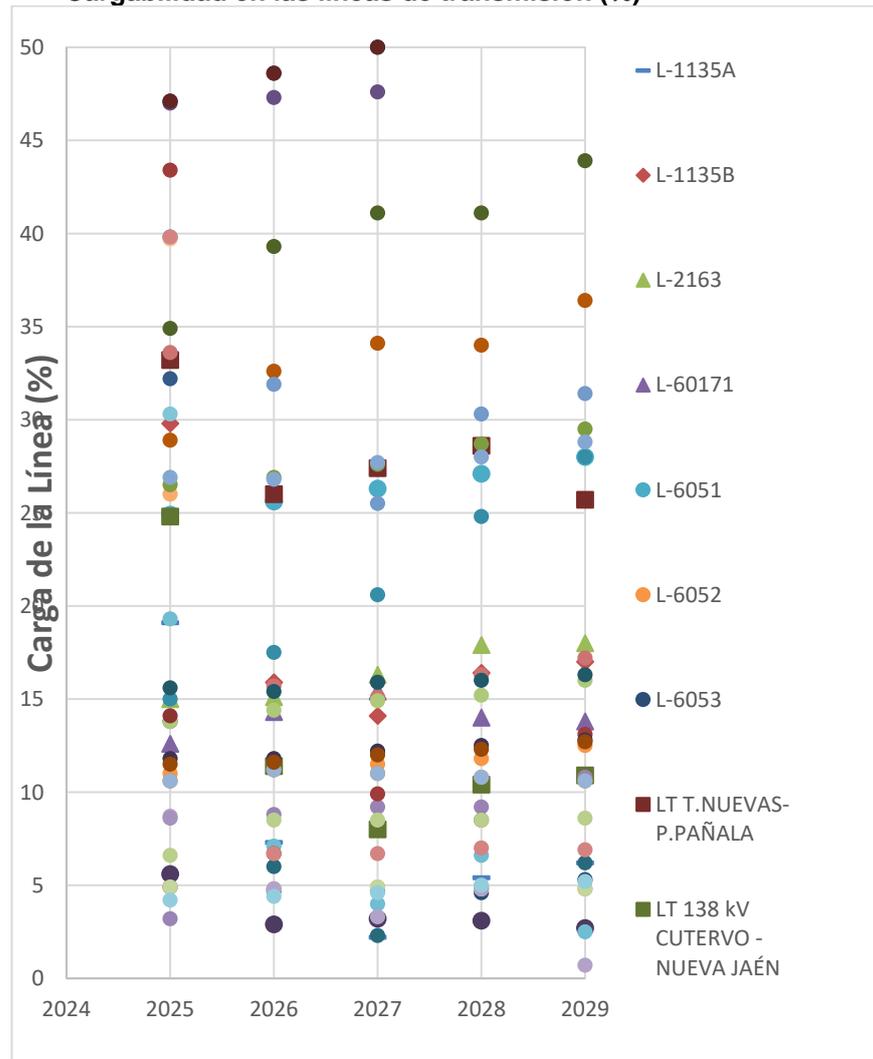
Del cuadro anterior, la sobrecarga de los transformadores de tres devanados de las SET Cutervo, Tierras Nuevas, Lambayeque Sur y Pampa Pañalá se efectúa dentro del periodo del PI 2025-2029.

Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 2, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent hasta el año 2025; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas durante los meses de julio y agosto 2023.

La demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tiene que, con relación a las líneas de transmisión, estas no presentarían mayores inconvenientes en el período 2025-2029, conforme se muestra en la gráfica siguiente.

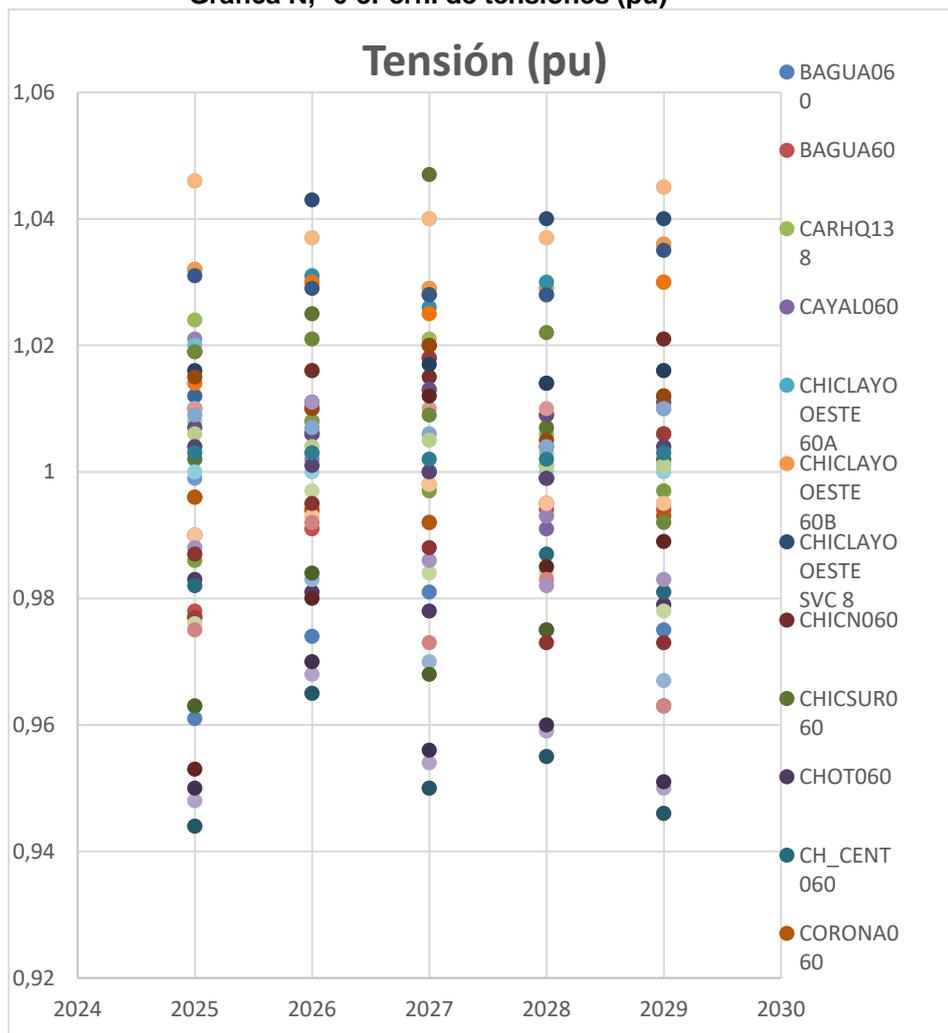
Gráfica N° 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Nota: Conforme se observa en el gráfico anterior, las Líneas de Transmisión presentan baja cargabilidad,

Como resultado general del diagnóstico, conforme se indicó en los párrafos anteriores, el sistema eléctrico del Área de Demanda 2 en el período (2021-2025), las barras no presentan caída de tensión por debajo del permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Gráfica N,º 6-3 Perfil de tensiones (pu)



En este contexto, el planeamiento de la expansión de la transmisión está referido a la atención de la demanda proyectada al año 2030.

6.2.3 Análisis de Alternativas

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo

- SET Lambayeque Sur

En relación al cambio del transformador 60/22,9/10 kV de 25/16/20 MVA por uno de 30/30/30 MVA y celdas asociadas (transformador, medición y alimentadores) solicitado por ENSA, se debe señalar que, en el Plan de Inversiones del periodo 2021-2025 (PI 2021-2025) se aprobó la SET Mórrope para descargar las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Íllimo, así como para tomar carga de la zona de Olmos-CVC ENERGÍA. Con los traslados de carga mencionados, la SET Lambayeque Sur no se sobrecargaría hasta el año 2031.

Sin embargo, considerando lo dispuesto en el Ítem 6.2.5 del presente informe, donde se determina el retiro de la SET Mórrope del PI 2021-2025, se debe señalar que existiría sobrecarga en la SET Lambayeque Sur el año 2027, por lo que se aprueba un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.

- **SET Lambayeque**

En relación a la solicitud del cambio de transformador por uno nuevo por parte de PEOT y la rotación del transformador desde la SET Chiclayo Oeste por parte de ENSA y celdas asociadas (transformador, medición y alimentador), se debe indicar que, tal como se mencionó en el análisis anterior, la SET Mórrope se aprobó para descargar a las SET Lambayeque, Lambayeque Sur y a la SET Íllimo. Con los traslados de carga mencionados, la SET Lambayeque no se sobrecargaría hasta el año 2042.

Sin embargo, considerando lo dispuesto en el Ítem 6.2.5 del presente informe, se analiza y determina el retiro de la SET Mórrope del PI 2021-2025, se debe señalar que existiría sobrecarga en la SET Lambayeque el año 2027, por lo que se aprueba un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA, así como sus celdas de transformador de 60, 22,9 y 10 kV, para que atienda las cargas en 10 kV de Lambayeque y el 5% de las demandas del devanado en 22,9 kV de la SET Íllimo. Quedando desestimado la propuesta de la rotación del transformador de la SET Chiclayo Oeste.

Adicionalmente a lo solicitado por PEOT, se requiere de una celda de alimentador de 22,9 kV y las celdas de medición de 22,9 y 10 kV, para un correcto funcionamiento de la subestación.

En relación a la solicitud de la renovación de celdas MT (tres (03) celdas de alimentador), PEOT adjunta como sustento el Informe Técnico del Servicio de Mantenimiento y Reparación de 02 Interruptores de Recierre Automático – Recloser 15 kV Marca Hawker Siddeley, que realizaron en marzo del 2024, en ese sentido, se considera el cambio de las celdas de alimentador por antigüedad.

Por otro lado, se dará de Baja a los Elementos existentes que se renovarán de la SET Lambayeque (Transformador de 8,75 MVA, celdas de transformador de 60 y 10 kV, 4 celdas de alimentador de 10 kV (las tres (03) celdas que se renuevan y una (01) que se encuentra en desuso, todas de propiedad de PEOT).

- **SET Chiclayo Oeste**

En relación al cambio de los transformadores, uno de 60/22,9/10 kV de 30/20/25 MVA y dos de 60/10 kV de 17,5 MVA por uno de 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA y dos de 60/10 kV de 30 MVA y celdas asociadas, se debe señalar que, los traslados de carga hacia la SET Chiclayo Centro y Chiclayo Sur aprobados en los planes de inversión, permite que la demanda proyectada de la subestación al año 2030 sea de 39,57 MVA en 10 kV, teniendo una capacidad de 60 MVA con los tres transformadores existentes en el devanado de 10 kV suficiente para atender la demanda hasta el año 2049.

En las opiniones y sugerencias, ENSA señala que el pedido de cambio del transformador TP 6002 es por antigüedad y no por demanda como lo solicitó inicialmente, para ello presenta dos informes, una de un análisis físico-químico del aceite, donde se encontró valores inaceptables en el contenido del inhibidor, y otro donde se realizaron regeneración de aceite y cambios en las empaquetaduras. Asimismo, ENSA señala que, el transformador es del año 1980 y tiene una reparación en el año 2009 y presenta imágenes donde se observa presencia de corrosión en las partes metálicas del transformador.

En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 el cambio del transformador TP 6002 por antigüedad por uno de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, asimismo, se considera necesario también el cambio de la celda de transformador de 60 y para el correcto funcionamiento del transformador la instalación del devanado de 22,9 kV.

- **SET Chiclayo Norte**

Con respecto al reemplazo de las celdas de transformador de 60 y 10 kV, solicitadas por ENSA, se debe señalar que, estas ya fueron aprobadas junto con el transformador (TP6003) en el PI 2021-2025. En ese sentido, las celdas de transformador solicitadas no se incluyen en el PI 2025-2029.

En relación a las celdas de alimentador y medición de 10 kV, ENSA presenta imágenes de las placas donde se puede observar que ya cumplieron su tiempo de vida útil pero no presenta los informes que detallen los problemas en su operación. Sin embargo, en la visita de campo se apreció el mal estado de las celdas, el cual quedaban rastros de quemadura debido a una falla presentada anteriormente. En ese sentido, se considera razonable incluir en el PI 2025-2029 las tres celdas de alimentador de 10 kV y la celda de medición en 10 kV; asimismo, la Baja de las existentes.

En relación a la solicitud de reemplazo de la celda de medición de 60 kV, no se encuentra el sustento de la necesidad de este Elemento, asimismo, este equipo no se observa dentro de los Elementos reconocidos, por ello, no se incluye en el PI 2025-2029.

En relación del cambio del transformador 60/10 kV de 17,5 MVA (TP 6004) solicitada por ENSA, se debe mencionar que, con la transferencia de carga hacia la SET Chiclayo Centro, se tendría una demanda de 45,25 MVA en el año 2030, para una capacidad instalada de tres transformadores de 77,5 MVA, dos de 30 MVA y uno de 17,5 MVA, los cuales son suficientes para atender dicha demanda, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 el transformador y sus celdas solicitadas.

- **LT Chiclayo Oeste - Lambayeque**

En relación a la solicitud de la renovación de la LT Chiclayo Oeste – Lambayeque, PEOT señala que, por la alta corrosión y salinidad, el desgaste del conductor y ferretería es crítico, ocasionando desconexiones de la línea; en consecuencia, la vida útil no es de 30 años. Al respecto, se debe señalar que, las instalaciones de transmisión se remuneran tanto la inversión como la operación y mantenimiento, para garantizar la operatividad de las instalaciones por el periodo de 30 años. No se advierte que PEOT haya presentado información que evidencie que se ha realizado un correcto mantenimiento a las instalaciones en cuestión.

Asimismo, PEOT señala que, la implementación del cambio del conductor sin estar aprobado en un Plan de Inversiones, pueden ser reconocidas hasta con una antigüedad de dos años, por lo que están dentro del plazo para solicitar el reconocimiento de su inversión; sin embargo, no ha indicado el sustento técnico normativo que respalde su afirmación. Al respecto, se debe señalar que, el proceso para el reconocimiento de las instalaciones de transmisión se inicia con el Plan de Inversiones, previo a la ejecución de los proyectos. El estado

crítico de las instalaciones se debe sustentar en un proceso de Plan de Inversiones o su modificatoria y no a criterio subjetivo del Titular.

Además, cada dos años se tiene la oportunidad de solicitar inversiones, en el proceso regular del Plan de Inversiones o en la modificatoria, por lo que no es adecuado hacer primero la inversión y luego solicitar su reconocimiento. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el reconocimiento del cambio de LT Chiclayo Oeste – Lambayeque.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo baja densidad

- **Nueva SET Pomalca**

En relación a la solicitud de la nueva SET Pomalca por confiabilidad N-1 en las líneas Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte, solicitada por ENSA, se debe señalar que, la SET Chiclayo Centro se aprobó en el Plan de Inversiones para el periodo 2017-2021(PI 2017-2021) con el objetivo de descargar el 20% de la carga de la SET Chiclayo Norte y la SET Chiclayo Oeste en 10 kV y el 30% de Chiclayo Oeste en 22,9 kV. En ese sentido, con los traslados de carga mencionados se evaluó la contingencia N-1 (LT Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte), y como resultado, se obtuvo que en el año 2029 la sobrecarga en la otra terna de la LT Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte es de 4,58 %, lo cual es una sobrecarga que pueden soportar las líneas en contingencia, sin que se haya demostrado lo contrario.

En ese sentido, se cumple el criterio N-1 en el ramal Chiclayo Oeste-Chiclayo Norte, por lo que no sería necesario aprobar la Nueva SET Pomalca en el PI 2025-2029.

- **SET Nueva Olmos**

En relación de la SET Nueva Olmos, solicitado por ENSA, se debe señalar que, esta subestación no forma parte de la PROPUESTA INICIAL presentada por ENSA, siendo presentada como información complementaria dentro de la valorización de los transformadores. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio de lo antes señalado, se debe indicar que, en la SET Olmos no se observa sobrecarga, debido a que para el año 2030 tendría una demanda de 4,10 MVA y 1,84 MVA de 22,9 y 10 kV respectivamente, y el transformador existente de 60/22,9/10 kV de 9/9/3 MVA, con lo que garantizaría el suministro incluso hasta el año 2051. Asimismo, en el Estudio de ENSA no se observa caídas de tensión.

En el mismo sentido, ENSA no presenta el respectivo análisis eléctrico que fundamente que la ubicación de la nueva subestación solucionaría los problemas mencionados. Asimismo, no presenta el análisis de alternativas que verifique que el proyecto solicitado es la mejor alternativa técnico económica.

- **SET Íllimo**

En relación a la solicitud de ENSA sobre el reemplazo de uno de los transformadores existentes por uno de mayor capacidad, se debe señalar que, la demanda proyectada en dicha SET al año 2030 es de 10,19 MVA, que puede

ser cubierta con los dos transformadores existentes de 60/22,9/10 kV, uno de 6,25/6,25/3,13 MVA y el otro de 9/9/3 MVA, incluso hasta el año 2039.

Asimismo, tal como se mencionó en anteriores análisis, con el retiro de la SET Mórrope se verifica la cargabilidad de las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Íllimo, donde se verifica que la SET Íllimo no se sobrecargaría. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 el cambio del transformador y las celdas solicitadas.

En relación a la solicitud de PEOT sobre la renovación de celdas MT, cuya motivación, según la empresa, no es por razones operativas o fallas, sino, por la falta de confiabilidad, menciona que en el presente año realizó la reparación de dos tanques del recloser y que adjunta informe de mantenimiento de dos recloser (uno en 10 y otro en 22,9 kV), efectuado a finales del año 2021, quedando operativo con reconexión manual. El mismo Informe sugiere el reemplazo del contador mecánico de maniobras por uno eléctrico.

Por lo indicado, se considera razonable la renovación de las dos celdas de alimentador de 10 kV y dos celdas de alimentador de 22,9 kV por antigüedad. La tercera celda de alimentador solicitada por PEOT no se considera debido a que en la visita de campo se observó que se encontraba desconectada. Asimismo, se debe considerar el cambio de las celdas de transformador de 22,9 y 10 kV junto a las celdas de medición de 22,9 y 10 kV.

En ese sentido, se incluyen en el PI 2025-2029 las dos celdas de alimentador de 22,9 kV, dos celdas de alimentador de 10 kV y las celdas de transformador de 10 y 22,9 kV, así como las celdas de medición de 10 y 22,9 kV.

- **Pampa Pañalá**

En relación al nuevo transformador en la SET Pampa Pañalá, se debe señalar que, el año 2027 se observa sobrecarga en el transformador existente, por lo que se debe reemplazar por un transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA. En ese sentido, el transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 se incluye en el PI 2025-2029; asimismo el transformador de 60/23/10 kV de 30/16/20 MVA pasará a reserva, para lo que inicialmente fue aprobado.

En relación a las nuevas celdas solicitadas (transformador, medición y alimentadores), estas no son necesarias, dado que se hará uso de las celdas existentes. En ese sentido, no se incluye las celdas solicitadas en el PI 2025-2029.

- **SET Cayaltí**

En relación al nuevo transformador 60/22,9 kV de la SET Cayaltí solicitado por ENSA, se debe señalar que con el transformador existente de 9 MVA es suficiente para cubrir la demanda proyectada de 7,41 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2045. En ese sentido, el transformador solicitado no se incluye en el PI 2025-2029.

Por otro lado, respecto a las celdas de transformación, medición y alimentador, ENSA no presenta sustento de la motivación de su solicitud. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 las celdas solicitadas en la SET Cayaltí.

- **SET Pomalca**

En relación al reemplazo de celdas en las SET Pomalca, se debe señalar que ENSA presenta fotografías de la placa de un interruptor a Gas SF6 del año 2017, reconectador sólido del año 2019, reconectador SF5 GAS del año 2019; sin embargo, no brinda argumentos sobre los inconvenientes que se tiene para la operación y/o mantenimiento de los mismos. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el reemplazo de las celdas solicitadas por falta de sustento.

