
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 13

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 13¹, para el período del 01 de mayo 2025 al 30 de abril 2029.

El Área de Demanda 13 (AD 13) comprende las instalaciones de las empresas Electrosur S.A. (en adelante "ELECTROSUR") y Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "EGESUR") (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.

Las empresas ELECTROSUR y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante, "CVC ENERGÍA") presentaron su Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante, "Propuesta") de Plan de Inversiones para el AD 13 (en adelante "ESTUDIO"), correspondiente al periodo 2025-2029. Asimismo, la empresa EGESUR no presentó su ESTUDIO de Plan de Inversiones para el AD 13.

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

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

¹ Área de Demanda 13: Abarca el departamento de Tacna.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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 consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

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

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado. Asimismo, se ha considerado como variables al crecimiento de las nuevas demandas, el tema de las restricciones de agua (por el tema de regularización de los permisos por parte de la Autoridad Nacional del Agua - ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha diciembre 2022.
- Se ha realizado la redistribución de las nuevas demandas entre las SETs existentes considerando el criterio del numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del AD 13; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.
- Las sobrecargas por déficit de oferta de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que podría experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio.
- No se ha considerado celdas de alimentadores adicionales cuando los TITULARES no han sustentado la implementación de nuevos alimentadores, ya sea por demanda, ubicación de carga o por otros temas como el uso exclusivo de alimentadores para atender demanda de clientes libres.

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

ELECTROSUR:

- **Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026**, debido a que se ha sustentado que se requiere de atención de demanda regulada de tipo rural, que por la magnitud y distancia no podría ser atendido del devanado de 10 kV del actual transformador 33/10 kV, por lo que se requiere disponer de capacidad de transformación y una celda de alimentador en 22,9 kV, que permita atender las demandas de tipo rural que se encuentran ubicadas a mayores distancias del punto de suministro más

cercano que disponen (SET Tarata). Asimismo, se dispone rotar el transformador 33/10 kV de 2 MVA existente de la SET Tarata a SET El Ayro.

- **Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la nueva SET Hospicio para el año 2029**, debido a la sobrecarga en la SET Yarada al año 2029, se requiere que ELECTROSUR realice acciones de traslado de carga regulada y libre de sus alimentadores a la Nueva SET Hospicio con la finalidad que pueda aliviar la sobrecarga en la SET Yarada y mejorar la calidad de servicio de sus usuarios regulados y libres.

CVC ENERGÍA:

- **Implementar una (01) celda de alimentador en la SET Viñani para el año 2025**, debido a que se ha sustentado la necesidad de atender demanda regulada dentro de la zona de concesión de distribución de CVC ENERGÍA, por lo que, a partir de la magnitud de la demanda identificada y sustentada, se requeriría un solo alimentador en 10 kV.
- **Implementar un nuevo Transformador de 66/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA y Barra en 66 kV, en la SET Viñani y celdas asociadas para el año 2029**, que operará en paralelo con el Transformador existente en SET Viñani, debido a que en el año 2029 se sobrecarga el transformador 66/10 kV de 25/25/25 MVA en SET Viñani, requiriéndose de mayor capacidad de transformación para atender las demandas reguladas y libres, además que brindará confiabilidad a la demanda atendida en 10 kV. Asimismo, implementar la celda de línea 66 kV para la llegada de la “LT 66 kV Tacna- Viñani” con la finalidad que opere con la barra 66 kV que se implementará en la SET Viñani.
- **Implementar una nueva “LT 66 kV Viñani – Hospicio + SET Hospicio 66/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA” para el año 2029**, por incremento de demanda, debido a la sobrecarga en la SET Yarada y atención de nuevas demandas en la zona de Yarada - Hospicio.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 13, para el período 2025-2029, se muestra a continuación:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 13 Periodo 2025-2029

| Proponentes/Titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad de Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 13 | 8 041 220 | 21 | 67 | 22 |
| ELECTROSUR | 443 201 | - | 2 | 5 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 168 815 | - | 2 | 1 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 274 385 | - | - | 4 |
| Compensador | - | - | - | - |
| CVC ENERGÍA | 7 598 019 | 21 | 65 | 17 |
| AT | | | | |
| Celda | 1 617 698 | - | - | 6 |
| Línea | 2 889 904 | 21 | - | 1 |
| Transformador | 2 422 084 | - | 65 | 2 |

| Proponentes/Titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad de Elementos |
|-----------------------|-----------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| MT | | | | |
| Celda | 668 332 | - | - | 8 |
| Compensador | - | - | - | - |