En relación al cambio del transformador de 60/22,9/10 de 20/20/6,7 MVA por uno de 30/30/30 MVA se debe señalar que, con la capacidad del transformador existente (20 MVA) es suficiente para cubrir la demanda proyectada de 10,86 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, el cambio del transformador, ni las celdas solicitadas se incluyen en el PI 2025-2029.

- **SET Tumán**

Con respecto al reemplazo de celdas en las SET Tumán, se debe señalar que, ENSA presenta fotografías de las placas de dos reconectores sólidos del año 2019 y la placa de un disyuntor que no se puede verificar la misma; sin embargo, no detalla los problemas en la operación que presentan los mismos. En ese sentido, el reemplazo de las celdas solicitadas no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET La Viña**

En relación al reemplazo de celdas en las SET La Viña, se debe señalar que, ENSA presenta fotografías de las celdas del año 2014. Al respecto, en la visita de campo se consultó sobre las celdas, donde los operarios indicaron que fueron cambiados por PEOT. Estos cambios no estuvieron aprobados en los planes de inversión pasados. Asimismo, no se ha presentado el sustento que motiva los cambios solicitados. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 los cambios de las celdas solicitadas.

En relación al cambio del transformador 60/10 kV de 6,25 MVA por uno nuevo de 60/22,9/10 kV de 15 MVA y sus celdas asociadas (celdas de transformador, medición y alimentadores), se debe señalar que, con los dos transformadores instalados en la subestación, uno de 17,5 MVA y otro de 6,25 MVA, es suficiente para atender toda la demanda de 14,96 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el transformador solicitado.

- **SET Nueva Motupe**

En relación a la celda de línea 60 kV y LT 60 kV Nueva Motupe – Der. L-6036, se debe señalar que, ENSA solicita se considere la inclusión de una celda de línea y una celda de medición en 60 kV, indica que su solicitud es por confiabilidad y que permitirá reducir las pérdidas técnicas, mejorar los niveles de tensión y confiabilidad al sistema; sin embargo, no adjunta el sustento de lo que menciona; presenta una gráfica donde se observa que lo que solicita es una derivación en “T” de la línea LT 6036, sin embargo, las conexiones en “T” no ofrecen confiabilidad, más aún cuando hay más subestaciones conectadas con ese tipo de conexiones.

En relación a la celda de medición en 60 kV, no corresponde realizar el análisis, dado que resulta ser un nuevo pedido por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivado por las observaciones realizadas, en ese sentido, es improcedente. El Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado. Sin perjuicio de lo antes mencionado, se debe señalar que ENSA no presenta sustento de la necesidad de la celda.

Asimismo, ENSA no considera en su solicitud que la ITC SET Salitral que el COES propone muy cerca de la SET Nueva Motupe, contempla conexiones a las diferentes subestaciones.

- **Nueva SET Sureños**

En relación a la nueva SET Sureños, se debe señalar que, se observa sobrecarga en la SET Tierras Nuevas para el año 2027, además, según menciona CVC ENERGÍA el sistema eléctrico cuenta con tres (03) reguladores de tensión en 22,9 kV (Estaciones de Regulación de Voltaje - ERV) ubicados en alimentadores 22,9 kV que se han desarrollado con longitudes extremas y que por el tipo de carga concentrada que se atienden se originan caídas de tensión muy por debajo de los estándares establecidos en la NTCSE.

Al respecto, debido a la imposibilidad de poder atender la nueva demanda en zonas alejadas del Sistema eléctrico Tierras Nuevas por la sobrecarga del transformador de la SET Tierras Nuevas y a problemas de calidad de energía, se considera un nuevo proyecto (SET Sureños) que atienda a las cargas existentes y futuras, para ello, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños 220/60/22,9 kV de 60/60/30 MVA.

Alternativa 2: Transformador 220/60/22,9 kV de 60/60/60 MVA en SET Tierras Nuevas, LT 60 kV Tierras Nuevas – Sureños y SET Sureños 60/22,9 kV de 30 MVA.

Cuadro N° 6-7
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 2
Análisis de alternativas

Nombre	Costos de Inversión ⁽⁴⁾				Total Inversión	Costos de Explot. ⁽⁴⁾		Costo Total USD	p.u.
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾			OYM	Pérdidas		
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	4 445 686	-	3 045 525	445 778	7 936 988	1 705 465	-1 532 430	8 110 023	1,00
Alternativa 2	-	3 244 938	2 158 116	1 915 795	7 318 849	1 427 653	-569 644	8 197 463	1,01
Alternativa Seleccionada:		Alternativa 1							

Donde, la mejor alternativa para resolver este problema es la Alternativa 1: línea en 220 kV desde la SET Felam hasta una nueva SET Sureños para finalmente atender la demanda requerida en el nivel de 22,9 kV. Cabe señalar que, los proyectos aprobados podrán ser reemplazados por la segunda alternativa de mínimo costo siempre que se justifique la imposibilidad de ejecutar el proyecto seleccionado, debido a que la segunda alternativa es menor al 5% del valor de la alternativa seleccionada, por tratarse de un sistema radial.

En relación al número de alimentadores para atender la demanda regulada en 22,9 kV, se observa que solo se requieren de dos (02) celdas de alimentador y no seis (06) celdas tal como lo solicita CVC ENERGÍA.

Asimismo, se considera que en esta subestación se debe tener disponible la barra de 60 kV, para que se pueda utilizar en los siguientes Planes de Inversión, o en todo caso, para que los clientes libres se puedan conectar en este nivel de tensión a su costo, por lo que se incluye la celda de transformador de 60 kV.

En ese sentido, se aprueban los siguientes elementos: Para la SET Sureños, un Transformador 220/60/22,9 kV de 60 MVA, una celda de línea-transformador en 220 kV, celda de transformador de 60 kV, celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV. Para la SET Felam, una celda de línea en 220 kV. Finalmente, una LT Felam - Sureños de 21 km de longitud en 220 kV.

- **Segundo Circuito de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas**

En relación a esta solicitud, se debe señalar que esta solicitud no forma parte de su PROPUESTA INICIAL, por lo que deviene en improcedente, tal como lo señala el Informe Legal 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo antes señalado, el COES en su diagnóstico avizora un proyecto ITC que contemplaría entre otros un segundo circuito Felam – Tierras Nuevas. En ese sentido, la solicitud del Segundo Circuito en 220 kV Felam-Tierras Nuevas no se incluye en el PI 2025-2029. En el Anexo D se muestran los diagramas unifilares correspondientes a los proyectos aprobados por Osinerghmin.

- **Por Seguridad**

Con respecto a la solicitud del cambio de tramo de 2 km de la LT Chiclayo Norte –Pomalca (L-6051) por incumplimiento de distancias de seguridad, se debe señalar que este requerimiento fue evaluado en el Informe Técnico DSE-STE-507-2023, realizado por la División de Supervisión de Electricidad (DSE); concluyendo que no justifica las condiciones de riesgo eléctrico y/o edificaciones que vulneren las distancias de seguridad establecidas en el CNE-Suministro 2011. En ese sentido, lo solicitado no se incluye dentro del PI 2025-2029.

Asimismo, con Informe Técnico N° DSE-SIE-140-2024, elaborado por la DSE, se analizó los nuevos argumentos presentados por ENSA, concluyendo que, el proyecto cambio de tramo LT EN 60 kV SET Chiclayo Norte - SET Pomalca (L-6051), no justifica las condiciones de riesgo eléctrico y/o edificaciones que vulneren las distancias de seguridad establecidas en el CNE S-2011.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Chota – Chongoyape – San Ignacio y San Ignacio Rural

- **SET Chimbán**

En relación a la solicitud de la nueva SET Chimbán, se debe señalar que, en su diagnóstico ENSA afirma que en el sistema eléctrico no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión, ni problemas de tensión en el largo

plazo; sin embargo, propone la nueva SET Chimbán 60/22,9 kV de 30 MVA, sustentado la atención de cargas muy alejadas a nivel distribución.

Al respecto, se debe indicar que, el simple señalamiento de atención de cargas alejadas no es justificación suficiente para la aprobación de una nueva subestación, más aún cuando ENSA señala que en el largo plazo no tiene problemas de operación y calidad de suministro en la zona involucrada en su solicitud. Asimismo, según lo propuesto, la SET Chimbán sería alimentada desde la SET Chota, la cual fue aprobada en el PI 2017-2021, sin embargo, hasta la fecha no dispone de terreno para esta subestación. Por otro lado, uno de los fundamentos para la aprobación del SET Chota fue la cobertura de las cargas más alejadas, por lo que debería ser suficiente para satisfacer la demanda de la zona.

Por otro lado, la empresa señala que se tiene un proyecto en curso realizado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), para satisfacer la demanda eléctrica de la zona, el cual requiere que la SET Chimbán sea incluido en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias; sin embargo, la propuesta presentada no cumple con los criterios de la NORMA TARIFAS, incumpliendo así los requisitos necesarios para ser considerados dentro del Plan de Inversiones.

En ese sentido, la SET Chimbán no se incluye en el PI 2025-2029 por carecer de sustento técnico, y no disponer de información técnica que garantice la puesta en operación comercial de la SET Chota.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto

- **SET Cutervo**

En relación al cambio del transformador de la SET Cutervo de 10 MVA por uno de 30/30/30 MVA, se debe señalar que en el PI 2017-2021 se previó la sobrecarga desde el año 2021; motivo por el cual se planteó las transferencias de carga a la SET Chota, solucionando así el problema hasta el año 2025. Sin embargo, a pesar de esta transferencia de cargas se observa que a partir del año 2026 se presentan problemas de sobrecarga en el transformador de la SET Cutervo, por lo que es necesario incluir en el PI 2025-2029 el reemplazo del transformador de la SET Cutervo por un transformador de 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, pasando el existente a condición de disponible para su uso en la planificación.

En relación a las celdas solicitadas, se debe señalar que, las celdas existentes de la subestación fueron puestas en operación el año 2011, por lo que estarían aún en su tiempo de vida útil. Por otro lado, no se ve la necesidad de agregar nuevas celdas dado que la empresa no presenta el sustento correspondiente. En ese sentido, las celdas de transformador de 138, 22,9 y 10 kV; celdas de medición de 138, 22,9 y 10 kV; así como las celdas de alimentador de 22,9 y 10 kV no se incluyen en el PI 2025-2029.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bagua – Jaén – Cutervo y Bagua – Jaén Rural

- **TP 138/60/33/22,9 kV - 15 MVA - SET Seasme**

En relación a la solicitud de la Nueva SET Seasme, se debe señalar que, la propuesta de la empresa es inviable técnica y económicamente, abastecer la zona de Seasme con líneas de 162 km y 171 km en niveles de tensión de 138 kV o 220 kV para una carga considerando la nueva demanda, presentada por ELOR en la etapa de opiniones y sugerencias, no mayor a 4,13 MW generaría problemas de sobretensión en la zona involucrada.

En las observaciones realizadas a la empresa al ESTUDIO presentado, se mencionó que evalúe un análisis de flujo de carga y estabilidad como sustento; sin embargo, ELOR no logró responder con el debido informe eléctrico.

Cabe mencionar que, los costos de operar y mantener una línea de tal longitud en la zona selva serían elevados, debido al crecimiento de los árboles en la ruta de la línea, que de llevarse de manera inadecuada generaría desconexiones constantes de la carga asociada. Asimismo, la inversión a realizar sería considerablemente elevada, no solo por el costo de todas las estructuras de la línea, sino también de los transformadores de potencia en ese nivel de tensión, así como la compensación reactiva requerida para mantener los niveles de tensión dentro del rango permisible.

Por otro lado, en relación a la problemática de desconexiones de la L-60171 Bagua Chica – Muyo, según el Informe DSE-STE-52-2024, la DSE propone que se evalúe como parte del planeamiento de la expansión de la transmisión, la alternativa que haría frente a la criticidad identificada, que consiste en el reforzamiento de la línea de transmisión L-60171 Bagua Chica – Muyo. Al respecto, como solución a la problemática identificada por la DSE, y para que el proyecto final de la SET Chiriaco tenga la confiabilidad de operar correctamente, se planteó en la alternativa 1 del proyecto SET Chiriaco la LT Bagua - Muyo.

Debido a que las propuestas de ELOR no evalúan técnicamente todos estos inconvenientes, se plantean las siguientes alternativas, a fin de mejorar los niveles de tensión que se tiene:

Debido a las opiniones y sugerencias presentadas por ELOR, se validan para las cargas de “Petroperú (Estacion de bombeo N° 5) – 900 kW”, “Petroperú (Estacion de bombeo N° 8) – 244 kW” y “Petroperú (Estacion de bombeo N° 9) – 313,26 kW”, la carga base, en razón que cumplen con la documentación de sustento, además que, las factibilidades emitidas por ELOR son en función a dichas demandas. El centro de carga de la SET Chiriaco cambia.

Alternativa 1: LT 60 kV Bagua – Muyo 29,34 km, LT 60 kV Muyo – Chiriaco 48 km, y SET Chiriaco 60/22,9 kV de 15 MVA y sus celdas y alimentadores correspondientes para abastecer a la demanda de la zona (debido a la nueva demanda considerada, el centro de carga de la nueva SET cambia).

Alternativa 2: LT 138 kV Jaén 138 kV – Chiriaco 112 km y SET Chiriaco 138/60/22,9 kV de 15/15/15 MVA en la SET Chiriaco y sus celdas y alimentadores correspondientes para abastecer a la demanda de la zona.

Cuadro N° 6-6
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 2
Análisis de alternativas

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾		Costo Total US\$	p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OYM	Pérdidas		
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Muyo-Chiriaco +LT 60 kV Muyo – Bagua + SET Chiriaco	-	4 564 307		2 153 315	6 717 622	1 118 836	-531 337	7 305 121	1,00
Alternativa 2	LT 138kV Nva Jaén-Chiriaco + SET Chiriaco	7 312 712	-	459 238	840 698	8 612 648	1 397 496	-514 017	496 127	1,30

Alternativa Seleccionada: Alternativa 1

Del análisis, se obtuvo que la alternativa óptima es la Alternativa 1, la cual se considera garantiza la continuidad de suministro para las zonas de Seasme, Chiriaco y aledaños.

En ese sentido, se aprueban los siguientes elementos: Para la SET Chiriaco, un (01) transformador 60/22,9 kV en 15 MVA, una (01) celda Línea-transformador 60 kV, una (01) celda de transformador en 22,9 kV, tres (03) celdas de alimentador en 22,9 kV y (01) celda de medición en 22,9 kV. En la SET Muyo, dos (02) celdas de línea en 60 kV, una (01) celda de transformador 60 kV, LT 60 V Bagua-Muyo de 29,34 km y LT 60 kV Muyo – Chiriaco de 48 km.

- **SET Jaén**

En relación a las celdas de alimentador, medición y de transformación de 10kV, se debe señalar que, ELOR como sustento presenta los informes técnicos GWTE-037-2023 y GWTG-050-2023 donde se detalla que las celdas de alimentador fueron desconectadas y reemplazadas con recloser de forma provisional, la misma que se pudo observar en la visita de campo. Para el caso de la celda de transformador y medición, se visualizó en campo que se encuentran en mal estado, con dificultades para la operación y mantenimiento; agregando que todas tienen más de 30 años de antigüedad. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 las dos celdas de alimentador de 10 kV, la celda de medición y la celda de transformador de 10 kV, asimismo, la Baja de los Elementos existentes.

En relación del transformador de reserva solicitado, su solicitud se produjo en la etapa de levantamiento de observaciones, sin que se encuentre motivado por alguna de dichas observaciones. En ese sentido, la solicitud es improcedente, el informe legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, ELOR presenta el cálculo con los transformadores de su concesión, sin considerar a toda el Área de Demanda.

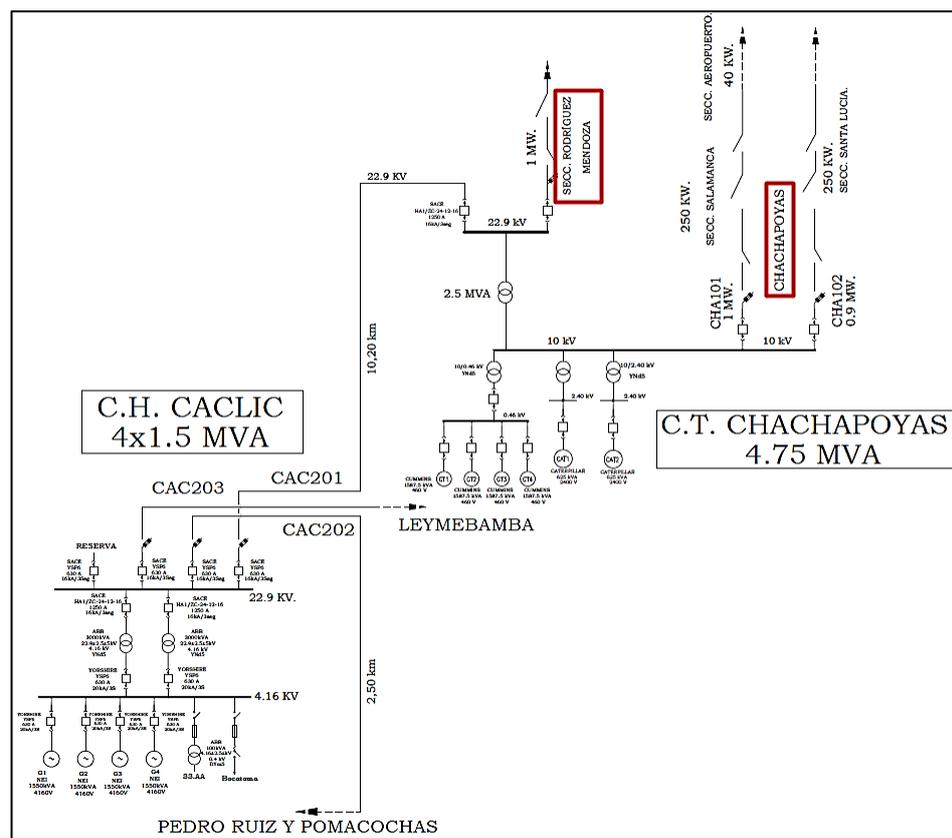
- **SET Cállic**

Resulta oportuno precisar que en el numeral 16.12 de la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM y modificada mediante la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, se establece una metodología específica para la evaluación de la integración de sistemas aislados al SEIN.

En ese contexto, ELOR ha solicitado el reconocimiento de dos celdas de alimentador en 22,9 kV, las cuales utiliza para atender la demanda actual del Sistema Eléctrico Chachapoyas desde la SET Cáclic. Por lo tanto, a continuación, se evalúa la situación de dicho sistema tanto antes de su conexión al SEIN como posteriormente a ella.

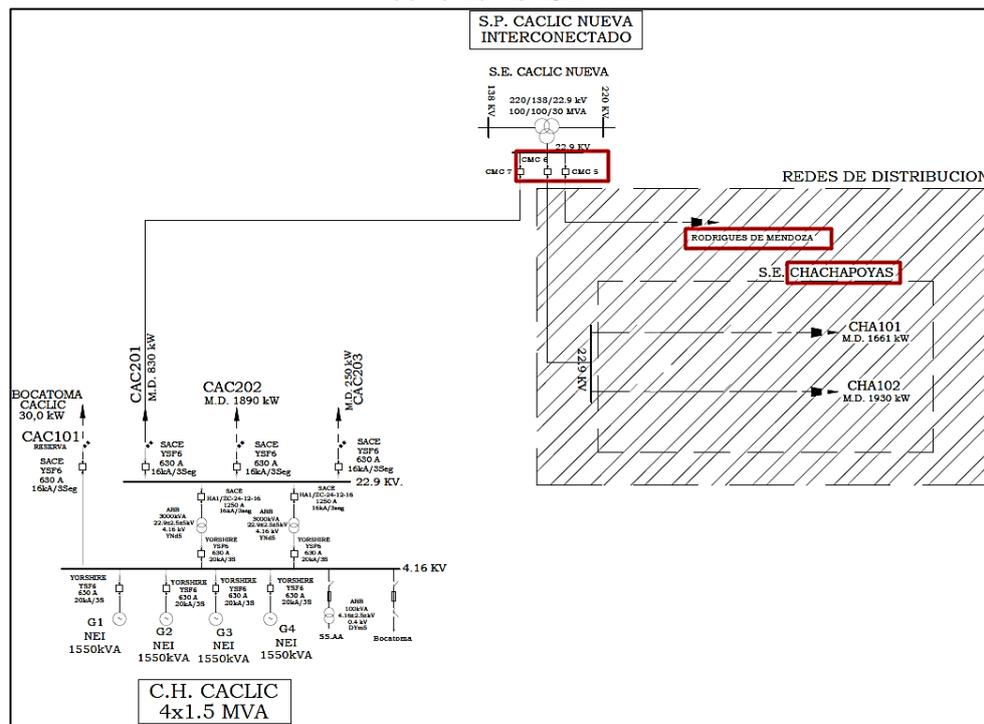
En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Chachapoyas previo a su conexión al SEIN. En este diagrama se verifica que los subsistemas eléctricos Rodríguez de Mendoza y Chachapoyas están eléctricamente conectados entre sí.

Figura 6.1 Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Chachapoyas previo a su conexión al SEIN



En la Figura 6.2 se presenta el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Chachapoyas tras su conexión al SEIN. En dicho diagrama se constata que las celdas CMC-5 y CMC-6 corresponden a los alimentadores de Rodríguez de Mendoza y Chachapoyas, respectivamente.

Figura 6.2 Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Chachapoyas tras su conexión al SEIN



Asimismo, en el Acta de Energización del Sistema Eléctrico Chachapoyas en la SET Cáclic, se verifica que el alimentador de la celda CMC-5, correspondiente a la zona de Rodríguez de Mendoza, fue el primero en energizarse. Esto implica que dicha celda permitió la interconexión del Sistema Eléctrico Chachapoyas al SEIN. En consecuencia, dado que la interconexión de sistemas aislados al SEIN no se encuentra contemplada en el ámbito del Plan de Inversiones, no corresponde aprobar la celda CMC-5 en el Plan de Inversiones 2025-2029.

Por otro lado, en la mencionada acta se constata que el alimentador de la celda CMC-6, correspondiente a la zona de Chachapoyas, se energizó posteriormente al alimentador de la celda CMC-5. Es decir, que la celda CMC-6 permite atender la demanda de un sistema eléctrico que ya forma parte del SEIN. Asimismo, las zonas a las que se atiende están en direcciones opuestas a la ubicación de la SET Cáclic, por lo que, se hace necesario considerar una celda adicional a la celda de alimentador de 22,9 kV instalada para la interconexión del sistema aislado Chachapoyas. En consecuencia, dado que la atención de la demanda eléctrica se encuentra dentro del ámbito del Plan de Inversiones, corresponde aprobar una celda de alimentador en 22,9 kV (CMC-6) en la SET Cáclic para el año 2025.

- **SE Bagua**

En relación a las celdas de alimentador, celda de medición y celda de transformación de 10 kV, se debe señalar que, ELOR, como sustento presenta, el informe técnico GWT-038-2023, donde señala los hallazgos encontrados en las celdas, como son puntos calientes y presencia de fuga de aceite, menciona también haber realizado mantenimientos correctivos. En la visita en campo se apreció la antigüedad y el mal estado de estas. En ese sentido, se consideran

en el PI 2025-2029 dos celdas de alimentador, una celda de medición y una celda de transformador en 10 kV, asimismo, la Baja de las existentes.

En relación de las dos celdas de línea de 60 kV, se debe señalar que, en la visita de campo se pudo observar la antigüedad de las celdas, asimismo que las celdas solo están constituidas por seccionadores, representando un riesgo para la operación y mantenimiento. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 dos celdas de línea de 60 kV, asimismo, la Baja de las existentes.

- **SE Bagua Grande**

En relación a las dos celdas de alimentador, celda de medición y celda de transformador de 10 kV, se debe señalar que, ELOR, como sustento presenta el informe técnico GWT-039-2023, donde señala los hallazgos encontrados en las celdas, como son puntos calientes, recalentamientos en los transformadores de tensión y recalentamientos de los aisladores, entre otros. En la visita de campo se apreció la antigüedad y el mal estado de estas. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 dos celdas de alimentador, una celda de medición y una celda de transformador de 10 kV, asimismo, las Bajas de las existentes (no reconocidos en la tarifa).

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

por Osinermin 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 2, no se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

Cuadro N° 6-8
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 2

Programación de Bajas AD02				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de medición 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ELOR	2029	Celda de Línea 60 kV a SE Bagua Chica	SET Muyo
2	ELOR	2029	Celda de Transformador 60 kV	SET Muyo
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Jaén	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Muyo	SET Bagua
2	ELOR	2029	LT Bagua Chica - Muyo	Línea
2	PEOT	2027	Transformador 60/10 kV de 8,75 MVA	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de Transformador 60 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de Transformador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de transformador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de transformador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	ENSA	2028	Transformador 60/10 kV de 15 MVA	SET Chiclayo Oeste
2	ENSA	2028	Celda de Transformador de 60 kV	SET Chiclayo Oeste

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 2, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-9
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 2
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 2	26 172 952	98,34	210	64
ENSA	4 346 769	0	120	10
AT				
Celda	321 906			2
Línea				
TP	2 696 412		90	3
MAT				
Celda				
Línea				
TP	1 116 876		30	1
MT				
Celda	211 574			4
CVC ENERGÍA	7 936 988	21	60	9
AT	418 827			
Celda	418 827			1
Línea				
TP				
MAT	7 072 384			
Celda	1 241 712			2
Línea	2 785 147	21		1
TP	3 045 525		60	1
MT	445 778			
Celda	445 778			4
ELOR	11 923 657	77,34	15	27
AT				
Celda	1 852 527			6
Línea	7 182 025	77,34		2
TP	1 328 506		15	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP				
MT				
Celda	1 560 598			18
PEOT	1 965 538	0	15	18
AT	964 832			
Celda	241 296			1
Línea				
TP	723 296		15	1
MT				
Celda	1 000 706			16

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

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

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

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

Según lo prevé el numeral 5,8,5 de la NORMA TARIFAS, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 2, respecto a la SET Mórrope se debe señalar que, actualmente se encuentra como obras no en curso reportados por la DSE, asimismo, con las rotaciones posibles que se pueden realizar entre las SET Lambayeque Sur y Lambayeque la demanda puede ser atendida entre estas subestaciones hasta el año 2027, por las afirmaciones mencionadas por ENSA que la SET Mórrope no cumpliría con los fines para la que fue aprobada, se procede a retirar la SET Mórrope del PI 2021-2029.

Cuadro N° 6-8
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PI 2017-2021 AD02				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	ENSA	2021	Celda de Línea 60 KV	SET Íllimo
2	ENSA	2021	Línea Transmisión Íllimo - Mórrope	SET Íllimo
2	ENSA	2021	Celda de Línea Transformador 60kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	TP 60/23kV-30MVA	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Transformador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Medición 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la demanda de electricidad en el Área de Demanda 2 crecerá en el período 2022-2034 a una tasa promedio anual de 3,4%. Respecto a las PROPUESTAS FINALES de las empresas, es menor que el estimado por ELECTRONORTE (5,4%), menor que el estimado por CVC ENERGÍA (3,6%) y mayor que el estimado por ELECTRO ORIENTE (2,2%).
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 2, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 26 172 952 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 2, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 2, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/hbc



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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

Anexo A
Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ENSA a la PREPUBLICACIÓN

1. SET Lambayeque Sur

Respecto al análisis de la demanda para el Sistema Eléctrico Chiclayo Baja Densidad específicamente en la SET Lambayeque SUR, ENSA adjunta sustento documentado de incorporación de demandas.

Muestra un cuadro resumen; el mismo que está sustentado en el módulo de atención de factibilidades de ENSA, señala que puede rastrearse trazabilidad, inclusive puede ser revisado, el cual contiene toda la documentación y requisitos indispensables para evaluar y emitir los documentos de factibilidades para ampliaciones de potencia o nuevas solicitudes de incorporación de nuevas demandas de energía.

Agrega que, la demanda que Osinergrmin ha considerado en la barra de Lambayeque Sur, asciende a 20,23 MW al año 2034 mientras que en su propuesta considera en su una demanda de 37,39 MW para dicho año. Indica que la diferencia se da en el apartado de factibilidades, respecto de los clientes libres, ya que los regulados solo se diferencian en 2 MW.

ENSA resalta que, Osinergrmin no considera las factibilidades que ha enviado en su propuesta, las mismas que suman 7,4 MW; a lo que se agregan las factibilidades del año 2020 que suman 7,97 MW, que hacen un total para la SET Lambayeque Sur de 15,34 MW. Por lo que, solicita a Osinergrmin validar las factibilidades con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda en forma sostenible en el sistema eléctrico Lambayeque Sur con un nuevo transformador de mayor potencia.

ENSA añade que, Osinergrmin considera la carga lineal desde el año 2022 de dichas factibilidades; siendo que en su caso no es que se hayan tomado unas tasas de crecimiento, sino que se ha hecho que éstas ingresen con una carga en forma escalonada, de tal manera que llegue al final del periodo en su máxima. La demanda a considerar es de 24 MW al final del periodo.

Por otro lado, ENSA menciona que si bien es cierto que la SET Mórrope fue aprobada para que se encargue de la descarga de las SETs Lambayeque, Lambayeque Sur e Illimo, así como para tomar carga de la zona de Olmos-CVC ENERGÍA. En el caso específico de la SET Lambayeque Sur con la evolución de las demandas y nuevos escenarios no es correcto que Osinergrmin considere que la SET Mórrope se encargue de la descarga de SET Lambayeque Sur, y que según el área de influencia de la SET Mórrope, tanto real como óptima (Voronoi) no podría hacer esta toma de carga.

Añade, la SET Mórrope puede asumir carga de Illimo y del mismo Lambayeque más no de la SET Lambayeque Sur, además que esa zona representa una muy baja densidad.

En base a lo expuesto, ENSA solicita validar las factibilidades con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda en forma sostenible en el sistema eléctrico Lambayeque Sur con cambio del transformador 60/22,9/10 kV de 25/16/20 MVA por uno de 40/40/40 MVA y celdas asociadas (transformador, medición y alimentadores) para el año 2026.

Asimismo, solicita considerar que el transformador actual TP 6017 25/16/20 MVA de SET Lambayeque SUR se traslade a la SET Lambayeque en reemplazando al existente del PEOT, para el año 2027.

Análisis de Osinergrmin

Con relación a las nuevas cargas, ENSA adjunta en esta etapa 21 cargas, de las cuales, 9 son nuevas cargas y 12 presentadas en la fase anterior (9 de ellas con información adicional). De las 21 cargas alcanzadas en esta etapa, 11 no fueron seleccionadas por

Osinerghmin, debido a que no contaban con el debido sustento, mientras que 10 han sido incluidas en la proyección de demanda.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por ENSA, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda”, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ENSA”, correspondiente al Área de Demanda 2

Con la nueva información de demanda, se observa en el Formato F-202 que no hay sobrecargas en los TPs de las SETs de Lambayeque Sur ni en el transformador de la SET Lambayeque, si se considera que la SET Mórrope descarga las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Illimo.

Con relación a la afirmación realizada por ENSA sobre la SET Mórrope, que no puede tomar carga de la SET Lambayeque Sur, se debe señalar que, ENSA se contradice debido a que menciona que la zona de Lambayeque Sur presenta baja densidad, sin embargo, solicita un transformador de 40 MVA por sobrecarga.

Por otro lado, la SET Mórrope se aprobó, en el PI 2021-2025, en reemplazo de un transformador de la SET Lambayeque Sur, por el crecimiento de la demanda al norte de la subestación, al inicio se consideró que esta carga sería asumida por la ITC SET Lambayeque Norte, sin embargo, por la urgencia de la atención de la carga, ENSA solicitó se apruebe para el año 2021 y que no se podía esperar hasta el año 2026, que era la fecha de aprobación del ITC SET Lambayeque Norte.

Ahora bien, i) la SET Mórrope a la fecha no se encuentra como “Obra en curso”, ii) la demanda de la zona de Mórrope se viene suministrando desde la SET Illimo, iii) la SET Lambayeque Norte se encuentra adjudicada, iv) la demanda de Lambayeque y Lambayeque sur, a través de traslados de carga en 10 kV donde existe un alimentador de interconexión entre las SETs Lambayeque Sur y Lambayeque, sería factible trasladar demanda en el orden de 1,3 MW con el fin de que la SET Lambayeque esté en posibilidad de atender nuevas cargas sin sobrecargarse hasta el año 2025. En el caso de Lambayeque Sur, se observa que el devanado en 22,9 kV no tiene carga y cuenta con un alimentador aprobado con una capacidad de 7 MW, siendo factible la transferencia de 5 MW de los devanados de 10 a 22,9 kV, v) la SET Mórrope no cumpliría con los fines para el que fue aprobado (descargar las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Illimo).

Todo lo anterior, hace necesario el retiro del PI 2021-2025 de la SET Mórrope, y proceder al análisis de sobrecargas de las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Illimo.

Cabe mencionar, que la capacidad estandarizada de los transformadores en la zona de ENSA es de 30 MVA y no de 40 MVA como lo propone ENSA.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta sugerencia, considerando la evaluación de las sobrecargas a raíz del retiro del PI 2021-2025 de la SET Mórrope, y aprobando un transformador de 30 MVA en la SET Lambayeque Sur.

2. SET CHICLAYO OESTE TP 6002

ENSA señala que, efectivamente coincide con lo que Osinerghmin menciona que los traslados de carga hacia la SET Chiclayo Centro y Chiclayo Sur aprobados en los planes de inversión PI 2017- 2021, permite que la demanda proyectada de la subestación al año 2030 sea de 39,57 MVA en 10 kV, teniendo una capacidad de 60 MVA con los tres transformadores existentes en el devanado de 10 kV suficiente para atender la demanda

hasta el año 2049. Sin embargo, resaltar que por error material obvia adjuntar el sustento técnico relacionado a la antigüedad del transformador de potencia TP 6002 (14/17,5 MVA ONAN /ONAF) 60/10 kV.

Agrega que, se observa presencia de corrosión en las tuberías de ingreso y salida del tanque de almacenamiento de aceite; así mismo la presencia de corrosión en las partes metálicas de estructura del transformador. Agrega, a pesar de los mantenimientos anticorrosivos, se evidencia el desgaste y cumplimiento de vida útil de los accesorios del transformador de potencia.

ENSA señala que, en el año 2009, el transformador tenía problemas de deterioro de aceite; la empresa con la finalidad de garantizar la operatividad y prevenir posibles fallas por aislamiento y deterioro de aceite y garantizar que el transformador funciones bajo condiciones eléctricas normales, realizó la reparación del transformador; tal como se demuestra en la placa del transformador instalado por el fabricante DELCROSA.

La Unidad de Mantenimiento de Transmisión de ENSA, con fecha 22 de febrero del 2022, realizó el servicio de mantenimiento preventivo, como se puede ver en el Informe Técnico N° 006-016-2023 emitido por la empresa EBENEN INGENIEROS se realizó la extracción de aceite con los siguientes resultados:

- Análisis Físico Químico- Eléctrico del Aceite: En el diagnóstico indica que el valor del contenido de Inhibidor presenta un valor inaceptable.
- Recomienda la empresa especializada que se deberá Adicionar el inhibidor de oxidación con Tratamiento por termovacío para retardar el deterioro del aceite y realizar un análisis Físico-Químico-Eléctrico luego de realizado el servicio al transformador
- Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos en el Aceite: El valor de gases combustibles totales se encuentra dentro de los límites aceptables indicando que el transformador está trabajando bajo condiciones eléctricas normales.
- Recomendación: Se recomienda efectuar un nuevo análisis de gases disueltos dentro de doce meses para ver el nivel de crecimiento de los gases
- Con respecto al análisis de compuestos Furánicos, el diagnóstico indica que está dentro de los límites aceptables, indicando que el papel del bobinado se mantiene en condiciones normales. - En resumen; como se puede ver en el Informe Técnico N° 006-016-2023, las recomendaciones de la empresa especializada es realizar mantenimiento predictivo y análisis de gases cada 12 meses; el cual se entiende por la antigüedad del transformador mayo a 44 años.

Con fecha 02 de marzo del 2024, ENSA realizó la regeneración de aceite a transformador de potencia TP-6002, con una empresa especializada OIL& TRANSFORMERS realizando las siguientes actividades:

- Evacuación de Aceite Dieléctrico
- Regeneración de Aceite
- Realizó termo vacío de aceite para reducir PPM.
- Regeneración de aceite con tierra Fuller.
- Detalle de otras pruebas se muestra en el informe.
- Se realizó también como mantenimiento correctivo reemplazo de silica gel del TP 6002.

Con fecha 03 de marzo del 2024, con orden de mantenimiento Nro 500543061, realizó reemplazo de empaquetaduras en los aisladores de bushing 60 KV del TP 6002 SET Chiclayo Oeste.

En ese sentido, ENSA solicita el cambio del transformador TP 6002 de 60/10 kV de 14/17 MVA por uno de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA y elementos asociados (transformador de corriente, Interruptor de tensión 60 kV) y obras Civiles, la cual propone la puesta en servicio del nuevo transformador para el año 2027. Asimismo, dar de Baja al transformador existe TP 6002 de 60/10 kV de 14/17 MVA y elementos asociados.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ENSA presenta sustento que el TP 6002 sería del año 1980, es decir, al año 2025 tendría 45 años; indica también, que el año 2009 fue reparado. Además, adjunta un informe técnico de inspección del transformador realizada el año 2022 (análisis físico-químico del aceite), donde se muestra valores aceptables y condición de operación normal, a excepción del valor del contenido de Inhibidor que presenta un valor inaceptable, y se recomiendan mantenimientos predictivos cada 12 meses. Además, ENSA adjunta informe técnico de regeneración de aceite y cambio de empaquetaduras.

En ese sentido, se acepta la solicitud del TP 60/23/10 kV - 30 MVA para el año 2027 y dar de baja al TP existente de 60/10 kV de 14/17 MVA.

En relación a los “elementos asociados”, se debe señalar que, las solicitudes deben realizarse por Elementos que se encuentran en la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión, las obras civiles se consideran dentro del módulo del transformador.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta sugerencia, se acepta la aprobación del transformador, sin embargo, no se acepta incluir los “elementos asociados” como las obras civiles, debido a que ya se encuentran dentro de los módulos estándares.

3. DERIVACION SALIDA LLTT 60 KV EN SET NUEVA MOTUPE

ENSA señala que, en el acápite 6.1 SISTEMA ELÉCTRICO CHICLAYO – OLMOS, del Volumen III presentado por ENSA, indica que, en el diagnóstico realizado se determinó que el principal problema en el mediano y largo plazo es la gran caída de tensión en barras, además de que las líneas Tierras Nuevas – Pampa Pañala 60 kV y Lambayeque Norte – La Viña 60 kV, operan al límite de su capacidad nominal al año 2032. En ese sentido la propuesta para conectar una LT 60 KV Nueva Motupe – Derv. L-6036 (0,08 km); para ser atendida las SET Olmos y SET Occidente del sistema Felam- Tierras Nuevas- Pampa Pañala – Nueva Motupe, es importante para dar confiabilidad a su sistema Eléctrico Olmos, que le permitirá reducir las pérdidas técnicas, mejorar los niveles de tensión y confiabilidad al sistema.

Actualmente las instalaciones de ENSA del Sistema Eléctrico Olmos el flujo viene desde la SET Chiclayo Oeste con una LLTT de sección de conductor reducida AAAC 107 mm² y con un recorrido aproximado de 116 km hasta llegar a SET Occidente.