Los valores mostrados en el cuadro anterior, se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral ii del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUCCIÓN | 6 |
| 1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS..... | 7 |
| 1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES..... | 8 |
| 2. UBICACIÓN..... | 12 |
| 3. PROPUESTA INICIAL..... | 16 |
| 3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA..... | 16 |
| 3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 | 18 |
| 3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES | 18 |
| 3.2.2 Propuestas de Inversiones..... | 19 |
| 4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS | 21 |
| 5. PROPUESTA FINAL | 25 |
| 5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA..... | 25 |
| 5.2 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 | 27 |
| 5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES | 27 |
| 5.2.2 Propuestas de Inversiones..... | 28 |
| 6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN..... | 30 |
| 6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA | 30 |
| 6.1.1 Información Base | 31 |
| 6.1.1.1 Ventas de energía..... | 31 |
| 6.1.1.2 Variables explicativas | 31 |
| 6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados | 31 |
| 6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres | 32 |
| 6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas | 32 |
| 6.1.5 Proyección Global..... | 33 |
| 6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)..... | 33 |
| 6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN | 35 |
| 6.2.1 Consideraciones | 36 |
| 6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual..... | 37 |
| 6.2.3 Análisis de Alternativas | 40 |
| 6.2.3.1 Sistema Eléctrico Tacna - Yarada | 41 |
| 6.2.3.2 Sistema Eléctrico Tarata..... | 47 |
| 6.2.3.3 Sistema Eléctrico Tomasiri | 48 |
| 6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029 | 48 |
| 6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 | 48 |
| 6.2.4.2 Programación de Bajas..... | 49 |
| 6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025..... | 50 |
| 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 52 |
| 8. ANEXOS..... | 53 |
| ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN | 54 |
| ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA..... | 63 |
| ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES | 80 |
| ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN..... | 83 |
| ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN | 85 |
| ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS..... | 87 |
| 9. REFERENCIAS | 89 |

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, 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 13, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029).

Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”) y Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (en adelante “EGESUR”) son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 13, 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-Económico 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 dichos estudios; el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

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

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”).

En el artículo 139 del RLCE se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139.-**

(...)

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

a) Criterios Aplicables

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, 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 cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinergrmin, que tienen relación 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 de Altas y Bajas, 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.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 20 de noviembre de 2023 los respectivos TITULARES presentaron las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinergrmin 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, que los interesados presenten a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029.

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

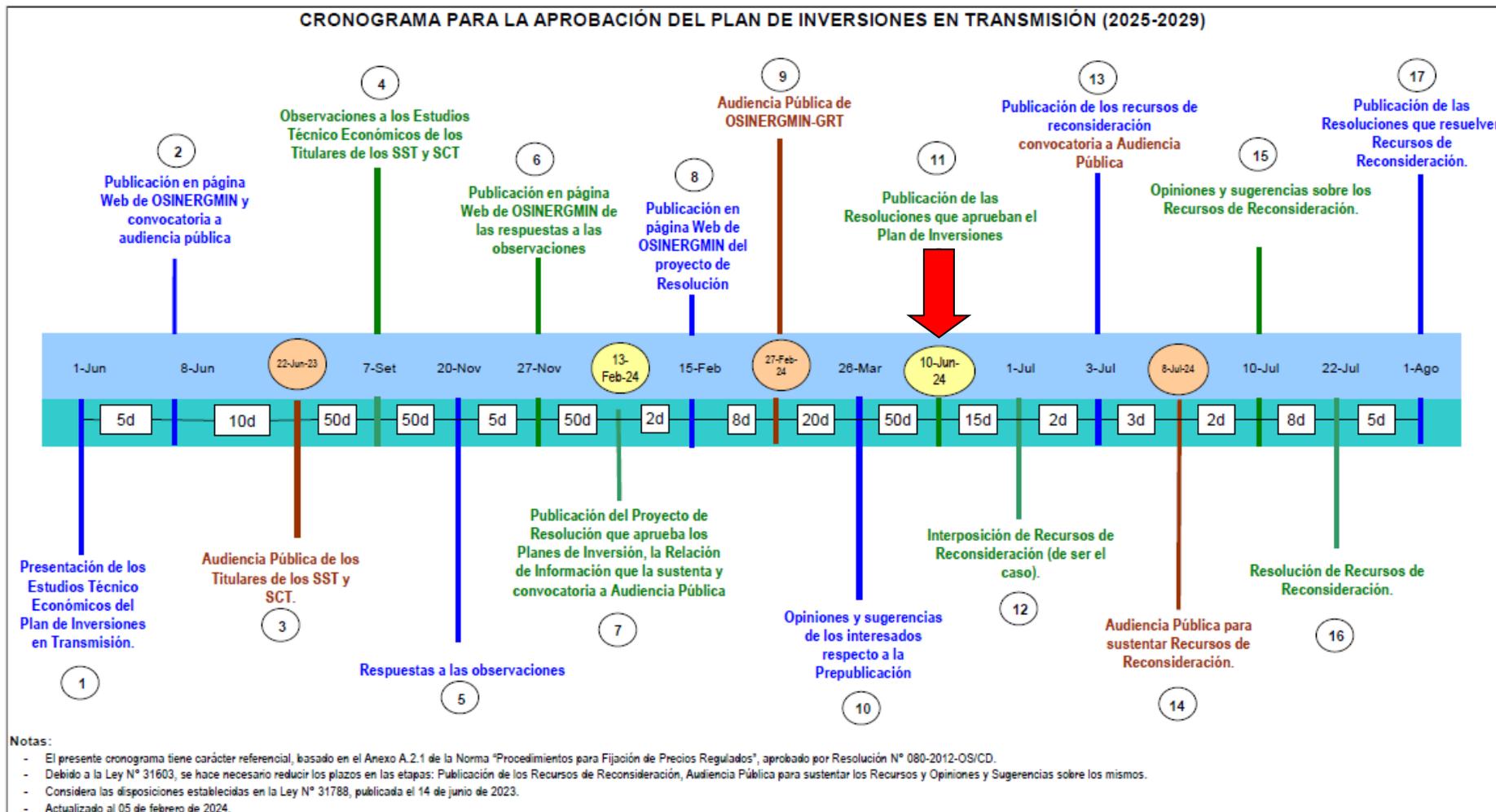
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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