Con la nueva propuesta del Flujo FELAM – Tierras Nuevas – Pampa Pañalá- Nueva Motupe, el recorrido para llegar hasta Nueva Motupe es de 63,11 km con una sección de conductor nueva AAAC de 240 mm², como resultado de los flujos de potencia se mejora la calidad de tensión y confiabilidad al sistema en cumplimiento de la NTCSE y CNE Suministro Vigente.

En ese sentido, ENSA solicita se considere la aprobación para el año 2029 de una celda de línea de 60 kV y una celda de medición de 60 kV.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ENSA indica que su solicitud es por confiabilidad y que permitirá reducir las pérdidas técnicas, mejorar los niveles de tensión y confiabilidad al sistema; sin embargo, no adjunta el sustento de lo que menciona; presenta una gráfica donde se observa que lo que solicita es una derivación en "T" de la línea LT 6036, sin embargo, las conexiones en "T" no ofrecen confiabilidad, más aún cuando hay más subestaciones conectadas con ese tipo de conexiones.

Asimismo, ENSA no considera en su opinión y sugerencia que la ITC SET Salitral que el COES propone muy cerca de la SET Nueva Motupe, contempla conexiones a las diferentes subestaciones, dando confiabilidad a esta.

Conclusión

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

4. CAMBIO DE VARIANTE POR SEGURIDAD

ENSA solicita el cambio de tramo de LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca (SST) por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (nuevo tramo, aproximadamente, 2 km). Como sustento señala que, en la línea de transmisión de 60 kV SET Chiclayo Norte–SET Pomalca (L-6051), el tramo de aproximadamente 2,0 km, que se inicia en la estructura P3.1 y recorre la Av. Nicolás de Piérola, pasa por la calle Jorge Chávez, Av. Agricultura y la prolongación de la Av. Chiclayo hasta la intersección de la Av. Nicolás de Piérola con la Av. Mesones Muro donde se ubica la estructura T11 – de la línea de transmisión de 60 kV SET Chiclayo Norte–SET Pomalca (L-6051), presenta problemas de distancias de seguridad y anchos mínimos de faja de servidumbre según lo establecido en el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011

Además, indica que en cumplimiento de lo establecido en la NORMA TARIFAS, en el grupo de proyectos - por seguridad - propuestos por ENSA, consideró el cambio de ruta de dicho tramo de línea.

ENSA agrega que, en el tramo de línea de 2,0 km, comprendido entre la estructura poste PO-03 y poste PO-11.1., existe incumplimiento de la faja de servidumbre y distancias mínimas de seguridad. Como sustento presenta un cuadro que muestra los vanos involucrados y sus respectivas estructuras, en la cual se incluye las distancias horizontal y vertical a las viviendas aledañas.

Con la finalidad de evitar nuevas sanciones por incumplimiento de franja de servidumbre, incumplimiento DMS y salvaguardar probables accidentes por terceros al realizar trabajos de ampliación y/o mejoramiento de las edificaciones existentes, ENSA solicita se considere en el PI 2025-2029 el cambio de ruta mencionado.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, con Informe Técnico N° DSE-SIE-140-2024, se analizó la nueva solicitud presentada por ENSA, concluyendo que, el proyecto cambio de tramo LT 60 kV SET Chiclayo Norte - SET Pomalca (L-6051), no justifica las condiciones de riesgo eléctrico y/o edificaciones que vulneren las distancias de seguridad establecidas en el CNE S-2011.

Conclusión

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

5. SET SUREÑOS

ENSA señala que, de acuerdo a la Resolución N° 017-2024-OS/CD, y al Informe Técnico N° 083-2024-GRT, Osinermin en la PREPUBLICACIÓN aprueba una nueva SET Sureños 220/60/23 para la empresa CVC ENERGÍA, previsto para el año 2025, la SET Proyecto Sureños está dentro del ámbito de su zona de concesión y cercano a sus alimentadores, que venían atendiendo clientes regulados y libres a nivel de distribución de energía. La distancia de la ubicación de SET Sureños con respecto a su Alimentador LAV- 104 104 es de aproximadamente de 11,5 km.

Además, sostiene que en el Numeral 5.1 del Informe Técnico N° 083-2024-GRT, se muestra la proyección de demanda de los agentes en Área de Demanda 2. El cuadro N° 5.1 CVC ENERGÍA para el Sistema Eléctrico Chiclayo Baja Densidad pretende o propone para el año 2029 atender una demanda de 134,43 MW, respecto al año 2022 (78,30 MW), el cual considera irregular de acuerdo a la sentencia del Expediente 02243-2021-0-1714-JR-CI-01 del 5° Juzgado Civil según resolución Número Trece del 11.12.2023.

Tal como se indica en el numeral 5.1. del Informe N° 083-2024-GRT, según indica ENSA es que la demanda de energía que ha propuesto CVC ENERGÍA para el año 2022 es de 78,30 MW; posteriormente propone una tasa de crecimiento de 71,7% en el año 2029 (134,43 MW), con la cual CVC ENERGÍA ha solicitado a Osinermin la aprobación de una nueva SET Sureños para atender clientes en sistema de distribución dentro de la zona de concesión de ENSA, la cual dicha empresa considera irregular que la empresa CVC ENERGÍA pretenda atender demanda mayor a 30 MW, que fue aprobado de forma irregular por la Gerencia Ejecutiva de Energía y Minas del Gobierno Regional de Lambayeque, de acuerdo a lo estipulado en el Expediente 02243-2021-0-1714-JR-CI-01 del 5° Juzgado Civil según resolución Número Trece del 11.12.2023.

ENSA menciona que, actualmente la demanda real que es atendida por CVC ENERGÍA desde la SET Tierras Nuevas en Media Tensión es de 22,0 MW en Promedio Aprox y desde SET Pampa Pañalá es de 10,5 MW aproximadamente.

Posteriormente ENSA agrega que, el concesionario que tiene la responsabilidad de la transmisión y distribución de energía eléctrica dentro del área de concesión otorgada conforme a Ley por el MINEM, en el Área de Demanda 2, es el único que tiene el derecho y la obligación de presentar todos los estudios requeridos para asegurar la ejecución de las inversiones y tarifas correspondientes para atender el servicio. Ninguna otra entidad, empresa y cualquier otro tercero puede presentar estudios al respecto, sin las coordinaciones correspondientes con el concesionario.

En ese sentido, ENSA solicita tener en cuenta Expediente del 5° Juzgado Civil 02243-2021-0-1714-JR-CI-01, según resolución Número Trece del 11.12.2023.; en su labor reguladora, supervisora y fiscalizadora, rechazando clara y contundentemente pretensiones de terceros de realizar inversiones en sistema de transmisión y distribución de energía, en este caso CVC ENERGÍA.

Análisis de Osinermin

Al respecto, se debe señalar que, no hay impedimento legal de que en el área de Concesión de Distribución puedan desarrollarse proyectos del SCT por parte de otros titulares (distintos al Concesionario de Distribución); los proyectos de transmisión del SCT no implican otorgamiento ni permiso al titular del SCT para que desarrolle actividades de distribución; los titulares de SST y SCT en un Área de Demanda están facultados a presentar proyectos en el Plan de Inversiones, mayor detalle se observa en el Informe Legal N° 445-2024-GRT.

Conclusión

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

6. REVISIÓN DE MODELAMIENTO

ENSA señala que, durante la revisión del modelamiento realizado por Osinerghmin al sistema eléctrico de ENSA se encontraron errores de fondo tales como los siguientes:

- Línea Tierras Nuevas – Pampa Pañalá figura con una longitud de 27 km cuando en realidad tiene 32,5 km.
- Asigna carga de 2,08 MW a SE Olmos 22,9kV para el año 2025, mientras que en el Formulario F100 del mismo informe de Osinerghmin aparece 5,20 MW. La misma asignación errada ocurre para los subsiguientes años.
- Con respecto a las LLTT 60 KV del PEOT, asigna capacidad de corriente al conductor AAAC 107 mm² de 320 A y resistencia de 0,312 Ohm/km, siendo estos valores correspondientes a un conductor de AAAC 120 mm².
- Longitudes de las líneas L-6054 y L-6030 menores que sus valores reales.

En función a lo expuesto, recomienda revisar los datos considerados en la modelación de archivo BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD02, indicado en la prepublicación.

Análisis de Osinerghmin

En relación a la LT Línea Tierras Nuevas – Pampa Pañalá, se verifica que en el acta de puesta en servicio "N°002-2020-COELVISAC" numeral "1", donde señala que en el PI 2017-2021, se aprobó una LT-060COR0PMS0C1240A con 27 km; sin embargo, CVC ENERGÍA instaló LT-060COR0PMS1C1240A con 33,861 km.

Asimismo, en la LT Pampa Pañalá - Nueva Motupe, se verifica que en el acta de puesta en servicio "N°004-2017-ELECTRONORTE" numeral "3", donde señala que en el PI 2013-2017 se aprobó una LT-060COR0PMS0C1240A con 29,4 km; sin embargo, ENSA instaló LT de 28,09 km.

De la revisión de lo señalado por ENSA, en relación a las cargas modeladas, ENSA menciona que las cargas que ingresan al archivo "pfd" son mucho menores a las indicadas al formato F-100, su afirmación es errónea, porque los archivos mencionados sí considera la demanda del formato F-100. Además, se debe tener en cuenta que a partir del año 2021, se realizó un traslado de carga donde el 40% de la demanda de la SET Olmos en 22,9 kV pasa a la SET Pampa Pañalá, lo cual se puede sustentar en el formato "F202" y "F203". Por lo indicado, lo observado carece de sustento.

En relación a los parámetros eléctricos, ENSA indica que en el conductor asignado a las líneas de PEOT (AAAC 107 mm²), tiene valores de corriente (A) y resistencia (Ohm/km) que corresponde a un conductor AAAC 120 mm², lo cual es distinto a la de su capacidad real. Al respecto, dicha capacidad asignada se debe a que, en la BDME no existe un conductor tipo AAAC 107 mm², por lo que se trabaja con parámetros la cual tenga valores más cercanos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, aceptando lo relacionado a las longitudes de las líneas.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de PEOT a la PREPUBLICACIÓN

1. SET Lambayeque

PEOT menciona que, referido a la solicitud del cambio de transformador 60/10 kV y renovación de celdas de transformador en 60 kV y 10 kV para el año 2029, Osinergmin señala que con la presencia de la SET Mórrope aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025), no se sobrecargaría el transformador hasta el año 2048.

Asimismo, PEOT añade que, en el archivo de demanda F100 publicado por Osinergmin para el Área de Demanda 2, observa que la demanda superará la capacidad del transformador de titularidad de PEOT de la SET Lambayeque desde el año 2025.

Añade que, la capacidad del transformador de PEOT en la SE Lambayeque es de 8,75 MVA, considerando un factor de potencia de 0,95 tal como lo establece la NORMA TARIFAS, resulta una capacidad de potencia activa de 8,31 MW, con lo cual, el factor de uso sería mayor a la unidad desde el año 2025.

Por otro lado, agrega que, Osinergmin en el archivo del SER F200, considera la existencia de la SET Mórrope desde el año 2022 y en consecuencia considera la descarga del transformador de la SE Lambayeque desde dicho año.

PEOT menciona que, Osinergmin de acuerdo a su análisis determina que no resulta necesario cambiar el transformador de la SET Lambayeque, en razón de la presencia de la SET Mórrope desde el año 2022, que permitirá evitar la sobrecarga en el transformador de dicha Subestación. Al respecto, PEOT señala que la decisión del regulador se aleja de las condiciones reales de operación, centrandó su decisión solamente en razones normativas, con el perjuicio que el transformador de PEOT en la SET Lambayeque se encuentre operando en condiciones de sobrecarga desde el año 2025, reduciendo su vida útil en forma acelerada.

Además, menciona que de permanecer esta condición de sobrecarga y con el fin de salvaguardar la operación del transformador en condiciones normales, se verá en la necesidad de solicitar racionamiento de demanda por parte de ENSA para la SET Lambayeque, mientras demore la puesta en servicio de la futura SET Mórrope.

En ese sentido, PEOT requiere que Osinergmin plantee alternativas de solución para el corto plazo, así como, convoque a ENSA para que informe sobre la fecha probable de puesta en servicio de la SET Mórrope, a fin de evitar sobrecostos al sistema mediante la intervención del MINEM, tal como lo hizo para el caso de la cargabilidad en la SET Trujillo Sur. En efecto, el MINEM mediante R.M. N° 090-2023-MINEM/DM aprobó una generación temporal de emergencia, declarando en situación de grave deficiencia al sistema eléctrico de Trujillo – Chao por falta de capacidad de transporte.

Añade que, considerando que el transformador y celdas de la SET Lambayeque son del año 1995, y que, además, la operatividad del transformador se realizará en condiciones de sobrecarga desde el año 2025, reduciendo su vida útil, considera técnicamente razonable que por razones de antigüedad se renueve el transformador 60/10 kV de 8,75 MVA por otro de 15 MVA en el año 2029, el mismo que tendrá 34 años de operación al año propuesto.

Por otro lado, en relación a la solicitud de renovación de celdas de alimentadores 10 kV en la SE Lambayeque para el año 2028. Asimismo, menciona que Osinergmin señala que no encontró el informe técnico "Informe de Trabajo N-101-10kV.pdf".

PEOT, agrega que en atención a lo observado por el regulador, adjunta el archivo "Informe IN-101-10kV.pdf", a fin de justificar la necesidad de renovación de celdas 10 kV por razones de antigüedad y operatividad.

Análisis de Osinerghmin

Con relación al transformador de la SET Lambayeque, por las consideraciones del análisis del comentario de ENSA respecto a la SET Lambayeque Sur, se retira la SET Mórrope del PI 2021-2025, y se procede al análisis de la sobrecarga de las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Illimo.

Se verifica que, para el año 2027 existiría sobrecarga en la SET Lambayeque, por lo que, en el PI 2025-2029 se incluye un transformador de 15 MVA en la SET Lambayeque. Asimismo, el cambio de las celdas del transformador.

Con relación a las celdas de alimentador, con la remisión del Informe Técnico del Servicio de Mantenimiento y Reparación de 02 Interruptores de Recierre Automático – Recloser 15 kV Marca Hawker Siddeley, que realizaron en marzo del 2024, se considera el cambio de las celdas de alimentador por antigüedad.

Conclusión

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

2. SET Illimo

PEOT en lo referido a la renovación de celdas de alimentador en 10 kV y 22,9 kV en la SE Illimo para el año 2028 señala que, la solicitud es de antigüedad (1996) y confiabilidad, menciona que, Osinerghmin señala que los recloser son elementos que fueron reconocidos en el año 2008 y que, además, no se encontró la información técnica sobre la reparación de dos recloser.

Al respecto, PEOT señala que, sí presentó oportunamente la información técnica. Complementariamente a lo indicado dicha empresa menciona que, Osinerghmin publicó la información presentada por PEOT. La empresa solicita que para la etapa de aprobación del PI 2025-2029, pueda determinar su decisión considerando la información técnica presentada.

Complementariamente a lo indicado por PEOT, observa que Osinerghmin para otra área de demanda (A6), aprobó la solicitud de cambio de recloser (celdas de alimentador) del titular, por razones de antigüedad solamente. Además, observa que para la empresa ADINELSA, Osinerghmin aprobó los cambios de recloser por celda de alimentadores por antigüedad, mientras que para PEOT no lo aprueba por la misma razón, aparte de haber presentado argumentos técnicos que evidencian la necesidad de cambio, tal como es el caso, el informe sobre la reparación de dos reclosers.

PEOT menciona que, de acuerdo a lo normado en el Reglamento General de Osinerghmin, el regulador se encuentra obligado a dar un trato similar a situaciones semejantes. En efecto, el Art. 9° del Reglamento General de Osinerghmin aprobado mediante el D.S. 054-2001-PCM. Agrega, Osinerghmin se encuentra en la obligación de cumplir con las normas legales vigentes, estableciendo que los casos semejantes deben ser tratados de manera similar.

En ese sentido, PEOT solicita se proceda a revisar y a aprobar la renovación de celdas de alimentadores solicitadas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se procedió a revisar la documentación alcanzada por PEOT; adjunta el informe de mantenimiento de dos recloser (uno en 10 y otro en 22,9 kV), efectuado a finales del año 2021, es decir, cuando el equipo tenía 24 años de antigüedad, quedando operativo con reconexión manual. Sugiere el Informe, el reemplazo del contador mecánico de maniobras por un eléctrico.

En base a lo indicado, es razonable aprobar la renovación de las celdas de alimentadores en 10 y 22,9 kV por el estado en el que se encuentra y dado que cumpliría su vida útil en el año 2027, se aprueba la renovación por antigüedad de dos celdas alimentador en 10 kV. Asimismo, se aprueba la renovación de las dos celdas de alimentador en 22,9 kV, debido a que, en la visita de campo, se observó que uno de los alimentadores en 22,9 kV se encontraba fuera de servicio, así como la Baja de las mismas.

Conclusión

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

3. LT 60 kV Chiclayo - Lambayeque

PEOT referido al reconocimiento de la inversión en el año 2025 por el cambio de 4,062 km de conductor 120 mm² AAAC y ferretería señala que, fue realizado a fines del año 2022, cuya justificación fue la antigüedad, desgaste, impactos ambientales, corrosión y un alto grado de deterioro, debido a que opera con cercanía al litoral marítimo; agrega que Osinergmin indica que no corresponde el reconocimiento por no ser aprobado en un Plan de Inversiones de transmisión.

Al respecto, PEOT menciona que, de la lectura a la fijación del Plan de Inversiones de Transmisión de otros titulares, tal como es el caso de la empresas CVC ENERGÍA en el Área de Demanda 2, verifica situaciones similares de reconocimiento de inversiones ya ejecutadas, razón por la cual, solicita a Osinergmin que luego de la verificación de lo mencionado, y sobre la base de lo establecido en el Art.9° del Reglamento General del Osinergmin y/o actuación de oficio, se dé igual tratamiento a la solicitud presentada por PEOT.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, Osinergmin ya evaluó la propuesta del PEOT; en el Informe Técnico N° 083-2024-GRT, donde se señala que la LT 60 kV no ha cumplido su vida útil de 30 años, en ese sentido, es de responsabilidad del Titular mantener las instalaciones en buen estado durante todo el período de vida útil, para lo cual, adicional al costo de inversión se le remunera además el costo de operación y mantenimiento COyM. Se indicó, en ese sentido, que no se advierte que el PEOT haya presentado información que evidencie que se ha realizado un correcto mantenimiento a las instalaciones en cuestión.

Además, se le indicó que no había presentado sustento técnico normativo que sustente la afirmación de que el cambio de conductor sin estar aprobado en un Plan de Inversiones pueda ser reconocido hasta con una antigüedad de dos años de ejecutada la inversión.

Respecto a las situaciones similares de reconocimiento de inversiones ya ejecutadas en Área de Demanda 2, se debe señalar que, el TITULAR es el responsable de presentar las evidencias técnicas y normativas para el reconocimiento de Elementos en el Plan de Inversiones, sin embargo, PEOT no presenta los sustentos de los mantenimientos realizados.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELOR a la PREPUBLICACIÓN

1. Osinerghmin no aprueba el reconocimiento de las 02 celdas de alimentador en 22,9 kV para la SET Caclic

ELOR señala que, como parte de los sustentos adicionales para la aprobación de las 02 celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Caclic, presenta los siguientes documentos:

1. Diagramas unifilares del antes y después de la integración al SEIN de la CH Caclic a la SET Caclic.
2. Línea de tiempo del proceso de integración de los sistemas aislado de Chachapoyas al SEIN.

Además, detalla los diagramas unifilares requeridos por Osinerghmin, en el cual muestra las conexiones del sistema Chachapoyas como sistema aislado y el diagrama unifilar del sistema Chachapoyas conectado al SEIN con las conexiones de las celdas de alimentador.

Antes del interconectado al SEIN

Antes del interconectado el sistema aislado de Chachapoyas contaba con las siguientes fuentes de energía eléctrica, CH Caclic y la Central térmica Chachapoyas.

La CH Caclic cuenta con 3 celdas en media tensión (CAC201, CAC202 y CAC203, cuyas cargas que alimentaban son los siguientes:

- El alimentador CAC201 se conecta desde la CH Caclic hasta la central térmica de Chachapoyas, cuyas cargas principales son CHA101, CHA102 y ROM201, que alimenta a las ciudades de Chachapoyas y Rodríguez de Mendoza respectivamente.
- El alimentador CAC 202, cuyas cargas principales son las ciudades de Pedro Ruiz y Pomacochas.
- El alimentador CAC 203, cuya carga principal es la ciudad de Leymebamba. *(adjunta diagrama unifilar).*

Después del interconectado al SEIN

Para el interconectado del SEIN están funcionando la CH Caclic y la SET Caclic Nueva, las cuales están conectadas entre sí mediante una celda.

Con el interconectado al SEIN, la CT Chachapoyas, dejó de generar electricidad con grupos térmicos y paso a ser parte del SEIN.

La SET Caclic Nueva, cuenta con 3 celdas:

- El alimentador CMC5 se conecta desde la SET Caclic Nueva hasta la CH Caclic, dicho alimentador es exclusivamente de transmisión que conecta las dos fuentes de energía.
- El alimentador CMC6, cuya carga principal es la ciudad de Chachapoyas (CHA101 y CHA102), dichos alimentadores son exclusivamente de distribución y actualmente trabajan en el nivel de tensión de 22,9 kV.
- El alimentador CMC7, cuya carga principal es la ciudad de Rodríguez Mendoza (ROM101 y ROM102), dichos alimentadores son exclusivamente de distribución y actualmente trabajan en el nivel de tensión de 22,9 kV. *(adjunta diagrama unifilar)*

ELOR menciona que como parte del sustento se presenta el informe INF. TEC. GWP-068 -2024 D.U CHACHAPOYAS -[R], el cual se presenta en el Anexo 4.1 de su informe. Además, se presenta una línea de tiempo del proceso del sistema eléctrico aislado de Chachapoyas al SEIN. (Adjunta imagen)

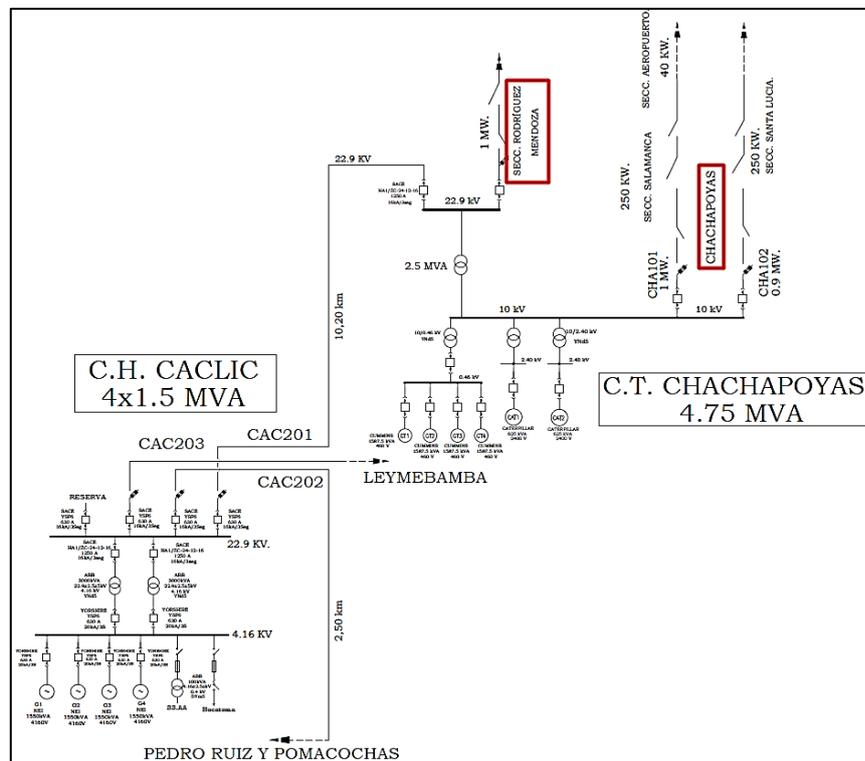
Las cartas e informes que se presenta en el proceso del sistema eléctrico aislado de Chachapoyas al SEIN se presenta en el ANEXO 4.1.de su informe.

Finalmente, ELOR agrega que, las instalaciones de las celdas fueron verificadas insitu por los evaluadores de Osinerghin en las visitas técnicas a la SET Caclic, Por lo que, solicita a Osinerghin el reconocimiento de las celdas de alimentador en 22,9 kV de los alimentadores CMC6 y CMC7, ya que son los que fueron instalados exclusivamente la demanda de las ciudades de Chachapoyas y Rodríguez de Mendoza desde la SET CACLIC.

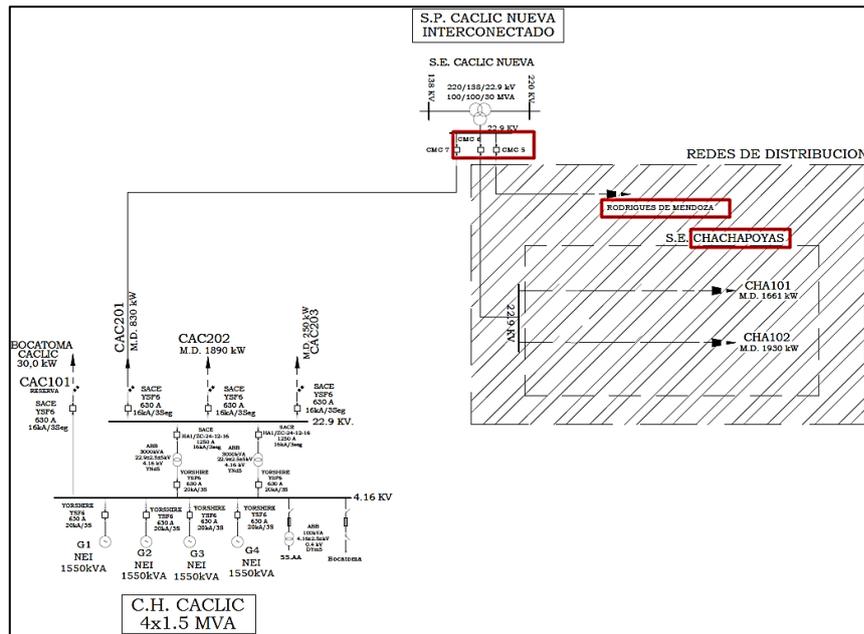
Análisis de Osinerghin

Al respecto, se debe señalar que, en el numeral 16.12 de la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM y modificada mediante la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, se establece una metodología específica para la evaluación de la integración de sistemas aislados al SEIN.

ELOR remite información complementaria donde presenta el diagrama antes de la interconexión:



Asimismo, el diagrama posterior a la interconexión:



Del acta de energización, se verifica que el alimentador CMC-5 es la celda que interconecta el Sistema Eléctrico Chachapoyas al SEIN, en consecuencia, esta celda no puede ser considerada en el ámbito del Plan de Inversiones.

Por otro lado, la celda CMC-6 permite atender la demanda de un sistema eléctrico que ya forma parte del SEIN. En ese sentido, esta celda puede ser evaluada en el Plan de Inversiones.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, se considera una celda de alimentador, debido a que la otra corresponde a una celda de interconexión de un sistema aislado.

2. Osinerghmin no consideró las demandas adicionales en la zona de nuevo Seasme, considera la SET Chiriaco

ELOR señala que, presentó factibilidades de PETROPERU por 1,20 MW entre las unidades de bombeo 5 y 6, además en el documento se adjuntó la carta de solicitud del interesado, cronograma de ingreso de cargas y el cronograma de ejecución de las instalaciones para su conexión en las redes de ELOR.

Con respecto a la carga adicional mencionada, añade que es crucial que Osinerghmin recalcule tanto la proyección de la demanda como las opciones de infraestructura disponibles. Destaca que la mayor carga no está ubicada en la zona de Chiriaco, sino más bien en Nuevo Seasme y sus alrededores. Por lo tanto, a mediano y largo plazo, resulta imperativo que la transmisión se extienda hasta Nuevo Seasme.

Menciona que la distancia entre la SET Chiriaco y la SET Muyo es de 40 km, y el sistema de distribución se extiende 120 km desde la SET Muyo. Por ende, la solución propuesta por Osinerghmin de utilizar 60 kV no resuelve el desafío de la infraestructura de transmisión a mediano y largo plazo. Si bien puede ser efectiva a corto plazo, el nivel de tensión de 60 kV no permitiría una expansión futura, ya que al final se requeriría una línea de más de 120 km de 60 kV, lo cual técnicamente no es viable.

ELOR sugiere a Osinerghmin tener en cuenta la factibilidad presentada en los análisis de la proyección de la demanda del AD 02 y su consideración en los flujos de cargas de los proyectos presentados como alternativas de solución para el área del sistema SEASME.

Además, sugiere a Osinerghmin revisar detenidamente tanto las proyecciones de demanda como las opciones de infraestructura disponibles, dado el incremento de carga mencionado. Es esencial tener en cuenta que la mayor demanda no se encuentra en Chiriaco, sino en Nuevo Seasmé y sus alrededores. Por lo tanto, es necesario planificar a largo plazo la expansión de la transmisión hasta Nuevo Seasmé.

Por lo tanto, ELOR sugiere que Osinerghmin reevalúe el análisis y considere el uso de 138 kV como una alternativa más adecuada. Asimismo, se propone la implementación de una línea de transmisión de 138 kV desde Bagua hasta Muyo y Chiriaco. Esta línea podría operar inicialmente a 60 kV para cubrir las necesidades a corto plazo y, en el futuro, permitiría la extensión hasta Nuevo Seasmé, manteniendo la tensión de 138 kV, lo cual sería más viable técnica y económicamente a largo plazo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se validan para las cargas de “Petroperú (Estación de bombeo N° 5) – 900 kW”, “Petroperú (Estación de bombeo N° 8) – 244 kW” y “Petroperú (Estación de bombeo N° 9) – 313,26 kW”, la carga base, en razón que cumplen con la documentación de sustento, además que, las factibilidades emitidas por ELOR son en función a dichas demandas. En relación a las demandas adicionales de Electrobombas, que tienen magnitudes de 1 405 kW, 1 126 kW y 3 622 kW; no se encuentran sustentadas en razón que el interesado no indica la fecha que serán requeridas esas demandas, asimismo, no se presenta un cronograma de ingreso ni documento de compromiso de inversión requerido para la magnitud de esas demandas.

Por otro lado, en relación a las cargas de las Estación de bombeo N° 6 y 7, no se presenta cronograma de ingreso de carga, no se identifica si las cargas corresponden a una ampliación o a una nueva carga. Por falta de información las cargas se desestiman.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por ELOR, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda”, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ELOR”, correspondiente al Área de Demanda 2.

Se ha evaluado la extensión de la LT 60 kV Muyo – Chiriaco en 48 km, debido a las nuevas cargas, con lo cual la SET Chiriaco se ubicaría en Kuzú, a la altura de la Estación N° 6 de Petro Perú.

ELOR deberá implementar dos alimentadores en 22,9 kV-16 km desde la SET Chiriaco al Puente Wawico, para separarse a: (i) Chiriaco -Nieva-80km, y (ii) Chiriaco -N.Seasmé-Estación N° 5 PP-Saremeriza.

La demanda al año 2054 se distribuiría como sigue:

Alimentador 1: Para atender la demanda asociada a la capital provincial de Chiriaco y las demandas futuras de la E N° 6 de Petro Perú. Esta demanda estaría en el orden de 3 MW.

Alimentador 2: Para atender la demanda asociada a la capital provincial de Nieva, con una demanda de 2 MW y.

Alimentador 3: Para atender la demanda del centro poblado de Seasmé, la E N°5 PP y Saremeriza, con una demanda de 1,28 MW.

En la eventualidad que la demanda creciera encima de lo esperado, en una segunda etapa se podría implementar la extensión de la LT 60 kV -76 km Chiriaco - -Nuevo

Seasme + SET 60/23kV-15 MVA, para atender la demanda de Nieva-14 km, y Nuevo Seasme-E N°5 PP-Sarameriza-55km.

Por otro lado, ELOR recomienda una LT de 138 kV desde Bagua hasta Muyo y Chiriaco. Esta línea podría operar inicialmente a 60 kV, sin embargo, se debe señalar que la SET Bagua no cuenta con el devanado de 138 kV y que en los Planes de Inversión no se ha contemplado, por lo que esta propuesta es desestimada. Además, ELOR no presenta la evaluación técnica económica de su propuesta.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, se considera 3 de las 5 demandas propuestas, pero no se considera el proyecto solicitado LT 138 kV Bagua – Seasme.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de CVC ENERGÍA a la PREPUBLICACIÓN

1. SET Alimentadores en la SET Tierras Nuevas

CVC ENERGÍA señala que, en el archivo F-204 del Informe Técnico N° 083-2024-GRT que sustenta la Resolución Osinerghmin N°017-2024, se indica la necesidad de una nueva celda de Alimentador en la SET Tierras Nuevas para el año 2025, pero no se valoriza.

Al respecto, CVC ENERGÍA confirma la existencia de 5 celdas de alimentador 22,9 kV en la SET Tierras Nuevas, donde además de dichas 5 celdas de alimentador se cuenta con la celda de llegada 22,9 kV del transformador y la celda de medición.

Por lo que menciona que, el resultado de análisis realizado por Osinerghmin (Formato F-204) la necesidad de la sexta celda de alimentador 22,9 kV, CVC ENERGÍA considera se corrija el formato F-305 a fin de que se incluya en éste la valorización de la sexta celda 22,9 kV indicada, la cual permitiría atender parte de la carga en la zona norte de la concesión de CVC ENERGÍA, donde los alimentadores vienen operando con una carga superior a los 8 MW; aún más por el hecho que en la nueva SET Sureños se ha considerado en la PREPUBLICACIÓN solo 2 celdas de Alimentador 22,9 kV de las 5 requeridas de manera sustentada por la empresa.

Por lo tanto, CVC ENERGÍA solicita aprobar la sexta celda de alimentador 22,9 kV para la SET Tierras Nuevas, de acuerdo con los resultados consignados en el formato F-204 que forma parte de lo pre-publicado por Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se debe señalar que, se verifica la necesidad de un alimentador en la SET Tierras Nuevas debido al incremento de las nuevas cargas incorporadas presentadas en el proceso (clientes libres), que deberán de costear la celda adicional.

Respecto a las celdas consideradas en la SET Sureños, se basa en el mismo concepto por el cual no se aprueban más celdas en la SET Tierras Nuevas.

Conclusión

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

2. Seccionamiento PI de la línea 220 kV L-2239

CVC ENERGÍA señala que, en la Propuesta Final para el PI 2025-2029, en curso, dicha empresa propuso el seccionamiento en PI de la línea 220 kV L-2239 (Chiclayo Oeste – La Niña) asociado al proyecto LT 220 kV Felam – Sureños (ver Gráfica N° 31 y Cuadro N° 15 del Estudio Técnico Económico que sustenta la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA; no obstante, en la prepublicación no se ha realizado pronunciamiento alguno respecto a dicho seccionamiento en PI.

Ante esa situación, considera muy importante que Osinerghmin realice las coordinaciones necesarias con el COES a fin de que el seccionamiento sea considerado como un proyecto tipo ITC vinculante en el PT 2025-2034, también en curso.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se debe señalar que, la propuesta de CVC ENERGÍA del seccionamiento de la LT 2239, lo presentó en su PROPUESTA FINAL, sin que haya una observación que conlleve a modificar su PROPUESTA INICIAL, razón por lo cual, se determinó que

deviene en improcedente, tal como lo señaló el Informe Legal N° 096-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Respecto a que Osinergrmin realice las coordinaciones necesarias con el COES a fin de que este seccionamiento sea considerado como un proyecto tipo ITC vinculante en el PT 2025-2034, se debe señalar que el COES en su propuesta lo está considerando.

Conclusión

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

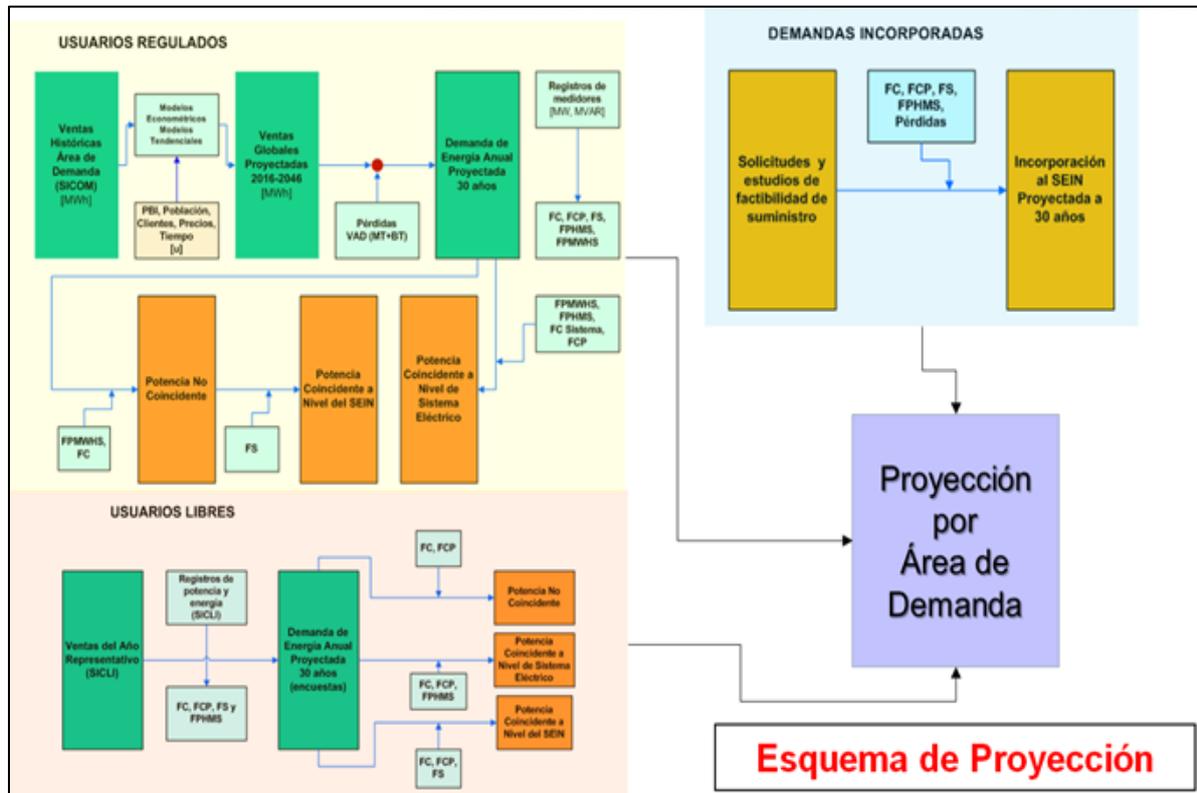
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Lambayeque, Cajamarca y Amazonas, 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 2 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo del PBI del Área de Demanda 2 del 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 2 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental 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 2 correspondiente al 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 2 del Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 2 se calculó con ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 2 correspondiente al 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 2 del Año Representativo (2022) se obtuvo a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinerghmin 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 2.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 2 correspondiente al 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 2 del Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 2. Luego,

dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental se obtiene 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

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 2 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

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

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 2, se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,97%.