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

En el Gráfico 1-1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Gráfico N° 1-1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

El Área de Demanda 13 está circunscrita en el departamento de Tacna, el cual se ubica en la región Sur del Perú.

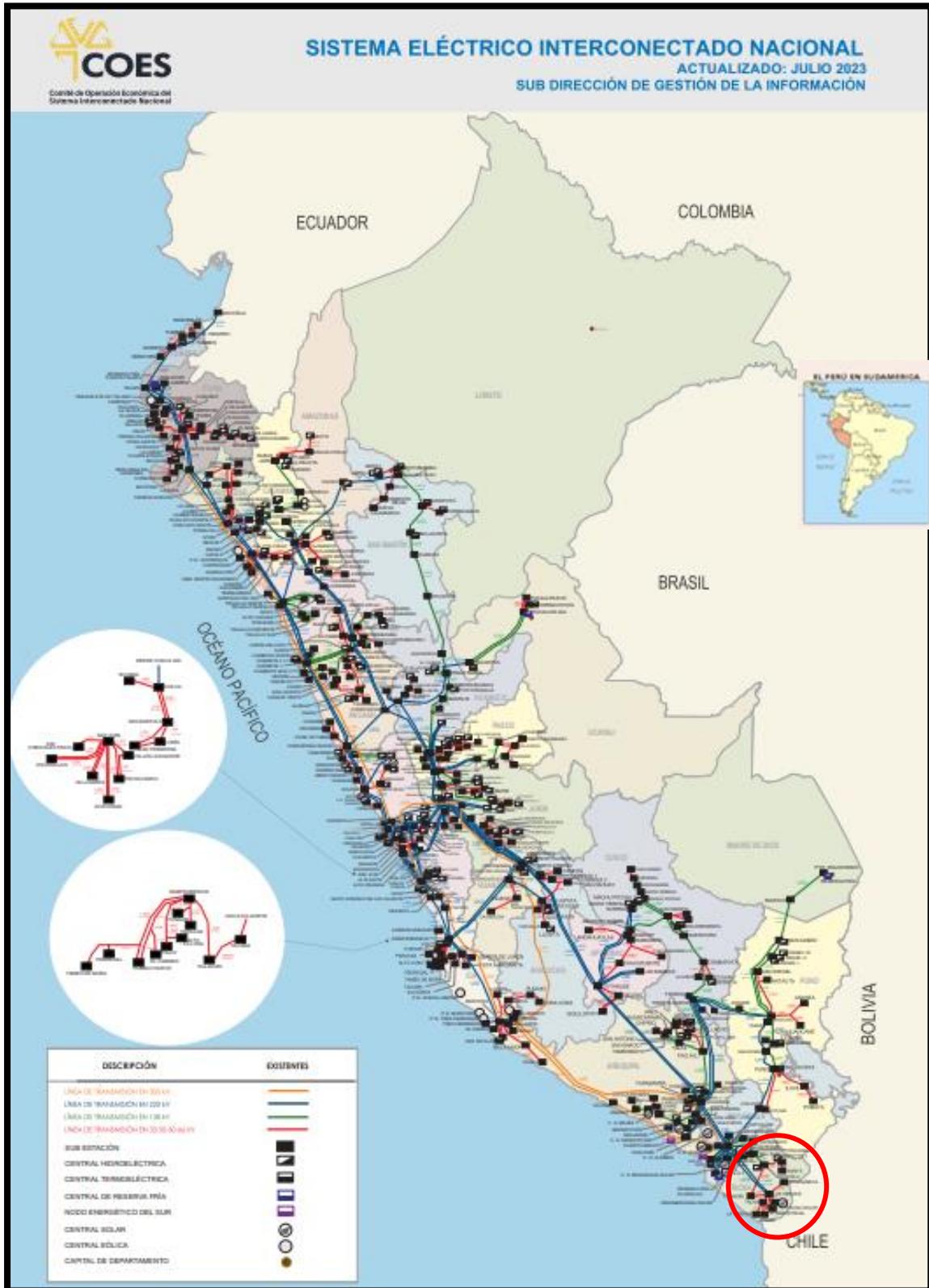
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas ELECTROSUR y EGESUR. Asimismo, la empresa CVC ENERGÍA tiene concesión en el Área de demanda 13 y plantea incorporar instalaciones de transmisión.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 13 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema de Tacna, Yarada.
- Sistema de Tarata.
- Sistema de Tomasiri.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 13.