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

Dependent Variable: LOG(PBI02)				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 11:43				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.097859	0.285730	-3.842297	0.0008
LOG(PBIPERU)	0.535032	0.092747	5.768749	0.0000
LOG(PBI02(-1))	0.363068	0.110517	3.285159	0.0032
R-squared	0.989689	Mean dependent var		8.990093
Adjusted R-squared	0.988792	S.D. dependent var		0.297517
S.E. of regression	0.031497	Akaike info criterion		-3.969693
Sum squared resid	0.022817	Schwarz criterion		-3.824528
Log likelihood	54.60601	Hannan-Quinn criter.		-3.927891
F-statistic	1103.823	Durbin-Watson stat		1.855480
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 2 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 2,35% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 2

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	12 076,05	-
2023	12 151,72	0,6%
2024	12 394,42	2,0%
2025	12 676,14	2,3%
2026	12 976,97	2,4%
2027	13 289,67	2,4%
2028	13 611,67	2,4%
2029	13 942,12	2,4%
2030	14 280,84	2,4%
2031	14 627,88	2,4%
2032	14 983,38	2,4%
2033	15 347,54	2,4%
2034	15 720,55	2,4%
2035	16 102,63	2,4%
2036	16 494,00	2,4%
2037	16 894,88	2,4%
2038	17 305,50	2,4%
2039	17 726,09	2,4%
2040	18 156,92	2,4%
2041	18 598,22	2,4%
2042	19 050,24	2,4%
2043	19 513,24	2,4%
2044	19 987,50	2,4%
2045	20 473,29	2,4%
2046	20 970,88	2,4%
2047	21 480,57	2,4%
2048	22 002,64	2,4%
2049	22 537,41	2,4%
2050	23 085,17	2,4%
2051	23 646,25	2,4%
2052	24 220,95	2,4%
2053	24 809,63	2,4%
2054	25 412,62	2,4%
		2,35%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

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

Figura N° 3: Modelo de proyección de Clientes del Área de Demanda 2

Dependent Variable: CLI02				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 10:48				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	67870.24	11268.60	6.022951	0.0000
@TREND	18313.89	743.5687	24.62973	0.0000
R-squared	0.960419	Mean dependent var		305950.9
Adjusted R-squared	0.958836	S.D. dependent var		148327.1
S.E. of regression	30093.87	Akaike info criterion		23.53322
Sum squared resid	2.26E+10	Schwarz criterion		23.62921
Log likelihood	-315.6984	Hannan-Quinn criter.		23.56176
F-statistic	606.6234	Durbin-Watson stat		0.411262
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 2 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 1,94%.

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

Año	Clientes	Δ%
2022	611 046	-
2023	562 345	-8,0%
2024	580 659	3,3%
2025	598 973	3,2%
2026	617 287	3,1%
2027	635 601	3,0%
2028	653 915	2,9%
2029	672 229	2,8%
2030	690 543	2,7%
2031	708 857	2,7%
2032	727 170	2,6%
2033	745 484	2,5%
2034	763 798	2,5%
2035	782 112	2,4%
2036	800 426	2,3%
2037	818 740	2,3%
2038	837 054	2,2%
2039	855 368	2,2%
2040	873 682	2,1%
2041	891 995	2,1%
2042	910 309	2,1%
2043	928 623	2,0%
2044	946 937	2,0%
2045	965 251	1,9%
2046	983 565	1,9%
2047	1 001 879	1,9%
2048	1 020 193	1,8%
2049	1 038 507	1,8%
2050	1 056 820	1,8%
2051	1 075 134	1,7%

Año	Cientes	Δ%
2052	1 093 448	1,7%
2053	1 111 762	1,7%
2054	1 130 076	1,6%
		1,94%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 2 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 2 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 0,91%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 2

Año	Población	Δ%
2022	1 258 695	-
2023	1 266 510	0,6%
2024	1 274 394	0,6%
2025	1 282 348	0,6%
2026	1 288 570	0,5%
2027	1 294 842	0,5%
2028	1 301 165	0,5%
2029	1 307 540	0,5%
2030	1 313 966	0,5%
2031	1 327 351	1,0%
2032	1 340 885	1,0%
2033	1 354 572	1,0%
2034	1 368 413	1,0%
2035	1 382 409	1,0%
2036	1 396 562	1,0%
2037	1 410 874	1,0%
2038	1 425 347	1,0%
2039	1 439 983	1,0%
2040	1 454 784	1,0%
2041	1 469 751	1,0%
2042	1 484 886	1,0%
2043	1 500 193	1,0%

Año	Población	Δ%
2044	1 515 671	1,0%
2045	1 531 324	1,0%
2046	1 547 153	1,0%
2047	1 563 161	1,0%
2048	1 579 350	1,0%
2049	1 595 721	1,0%
2050	1 612 276	1,0%
2051	1 629 019	1,0%
2052	1 645 951	1,0%
2053	1 663 074	1,0%
2054	1 680 390	1,0%
		0,91%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 2 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,3967 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 usuario:

- 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 2 se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo (2022).

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

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

Donde:

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

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

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

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

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

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

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 2

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)		0,9641	0,9584	0,7764	0,9642	0,9904	0,8741
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	6,92	291,71	-1,39	4,92	12,21	101,58
	Prob,	0,0000	0,0000	0,1767	0,0001	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	25,90	23,99	9,32	6,32	-2,21	13,18
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0373	0,0000
Variable 3	Valor				0,26	7,90	
	Prob,				0,8005	0,0000	
Variable 4	Valor					-7,93	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		670,98	575,68	86,79	322,98	791,91	173,63
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía del periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 6,83%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 2 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	919 813,37	1 084 915,82	756 381,60	924 609,89	841 337,12	787 521,70
2023	950 424,18	1 159 049,78	765 807,30	956 416,14	826 382,51	804 765,94
2024	981 034,99	1 238 249,43	774 902,20	988 310,94	802 548,61	821 762,86
2025	1 011 645,80	1 322 860,90	783 688,74	1 020 294,30	769 194,87	838 524,35
2026	1 042 256,61	1 413 254,01	792 187,15	1 052 366,20	725 680,73	855 061,36
2027	1 072 867,42	1 509 823,82	800 415,72	1 084 526,66	671 365,62	871 384,00
2028	1 103 478,23	1 612 992,39	808 391,06	1 116 775,66	605 608,98	887 501,61
2029	1 134 089,04	1 723 210,63	816 128,29	1 149 113,22	527 770,26	903 422,89
2030	1 164 699,85	1 840 960,25	823 641,23	1 181 539,33	437 208,90	919 155,88
2031	1 195 310,66	1 966 755,88	830 942,51	1 214 053,99	333 284,33	934 708,10
2032	1 225 921,47	2 101 147,32	838 043,72	1 246 657,20	215 356,00	950 086,58
2033	1 256 532,28	2 244 721,93	844 955,55	1 279 348,96	82 783,34	965 297,86
2034	1 287 143,09	2 398 107,22	851 687,83	1 312 129,28	-65 074,19	980 348,10
2035	1 317 753,90	2 561 973,55	858 249,65	1 344 998,14	-228 857,17	995 243,06
2036	1 348 364,71	2 737 037,13	864 649,43	1 377 955,56	-409 206,15	1 009 988,18
2037	1 378 975,52	2 924 063,06	870 894,99	1 411 001,53	-606 761,70	1 024 588,55
2038	1 409 586,33	3 123 868,77	876 993,58	1 444 136,04	-822 164,36	1 039 049,01
2039	1 440 197,15	3 337 327,50	882 951,96	1 477 359,11	-1 056 054,71	1 053 374,09
2040	1 470 807,96	3 565 372,19	888 776,44	1 510 670,73	-1 309 073,30	1 067 568,10
2041	1 501 418,77	3 808 999,53	894 472,89	1 544 070,91	-1 581 860,69	1 081 635,11
2042	1 532 029,58	4 069 274,30	900 046,83	1 577 559,63	-1 875 057,44	1 095 578,99
2043	1 562 640,39	4 347 334,04	905 503,41	1 611 136,90	-2 189 304,11	1 109 403,39
2044	1 593 251,20	4 644 394,02	910 847,48	1 644 802,73	-2 525 241,27	1 123 111,80
2045	1 623 862,01	4 961 752,58	916 083,58	1 678 557,10	-2 883 509,46	1 136 707,53
2046	1 654 472,82	5 300 796,72	921 215,99	1 712 400,03	-3 264 749,25	1 150 193,73
2047	1 685 083,63	5 663 008,27	926 248,73	1 746 331,51	-3 669 601,21	1 163 573,41
2048	1 715 694,44	6 049 970,29	931 185,61	1 780 351,54	-4 098 705,88	1 176 849,44
2049	1 746 305,25	6 463 374,02	936 030,20	1 814 460,12	-4 552 703,83	1 190 024,54
2050	1 776 916,06	6 905 026,26	940 785,89	1 848 657,25	-5 032 235,62	1 203 101,34
2051	1 807 526,87	7 376 857,27	945 455,90	1 882 942,94	-5 537 941,81	1 216 082,33
2052	1 838 137,68	7 880 929,21	950 043,24	1 917 317,17	-6 070 462,95	1 228 969,92
2053	1 868 748,49	8 419 445,17	954 550,80	1 951 779,96	-6 630 439,62	1 241 766,38
2054	1 899 359,30	8 994 758,74	958 981,30	1 986 331,29	-7 218 512,36	1 254 473,94
	2,29%	6,83%	0,74%	2,42%		1,47%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghin)

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

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación de regresión lineal donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2016 la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos

econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 2

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3 (seleccionado)	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) D2016 D2019	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) AR(1)	VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA D2016	VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA	VENTAS C CLIENTES TARIFA	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(POBLACION) D2016	
R ²	0,9922	0,9911	0,9908	0,9878	0,9541	0,9686	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	530,82	468,39	592,51	620,49	249,27	226,41	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	2,34	1,11	-0,42	-0,86	4,35	-3,92
	Prob.	0,0295	0,2798	0,6789	0,3963	0,0002	0,0007
Variable 2	Valor	7,20	4,24	8,17	7,97	21,38	4,94
	Prob.	0,0000	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Variable 3	Valor	6,94	3,14	2,83	2,13	-4,16	3,71
	Prob.	0,0000	0,0050	0,0098	0,0445	0,0004	0,0012
Variable 4	Valor	-6,07	-3,04	-3,21	-2,53		1,12
	Prob.	0,0000	0,0062	0,0040	0,0186		0,2738
Variable 5	Valor	2,01	0,98	2,68			
	Prob.	0,0575	0,3377	0,0136			
Variable 6	Valor	0,39	3,24				
	Prob.	0,7031	0,0039				

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 3, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,65%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 2 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	933 006,07	940 199,99	911 659,35	915 678,42	971 576,03	1 002 665,85
2023	901 763,72	911 849,11	897 475,03	905 164,24	895 160,30	1 025 644,81
2024	931 577,50	942 201,08	922 733,96	930 479,66	923 896,46	1 051 297,83
2025	964 192,96	975 618,99	950 860,24	958 869,17	952 632,62	1 092 118,50
2026	998 360,96	1 010 741,05	980 391,22	988 764,67	981 368,79	1 132 861,66
2027	1 033 627,83	1 047 073,42	1 010 794,02	1 019 594,84	1 010 104,95	1 176 314,98
2028	1 069 839,06	1 084 448,67	1 041 880,36	1 051 157,85	1 038 841,11	1 221 920,89
2029	1 106 950,14	1 122 819,49	1 073 587,23	1 083 386,12	1 067 577,28	1 269 518,78
2030	1 144 961,58	1 162 187,87	1 105 902,03	1 116 266,16	1 096 313,44	1 319 090,03
2031	1 183 888,47	1 202 571,77	1 138 828,34	1 149 801,80	1 125 049,60	1 392 219,91
2032	1 223 751,97	1 243 995,93	1 172 376,42	1 184 004,04	1 153 785,76	1 469 454,71
2033	1 264 576,97	1 286 489,27	1 206 560,43	1 218 888,06	1 182 521,93	1 551 028,39
2034	1 306 388,89	1 330 081,39	1 241 395,06	1 254 469,62	1 211 258,09	1 637 183,08
2035	1 349 214,78	1 374 803,81	1 276 896,58	1 290 766,15	1 239 994,25	1 728 174,48
2036	1 393 080,64	1 420 686,99	1 313 080,13	1 327 793,89	1 268 730,41	1 824 278,16
2037	1 438 014,33	1 467 763,55	1 349 962,61	1 365 570,94	1 297 466,58	1 925 783,12

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2038	1 484 043,48	1 516 065,99	1 387 560,61	1 404 115,11	1 326 202,74	2 032 996,95
2039	1 531 197,15	1 565 628,49	1 425 891,97	1 443 445,53	1 354 938,90	2 146 243,68
2040	1 579 504,82	1 616 485,81	1 464 974,84	1 483 581,64	1 383 675,07	2 265 867,30
2041	1 628 996,00	1 668 672,88	1 504 827,27	1 524 542,78	1 412 411,23	2 392 226,35
2042	1 679 700,93	1 722 225,55	1 545 467,83	1 566 348,90	1 441 147,39	2 525 703,46
2043	1 731 649,98	1 777 179,94	1 586 915,14	1 609 019,92	1 469 883,55	2 666 713,85
2044	1 784 875,85	1 833 574,92	1 629 189,87	1 652 578,03	1 498 619,72	2 815 669,13
2045	1 839 410,44	1 891 448,54	1 672 311,74	1 697 044,36	1 527 355,88	2 973 034,52
2046	1 895 285,97	1 950 839,39	1 716 300,66	1 742 440,25	1 556 092,04	3 139 282,18
2047	1 952 537,11	2 011 788,89	1 761 178,65	1 788 789,33	1 584 828,21	3 314 922,45
2048	2 011 197,66	2 074 337,69	1 806 966,78	1 836 114,17	1 613 564,37	3 500 492,34
2049	2 071 303,43	2 138 528,77	1 853 687,79	1 884 439,14	1 642 300,53	3 696 549,41
2050	2 132 889,20	2 204 404,12	1 901 363,30	1 933 787,44	1 671 036,69	3 903 691,92
2051	2 195 992,43	2 272 008,90	1 950 017,23	1 984 184,71	1 699 772,86	4 122 563,50
2052	2 260 649,84	2 341 387,58	1 999 672,66	2 035 655,69	1 728 509,02	4 353 826,72
2053	2 326 900,95	2 412 587,93	2 050 355,00	2 088 227,62	1 757 245,18	4 598 185,70
2054	2 394 784,52	2 485 657,04	2 102 088,81	2 141 926,84	1 785 981,34	4 856 389,15
	2,99%	3,08%	2,65%	2,69%	1,92%	5,05%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghin)

La ecuación del modelo seleccionado (Modelo 3) presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,08%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual según los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal según el test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 2

Dependent Variable: ENE02 Method: Least Squares Date: 10/13/23 Time: 12:45 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-32943.15	78530.57	-0.419495	0.6789
PBIAD02	73.48185	8.990811	8.172994	0.0000
CLIAD02	0.405436	0.143459	2.826153	0.0098
TARAD02	-4802.325	1494.692	-3.212920	0.0040
D2016	73280.53	27319.53	2.682350	0.0136
R-squared	0.990803	Mean dependent var		521872.8
Adjusted R-squared	0.989131	S.D. dependent var		247450.7
S.E. of regression	25798.28	Akaike info criterion		23.31958
Sum squared resid	1.46E+10	Schwarz criterion		23.55955
Log likelihood	-309.8143	Hannan-Quinn criter.		23.39093
F-statistic	592.5111	Durbin-Watson stat		1.748066
Prob(F-statistic)	0.000000			

Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

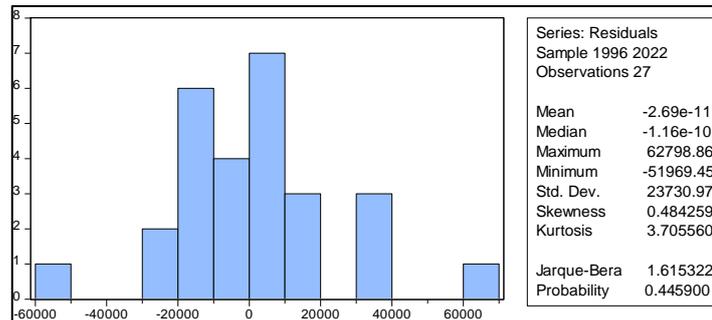
El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 2 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test

de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del Test de Jarque–Bera >5% (44,59%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (25,10%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	1.450791	Prob. F(4,22)	0.2510	
Obs*R-squared	5.635527	Prob. Chi-Square(4)	0.2281	
Scaled explained SS	5.061503	Prob. Chi-Square(4)	0.2810	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 17:10				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-6.75E+08	1.33E+09	-0.505884	0.6180
PBIAD02^2	6.233345	14.96537	0.416518	0.6811
CLIAD02^2	0.001421	0.005851	0.242811	0.8104
TARAD02^2	451868.6	715039.8	0.631949	0.5339
D2016^2	-9.30E+08	9.38E+08	-0.990723	0.3326
R-squared	0.208723	Mean dependent var	5.42E+08	
Adjusted R-squared	0.064855	S.D. dependent var	9.09E+08	
S.E. of regression	8.79E+08	Akaike info criterion	44.19211	
Sum squared resid	1.70E+19	Schwarz criterion	44.43208	
Log likelihood	-591.5935	Hannan-Quinn criter.	44.26347	
F-statistic	1.450791	Durbin-Watson stat	1.661116	
Prob(F-statistic)	0.250954			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (75,26%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.288307	Prob. F(2,20)	0.7526	
Obs*R-squared	0.756614	Prob. Chi-Square(2)	0.6850	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 17:11				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3789.682	81482.33	0.046509	0.9634
PBIAD02	-0.622847	9.334257	-0.066727	0.9475
CLIAD02	0.015866	0.149968	0.105797	0.9168
TARAD02	-82.34802	1549.614	-0.053141	0.9581
D2016	-2005.194	34872.38	-0.057501	0.9547
RESID(-1)	0.102354	0.278874	0.367026	0.7175
RESID(-2)	-0.162476	0.291135	-0.558078	0.5830
R-squared	0.028023	Mean dependent var	-2.69E-11	
Adjusted R-squared	-0.263570	S.D. dependent var	23730.97	
S.E. of regression	26675.66	Akaike info criterion	23.43930	
Sum squared resid	1.42E+10	Schwarz criterion	23.77526	
Log likelihood	-309.4306	Hannan-Quinn criter.	23.53920	
F-statistic	0.096102	Durbin-Watson stat	1.956521	
Prob(F-statistic)	0.995997			

Ajuste final de ventas de energía

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

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

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,44% en el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 2 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	882 001,23	-
2023	905 330,74	2,65%
2024	930 810,77	2,81%
2025	959 183,23	3,05%
2026	988 972,71	3,11%
2027	1 019 641,62	3,10%
2028	1 051 000,07	3,08%
2029	1 082 984,47	3,04%
2030	1 107 804,40	2,29%
2031	1 133 193,16	2,29%
2032	1 159 163,77	2,29%
2033	1 185 729,59	2,29%

Año	Ajuste final	TC
2034	1 212 904,24	2,29%
2035	1 240 701,68	2,29%
2036	1 269 136,19	2,29%
2037	1 298 222,36	2,29%
2038	1 327 975,12	2,29%
2039	1 358 409,77	2,29%
2040	1 389 541,92	2,29%
2041	1 421 387,56	2,29%
2042	1 453 963,04	2,29%
2043	1 487 285,09	2,29%
2044	1 521 370,81	2,29%
2045	1 556 237,71	2,29%
2046	1 591 903,70	2,29%
2047	1 628 387,08	2,29%
2048	1 665 706,60	2,29%
2049	1 703 881,40	2,29%
2050	1 742 931,10	2,29%
2051	1 782 875,74	2,29%
2052	1 823 735,84	2,29%
2053	1 865 532,37	2,29%
2054	1 908 286,79	2,29%
		2,44%

Fuente: Formato F-108 (PROPUESTA Osinergmin)

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 2) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 2, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

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

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

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

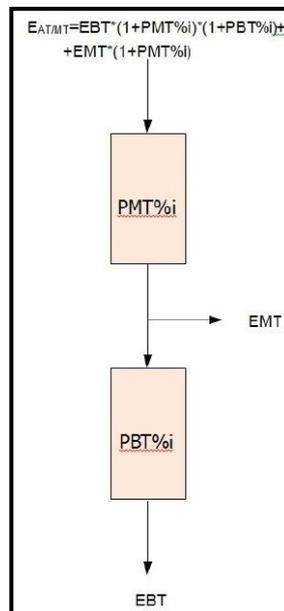
B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 2 a nivel de BT se

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

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía

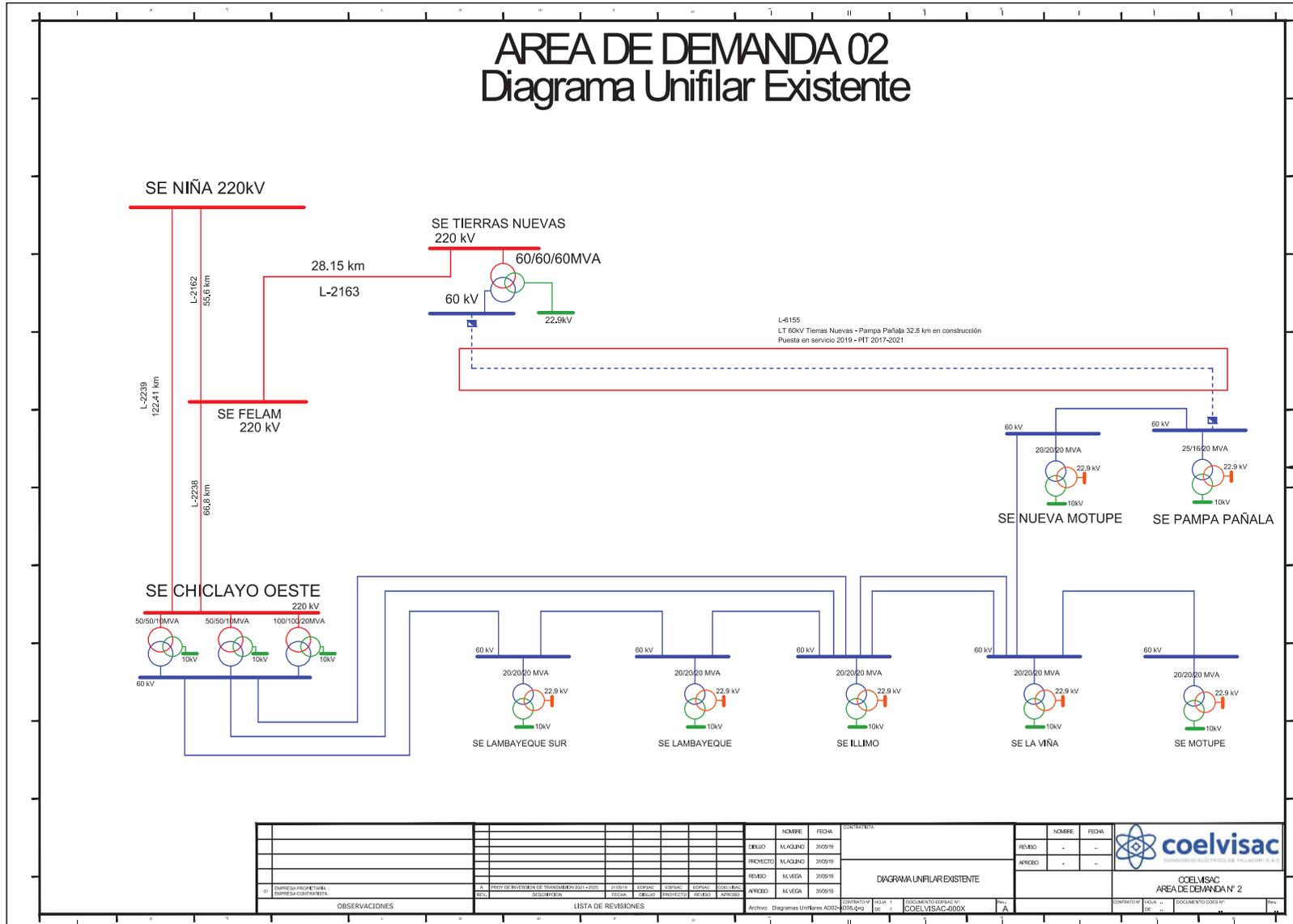


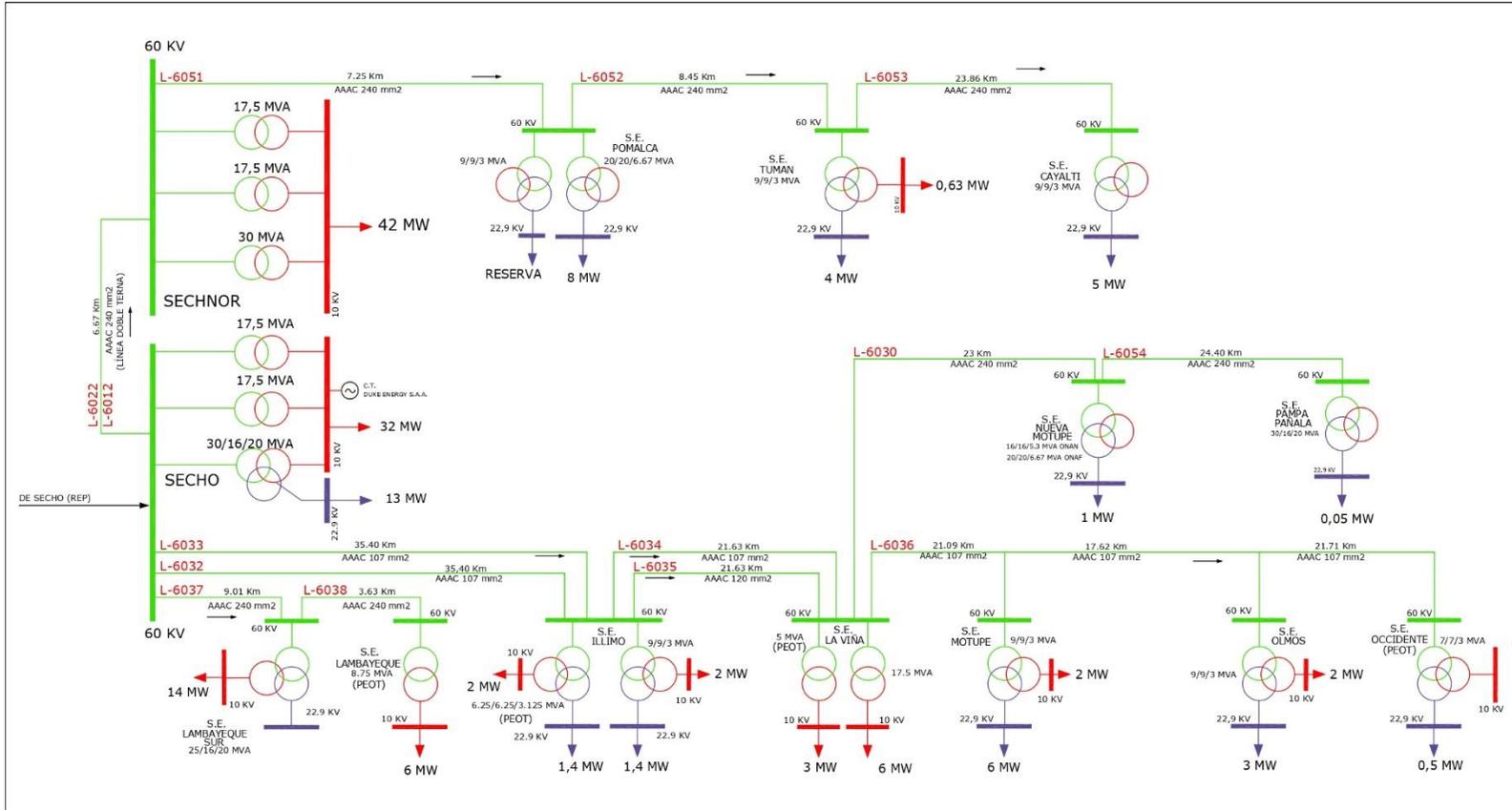
B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

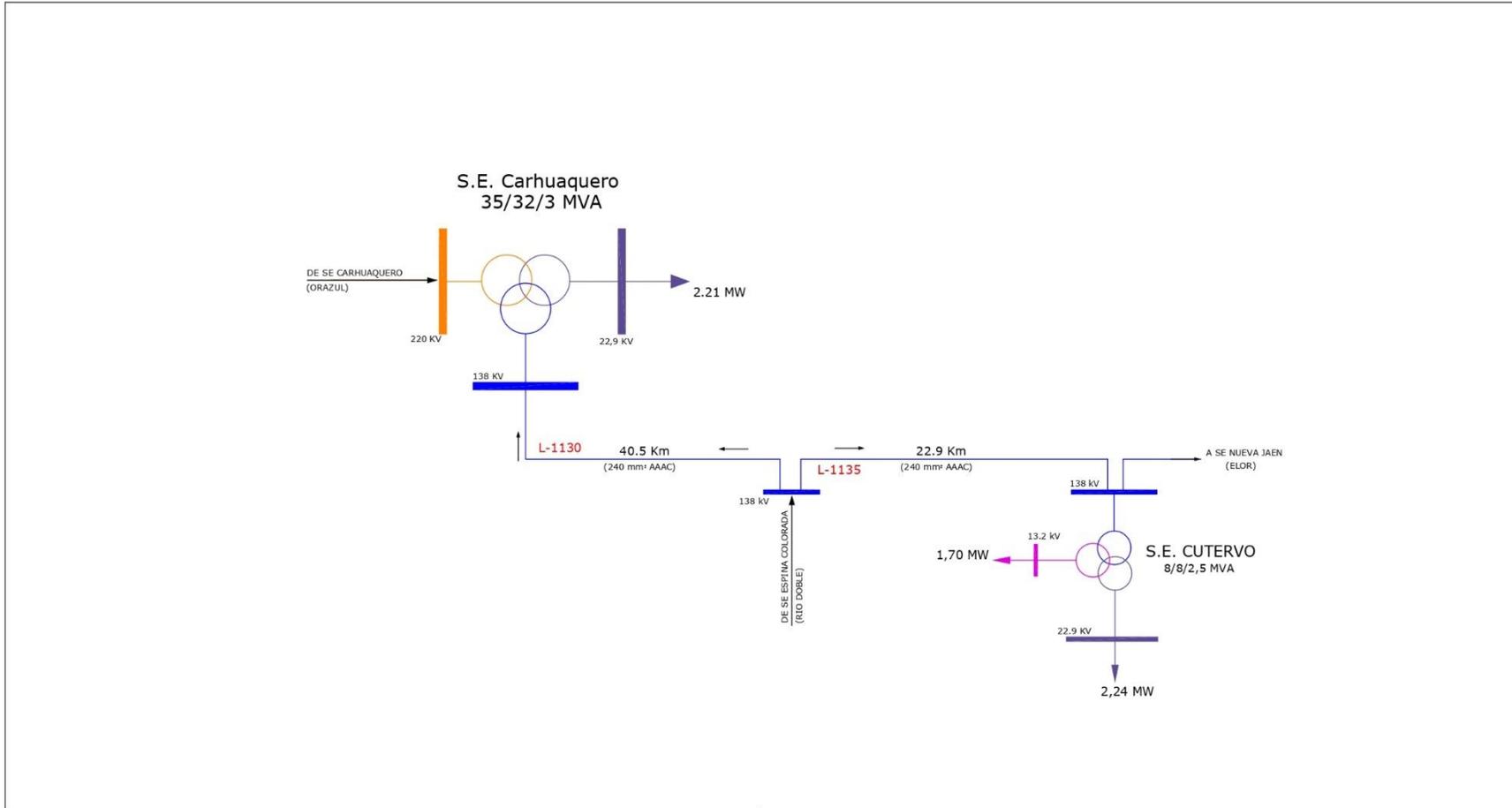
Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema Actual según
información de Titulares

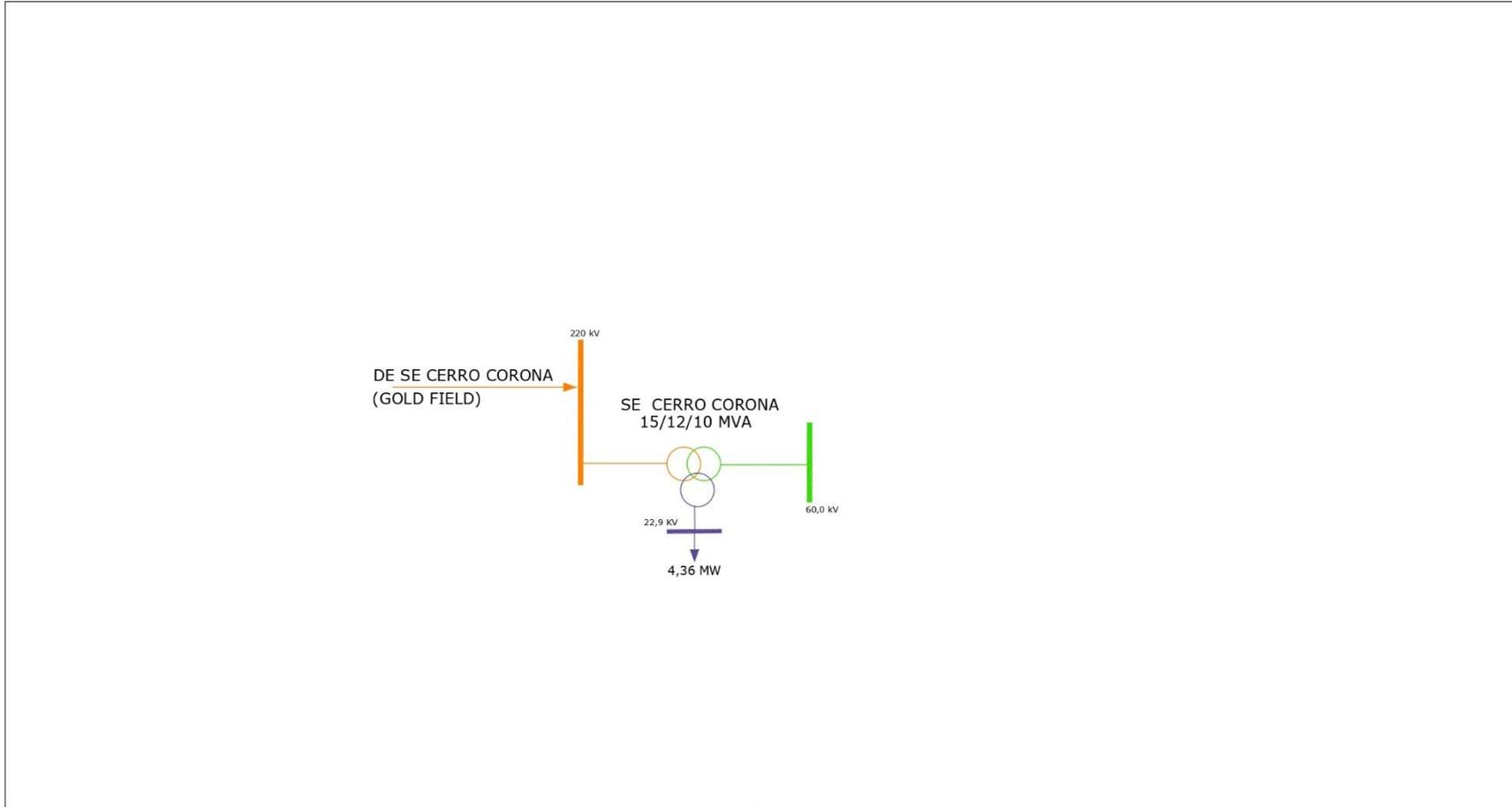




Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Típico:	Área de Demanda:	Fecha:	Pág: 1/3
	Chiclayo	2	12/2018	
	Chiclayo Baja Densidad	2		
	Olmos	2		
Niepos	2			



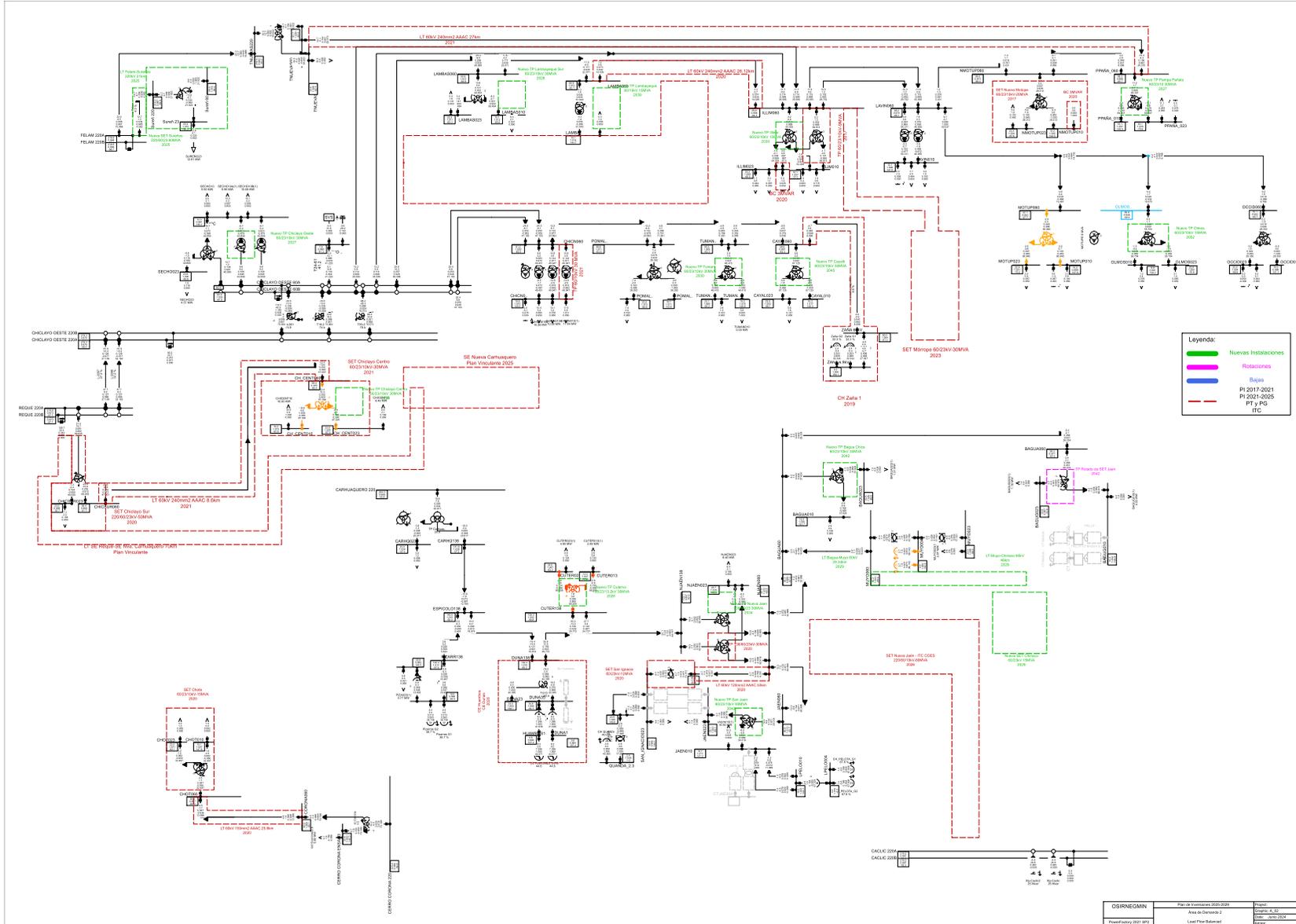
Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Típico:	Area de Demanda:	Fecha:	Pág: 2/3
Cutervo	4	2	12/2018	
Chongoyape	4	2		
Querocoto	4	2		