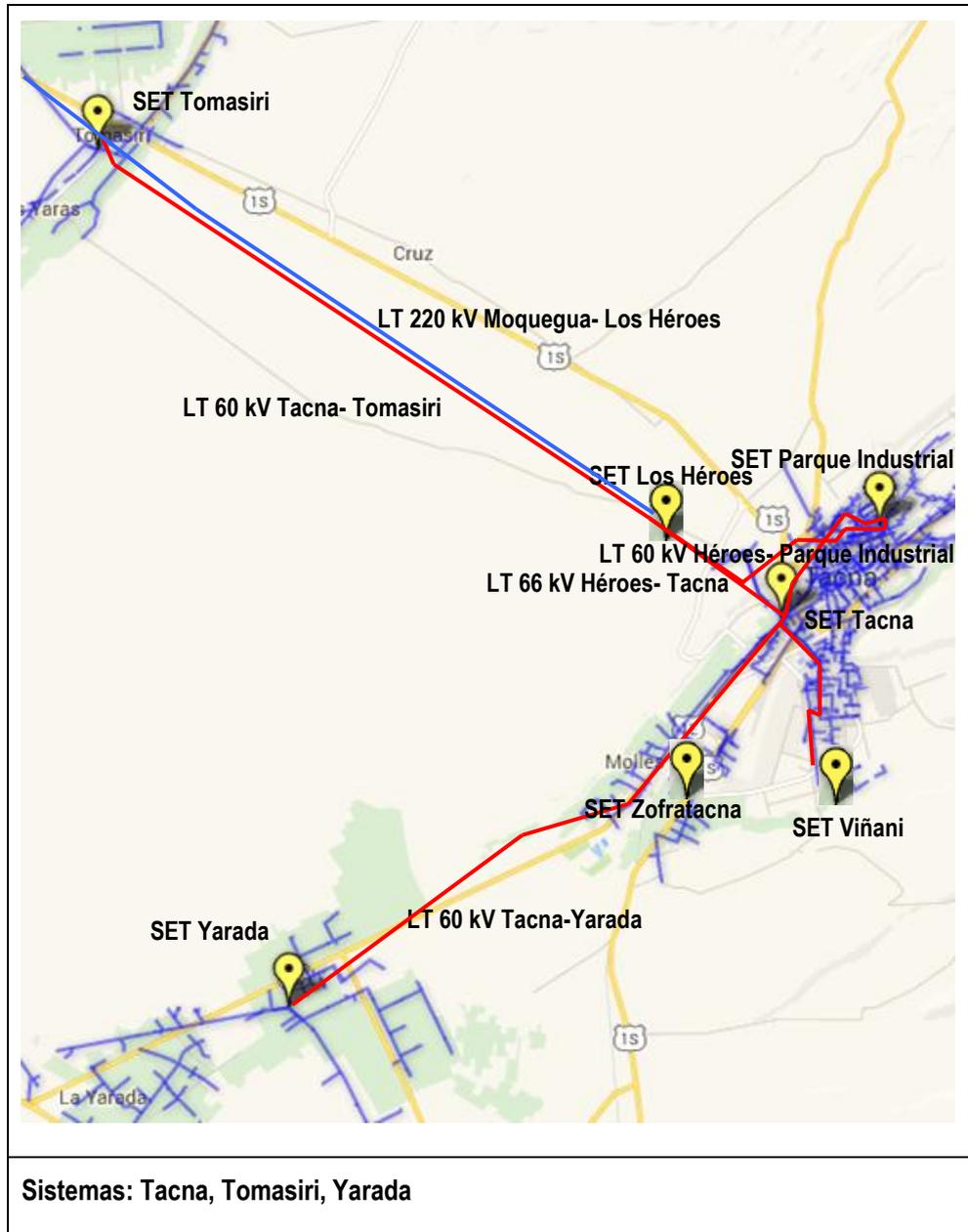
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 13

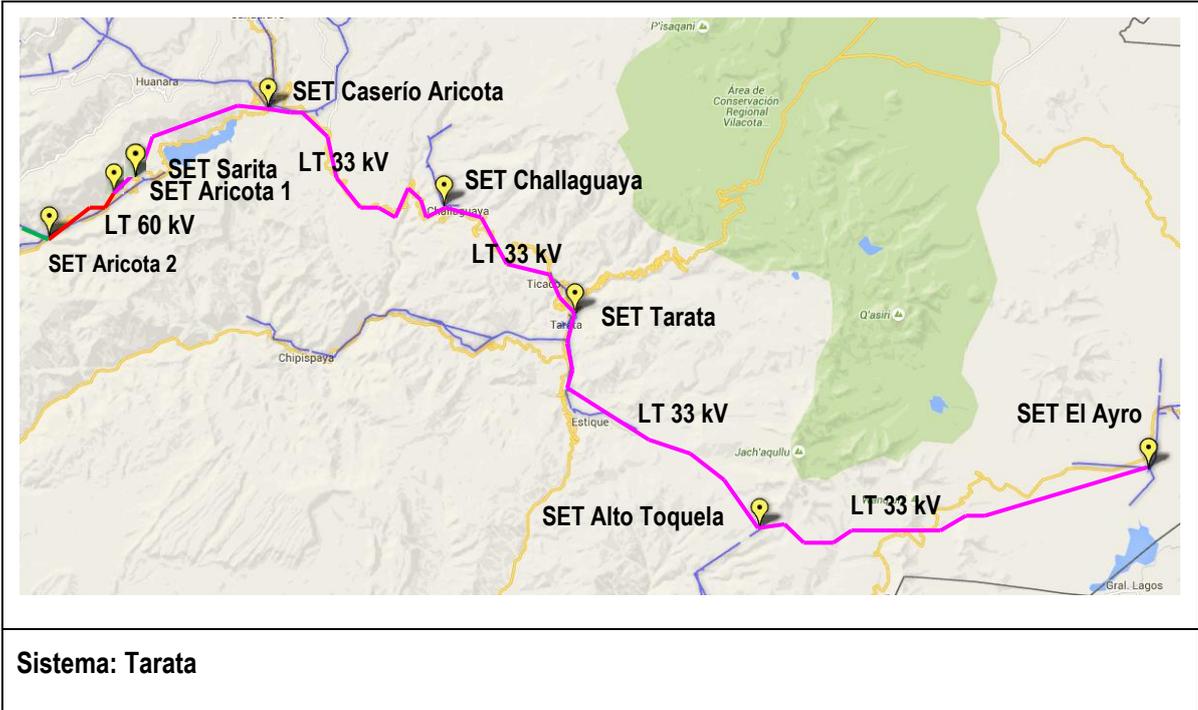


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 13.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 13





Fuente: Mapa Energético Minero – Osinerghmin

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante las cartas N° GE-0756-2023 y CEV N° 1696-2023/GG.GG, el 01 de junio del 2023, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA respectivamente, presentaron el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029, en el Área de Demanda 13.

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

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA señalan que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 13 se ha realizado sobre la información histórica de ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. Con los valores de potencia por barra obtenidos a partir de los registros de carga, se ha proyectado su crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión. Agregan que, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 13 se aplicó métodos tendenciales y econométricos, lo cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

Por su parte, en la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Para las cargas de Usuarios Libres existentes consideró aquellas vigentes a diciembre del año 2022, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas. Asimismo, CVC ENERGÍA enfatiza que, en caso de los Usuarios Libres no se considera una proyección de demanda ya que la demanda de estos se considera constante para todo el periodo de proyección.

Para obtener la proyección de la demanda del Área de Demanda 13, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA menciona que, finalmente se han agregado las demandas de los clientes libres y las demandas adicionales.

En los Cuadros N° 3.1 y 3.2 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR y en la PROPUESTA INICIAL CVC ENERGÍA.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL DE ELECTROSUR - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Tarata | Tacna y Yarada | Tomasiri |
|-----------|--------------|----------------|-------------|
| 2022 | 1,07 | 59,04 | 1,77 |
| 2023 | 1,10 | 63,27 | 1,77 |
| 2024 | 1,27 | 66,02 | 1,83 |
| 2025 | 1,31 | 69,06 | 1,88 |
| 2026 | 1,36 | 71,93 | 1,94 |
| 2027 | 1,42 | 73,96 | 2,00 |
| 2028 | 1,61 | 75,23 | 2,04 |
| 2029 | 1,63 | 76,58 | 2,08 |
| 2030 | 1,66 | 77,87 | 2,13 |
| 2031 | 2,91 | 78,98 | 2,17 |
| 2032 | 3,94 | 80,11 | 2,21 |
| 2033 | 3,97 | 81,27 | 2,25 |
| 2034 | 3,99 | 82,44 | 2,30 |
| TC | 11,6% | 2,8% | 2,2% |

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que ELECTROSUR propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Tacna y Yarada" de 29,7% en el año 2029 (76,58 MW) respecto del 2022 (59,04 MW).