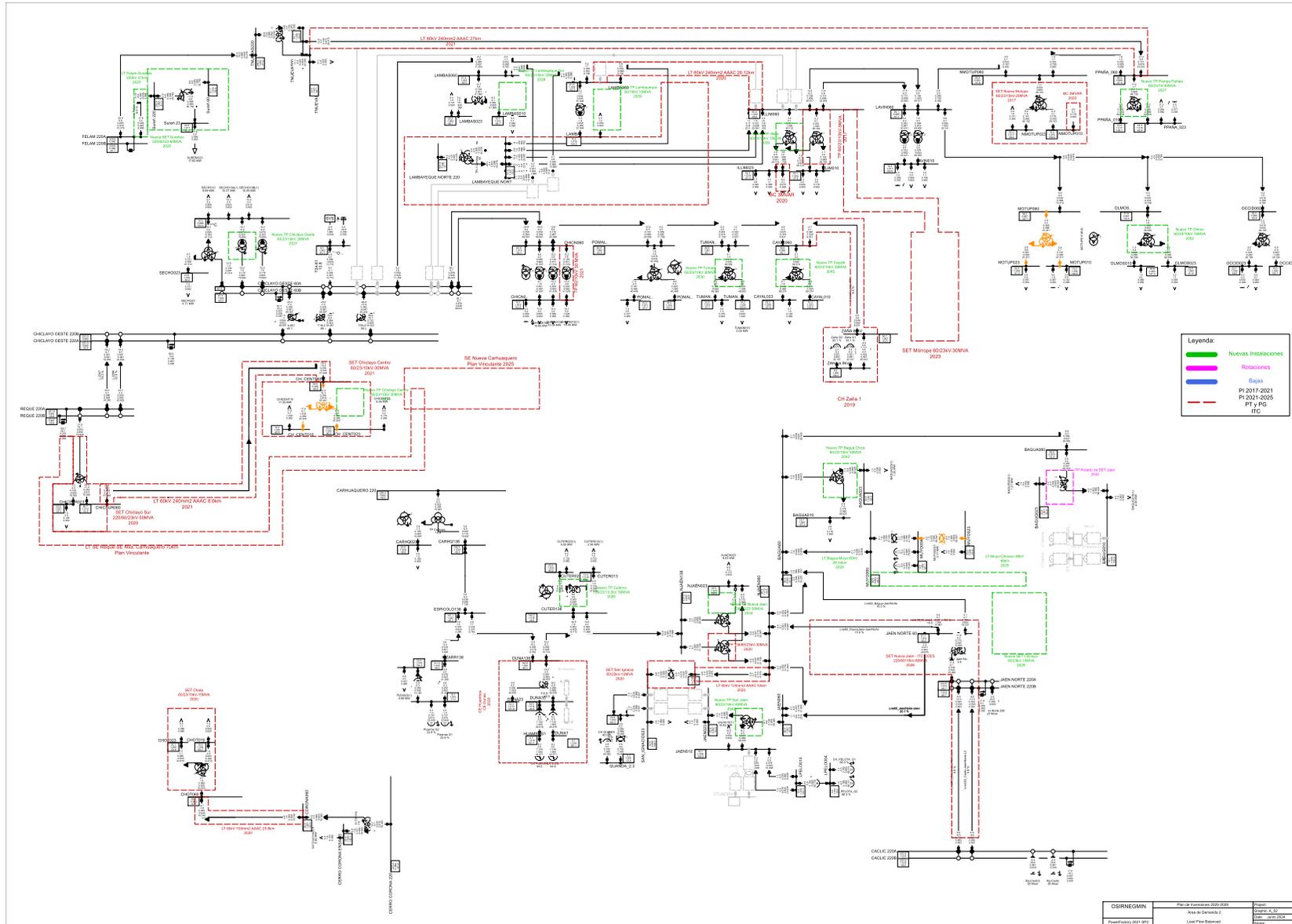
Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Típico:	Area de Demanda:	Fecha:	Pág: 3/3
Bambamarca	2	2	12/2018	
Chota	2	2		
Chota Rural	5	2		
Bambamarca Rural	6	2		

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

Año 2025

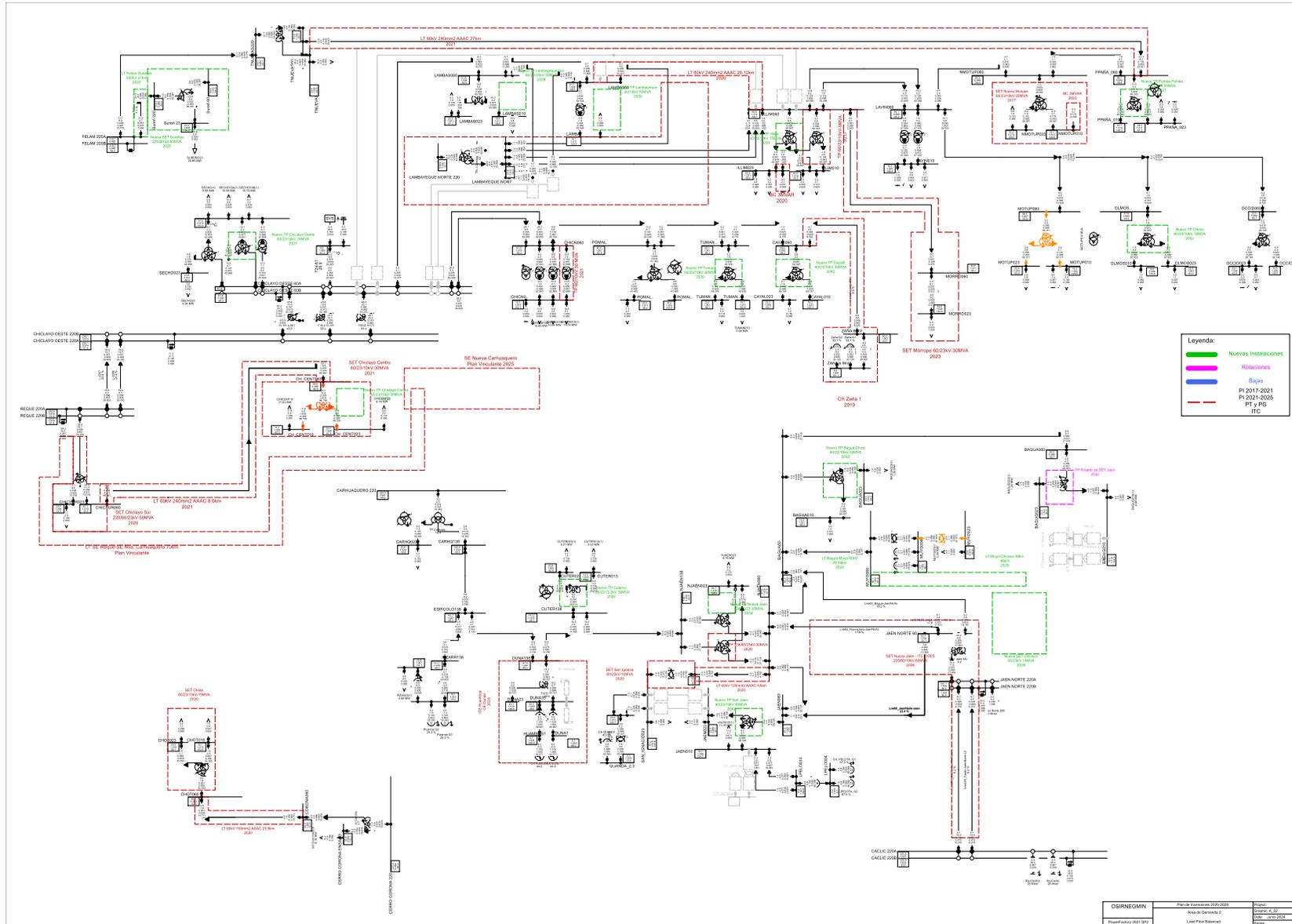


Año 2026

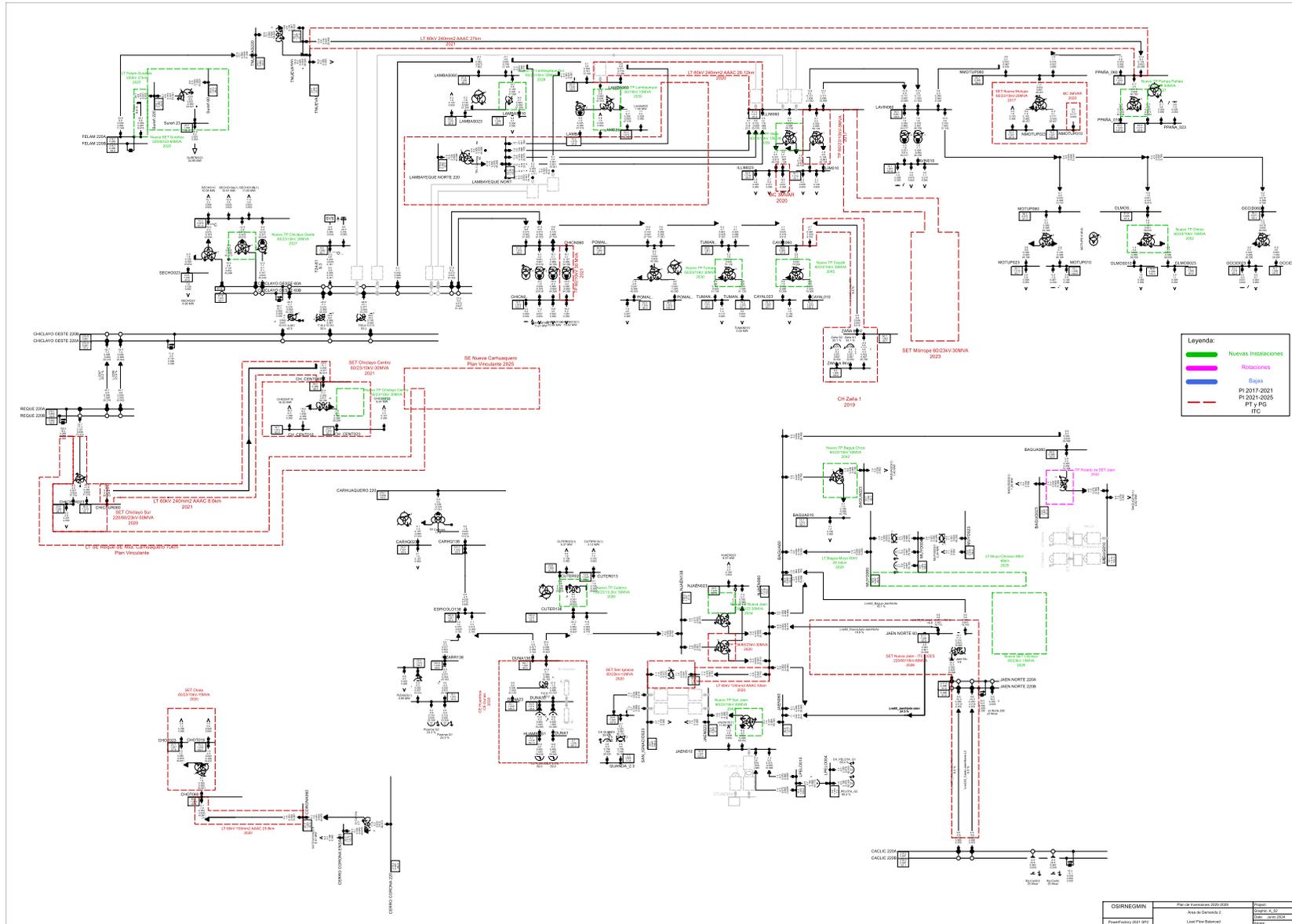


OSIRNEGMIN	Plan de Inversiones 2025-2029	Hoja
PowerFactory 2011 SP4	Area de Demanda 2	22 de 32
	Leaf Plot Material	2025/2029

Año 2027

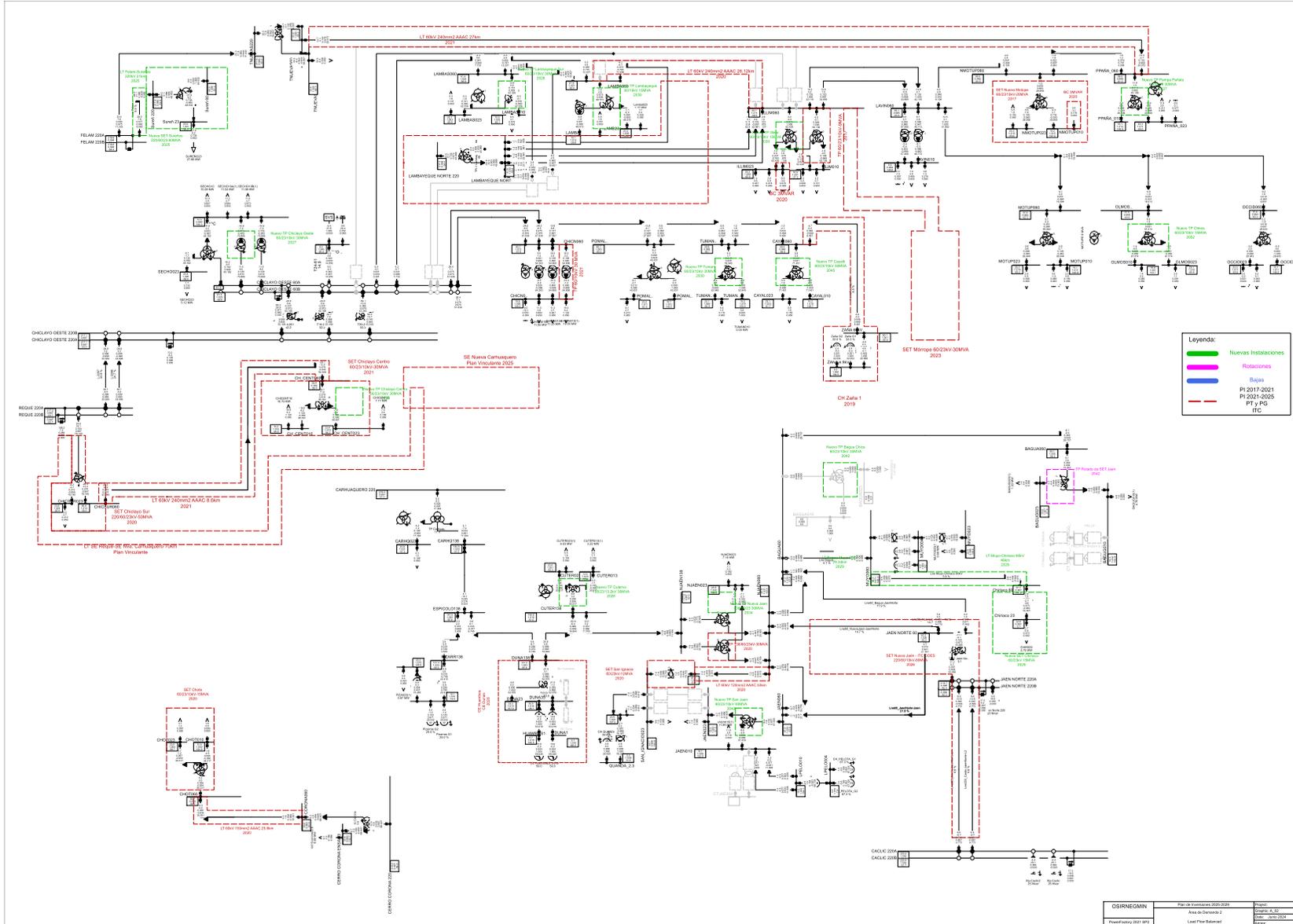


Año 2028



OSIRNEGMIN	Plan de Inversiones 2025-2029	Hoja
PowerFactory 2011 SP4	Area de Demanda 2	22 de 32
	Leaf Plot Material	2024/03/20

Año 2029



Anexo E
Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por
Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 2

Proyecto N°	Año previsto(*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión US\$
1	2025	CVC ENERGÍA	LT Felam – Sureños y Nueva SET Sureños 220/60/23 kV, celda de línea en SET Felam	SET Sureños	7 936 988
2	2026	ENSA	Transformador 138/23/10 kV 30MVA	SET Cutervo	1 116 876
3	2027	ENSA	Transformador 60/23/10 kV 30MVA	SET Pampa Pañalá	898 804
4	2029	ELOR	LT Bagua - ;Muyo, LT Muyo – Chiriaco y Nueva SET Chiriaco	SET Chiriaco	10 570 309
5	2025	ENSA	Celdas MT	SET Chiclayo Norte	211 574
6	2026	ELOR	Celdas MT	SET Jaén	252 076
7	2026	ELOR	Celdas MT y Celdas AT	SET Bagua	777 577
8	2026	ELOR	Celdas MT	SET Bagua Grande	252 076
9	2025	ELOR	Celda MT	SET Cacic	71 619
10	2027	PEOT	Transformador 60/23/10 kV de 15/15/15 MVA, celdas de transformador asociada	SET Lambayeque	1 128 941
11	2027	PEOT	Celdas MT	SET Lambayeque	328 826
12	2027	ENSA	Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Lambayeque Sur	898 804
13	2027	ENSA	Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA y celdas de transformador de 60 y 23 kV	SET Chiclayo Oeste	1 220 710
14	2028	PEOT	Celdas MT	SET Illimo	507 771

(*) 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 - ÁREA DE DEMANDA 2

Programación de Bajas AD02				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de medición 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ELOR	2029	Celda de Línea 60 kV a SE Bagua Chica	SET Muyo
2	ELOR	2029	Celda de Transformador 60 kV	SET Muyo
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Jaén	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Muyo	SET Bagua
2	ELOR	2029	LT Bagua Chica – Muyo	Línea
2	PEOT	2027	Transformador 60/10 kV de 8,75 MVA	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de Transformador 60 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de Transformador de 10 kV	SET Lambayeque

Programación de Bajas AD02				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2027	Celda de alimentador de 10 kV	SET Lambayeque
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de alimentador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de transformador de 10 kV	SET Íllimo
2	PEOT	2028	Celda de transformador de 22,9 kV	SET Íllimo
2	ENSA	2027	Transformador 60/10 kV de 15 MVA	SET Chiclayo Oeste
2	ENSA	2027	Celda de Transformador de 60 kV	SET Chiclayo Oeste

Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PI 2017-2021 AD02				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	ENSA	2021	Celda de Línea 60 KV	SET Íllimo
2	ENSA	2021	Línea Transmisión Íllimo - Mórrope	SET Íllimo
2	ENSA	2021	Celda de Línea Transformador 60kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	TP 60/23kV-30MVA	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Transformador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Medición 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope
2	ENSA	2021	Celda de Alimentador 23kV	SET Mórrope

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 2

Año	ENSA		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 281,85	-	1 342,71	-
2023	1 416,90	10,54%	1 388,10	3,38%
2024	1 503,56	6,12%	1 460,66	5,23%
2025	1 591,76	5,87%	1 523,17	4,28%
2026	1 680,61	5,58%	1 595,68	4,76%
2027	1 823,56	8,51%	1 655,39	3,74%
2028	1 964,59	7,73%	1 716,62	3,70%
2029	2 106,63	7,23%	1 770,68	3,15%
2030	2 249,73	6,79%	1 817,05	2,62%
2031	2 393,92	6,41%	1 864,02	2,59%
2032	2 432,34	1,60%	1 911,62	2,55%
2033	2 471,90	1,63%	1 955,85	2,31%
2034	2 512,65	1,65%	1 985,04	1,49%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) corresponde a la PROPUESTA FINAL de ELECTRONORTE.

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 2
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)		
				C/A-1	C/B-1
2025	10 767 727	15 730 350	8 220 181	-23,66%	-47,74%
2026	4 420 344	20 290 829	2 398 606	-45,74%	-88,18%
2027	22 613 147	1 485 770	4 476 085	-80,21%	201,26%
2028	33 677 408	24 221 965	507 771	-98,49%	-97,9%
2029	22 547 067	60 142 046	10 570 309	-53,12%	-82,42%
TOTAL	94 136 809	121 963 107	26 172 952	-72,20%	-78,54%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los Titulares – Osinergmin (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 Osinergmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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