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL DE CVC ENERGÍA - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Tarata | Tacna y Yarada | Tomasiri |
|-----------|-------------|----------------|-------------|
| 2022 | 1,33 | 44,38 | 1,48 |
| 2023 | 1,36 | 62,31 | 1,51 |
| 2024 | 1,39 | 77,37 | 1,55 |
| 2025 | 1,42 | 92,03 | 1,58 |
| 2026 | 1,47 | 107,28 | 1,63 |
| 2027 | 1,51 | 116,05 | 1,68 |
| 2028 | 1,55 | 125,99 | 1,73 |
| 2029 | 1,60 | 133,05 | 1,77 |
| 2030 | 1,63 | 139,76 | 1,81 |
| 2031 | 1,66 | 146,49 | 1,84 |
| 2032 | 1,69 | 153,24 | 1,88 |
| 2033 | 1,72 | 160,00 | 1,92 |
| 2034 | 1,76 | 160,90 | 1,95 |
| TC | 2,3% | 11,3% | 2,3% |

Notas:

- (1) Formato F-121 de CVC ENERGÍA.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 3.2, se desprende que CVC ENERGÍA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Tacna y Yarada" de 199,8% en el año 2029 (133,05 MW) respecto del 2022 (44,38 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, proponen nuevas instalaciones de transmisión para el Área de Demanda 13; mientras que, EGESUR no ha presentado su ESTUDIO para requerir nuevas inversiones en transmisión.

3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES

Como parte de la PROPUESTA INICIAL del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA presentan solicitan los siguientes proyectos:

ELECTROSUR:

- **Sistema Eléctrico de Tacna - Yarada**
 - i. *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Tacna para el año 2026, debido al incremento de demanda.*
 - ii. *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Yarada para el año 2026, con el fin de brindar confiabilidad en el alimentador O-164.*
- **Sistema Eléctrico de Tarata**
 - iii. *Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026, debido a la necesidad de disponer de capacidad en 22,9 kV para la atención de la demanda regulada tipo rural que se encuentran alejadas del punto de suministro más cercano que disponen.*

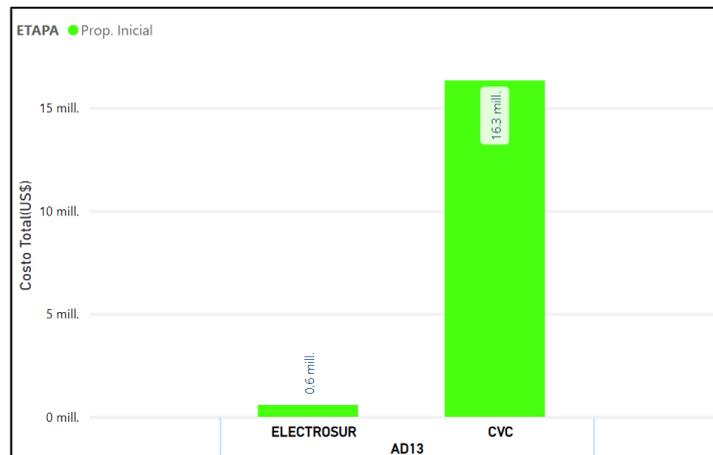
CVC ENERGÍA:

- **Sistema Eléctrico de Tacna y Yarada**
 - iv. *Implementar una nueva "LT 220 kV Los Héroes – Hospicio + SET Hospicio 220/60/23 kV de 60 MVA y celdas asociadas" (SET HOSPICIO) para el año 2025, seis (06) celdas de alimentadores en 22,9 para los años 2025, 2026 y 2028.*
 - v. *Implementar el segundo circuito de las Líneas de Transmisión "LT 66 kV Los Héroes – Zofratacna" y "LT 66 kV Los Héroes - Tacna" para los años 2027 y 2029, respectivamente.*
 - vi. *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Zofratacna y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en SET Yarada para el año 2025.*
 - vii. *Rotación del Transformador de Reserva y Celdas asociadas de la SET Tacna hacia la SET Viñani para el año 2029.*

- viii. Implementar dos (02) celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani para los años 2028 y 2029.

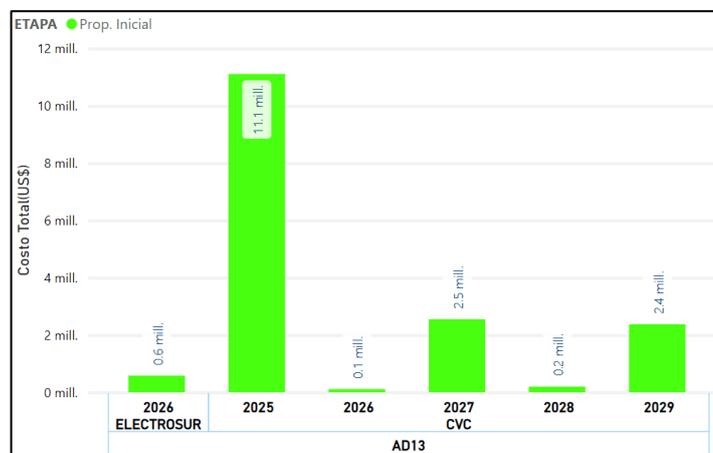
3.2.2 Propuestas de Inversiones

En el ESTUDIO que sustenta la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 13, que ascienden a un valor aproximado de 16,9 millones de dólares, compuesta por: i) ELECTROSUR: 0,6 millones de dólares y ii) CVC ENERGÍA: 16,3 millones de dólares:



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

- ELECTROSUR considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2026.
- CVC ENERGÍA considera ejecutar el 68% de su inversión total en el año 2025, el 0,7% de su inversión total en el año 2026, el 15,6% de su inversión total en el año 2027, el 1,2% de su inversión total en el año 2028 y el 14,5% de su inversión total en el año 2029.



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

Cuadro N° 3.3
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 13
Plan de Inversiones SCT

| Proponentes/titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar) | Cantidad De Elementos |
|---------------------------------|-------------------|---------------|--|-----------------------|
| Total Área de Demanda 13 | 16 922 799 | 50,0 | 62 | 33 |
| ELECTROSUR | 582 538 | - | 2 | 6 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 188 260 | - | 2 | 1 |
| Compensador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 394 278 | - | - | 5 |
| Compensador | - | - | - | - |
| CVC ENERGÍA | 16 340 261 | 50,0 | 60 | 27 |
| AT | | | | |
| Celda | 1 715 464 | - | - | 7 |
| Línea | 2 911 389 | 18,9 | - | 2 |
| Transformador | - | - | - | - |
| MAT | | | | |
| Celda | 1 241 378 | - | - | 2 |
| Línea | 6 475 166 | 31,1 | - | 1 |
| Transformador | 2 636 897 | - | 60 | 1 |
| MT | | | | |
| Celda | 1 359 964 | - | - | 14 |
| Compensador | - | - | - | - |

4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

A través del Oficio N° 1539-2023-GRT y Oficio N° 1543-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinermin remitió a ELECTROSUR y CVC ENERGÍA respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico-Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

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

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

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

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

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la

valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

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

- ELECTROSUR 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.
- En relación a la información básica de los clientes libres existentes (formato F-113), ELECTROSUR se ha limitado en presentar la información del proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, el cual tuvo como año representativo el 2021. Al respecto, es preciso indicar que el año representativo para el PI 2025-2029 corresponde al 2022. En ese sentido, ELECTROSUR debe elaborar el formato F-113 considerando la información del SICLI 2022.
- ELECTROSUR no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que ELECTROSUR presente en formato “Google Earth” (Kmz.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes a las AD 12 y 13, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

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

- CVC ENERGÍA no presenta de manera completa los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, los formatos F-200 y F-300 se encuentran de manera incompleta. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA solicita inversiones de enlaces en 66 kV de Líneas de Transmisión por temas de confiabilidad y seguridad. Al respecto, CVC ENERGÍA en su ESTUDIO no menciona las problemáticas por seguridad, por lo que, de ser el caso deberá corregir o mencionar las problemáticas que argumenten el tema por seguridad enmarcado según la NORMA TARIFAS.
- En el proceso del PI 2025-2029, el Año Representativo es 2022. Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y

modificadorias, 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 horizonte de la proyección debe estar comprendido entre 2023 y 2054.

- CVC ENERGÍA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificadorias.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante las cartas GE-1823-2023 y CEV N° 3844-2023/GG.GG, las empresas ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que conjuntamente con la información complementaria adjunta a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. Asimismo, ELECTROSUR remitió información complementaria con carta GE-0043-2024 de fecha 11 de enero de 2024. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 094-2024-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

En la PROPUESTA FINAL, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA presentan resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL.

Respecto a la proyección de ELECTROSUR, su PROPUESTA FINAL resulta mayor en todos los años de proyección para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, con un promedio de 49%. Dicha variación está explicada principalmente por el incremento de nuevas cargas con respecto de la PROPUESTA INICIAL de 18 a 42.

Respecto a la proyección de CVC ENERGÍA, su PROPUESTA FINAL resulta menor en todos los años de proyección para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, con un promedio de -1,3%. Dicha variación está explicada principalmente por la reducción de nuevas cargas con respecto de la

PROPUESTA INICIAL de 94 a 90, debido a que CVC ENERGÍA retiró algunas cargas que no contaban con documentación de sustento.

En los Cuadros N° 5.1 y N° 5.2 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, respectivamente.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL DE ELECTROSUR - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Tarata | Tacna y Yarada | Tomasiri |
|-----------|--------------|----------------|-------------|
| 2022 | 1,07 | 59,04 | 1,77 |
| 2023 | 1,11 | 74,75 | 1,78 |
| 2024 | 1,15 | 88,72 | 1,83 |
| 2025 | 1,31 | 102,54 | 1,88 |
| 2026 | 1,36 | 116,13 | 1,94 |
| 2027 | 1,41 | 119,66 | 1,99 |
| 2028 | 1,61 | 121,24 | 2,04 |
| 2029 | 2,87 | 123,05 | 2,09 |
| 2030 | 3,89 | 124,12 | 2,13 |
| 2031 | 3,92 | 125,22 | 2,17 |
| 2032 | 3,94 | 126,33 | 2,21 |
| 2033 | 3,97 | 127,47 | 2,26 |
| 2034 | 3,99 | 128,63 | 2,30 |
| TC | 11,6% | 6,7% | 2,2% |

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 5.1, se desprende que ELECTROSUR propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Tacna y Yarada" de 108,4% en el año 2029 (123,05 MW) respecto del 2022 (59,04 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para ese sistema eléctrico ha incrementado de 2,8% a 6,7% en el período 2022-2034.

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL DE CVC ENERGÍA - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | Tarata | Tacna y Yarada | Tomasiri |
|------|--------|----------------|----------|
| 2022 | 0,98 | 44,60 | 1,23 |
| 2023 | 1,00 | 62,16 | 1,26 |
| 2024 | 1,02 | 77,22 | 1,28 |
| 2025 | 1,04 | 91,39 | 1,31 |
| 2026 | 1,07 | 105,65 | 1,34 |
| 2027 | 1,10 | 113,87 | 1,38 |
| 2028 | 1,12 | 123,54 | 1,41 |
| 2029 | 1,15 | 130,30 | 1,44 |
| 2030 | 1,17 | 137,00 | 1,47 |

| Año | Tarata | Tacna y Yarada | Tomasiri |
|-----------|-------------|----------------|-------------|
| 2031 | 1,19 | 143,71 | 1,50 |
| 2032 | 1,21 | 150,45 | 1,52 |
| 2033 | 1,24 | 157,19 | 1,55 |
| 2034 | 1,26 | 158,08 | 1,58 |
| TC | 2,1% | 11,1% | 2,1% |

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL CVC ENERGÍA.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 5.2, se observa que CVC ENERGÍA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada” de 192,1% en el año 2029 (130,30 MW) respecto del 2022 (44,60 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico, en el periodo 2022-2034, ha disminuido mínimamente de 11,3% a 11,1%.

5.2 Plan de Inversiones 2021-2025

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

5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES

ELECTROSUR:

- **Sistema Eléctrico Tacna - Yarada**

- (1) *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Yarada para el año 2025.*

- **Sistema Eléctrico Tarata**

- (2) *Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026.*

CVC ENERGÍA:

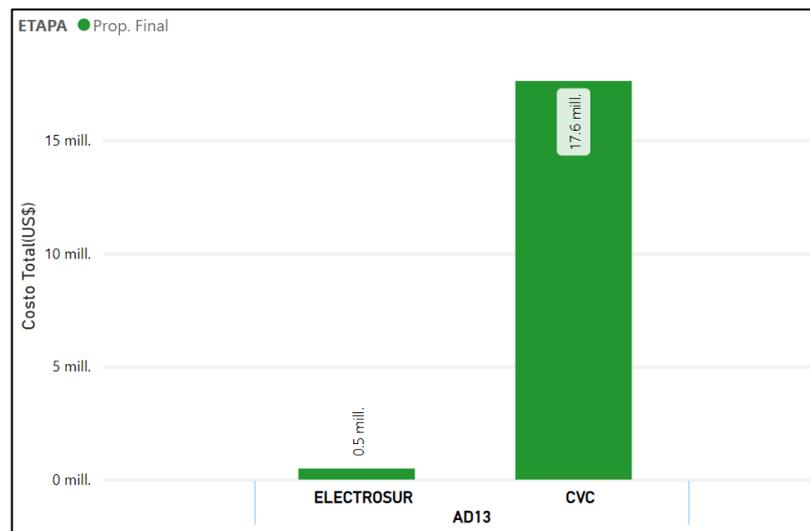
- **Sistema Eléctrico Tacna - Yarada**

- (3) *Implementar una nueva “SET Hospicio con Tp 220/60/22,9 kV de 60 MVA + LT 220 kV doble terna Los Héroes – Hospicio” para el año 2025.*
- (4) *Implementar del Segundo Circuito “LT 220 kV Los Héroes – Hospicio de 30,5 km” para el año 2026.*
- (5) *Implementar una nueva “LT 66 kV Hospicio – Yarada” para el año 2026.*

- (6) *Implementar un nuevo Transformador 66/22,9 kV de 25 MVA, celdas asociadas y dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Viñani para el año 2029.*
- (7) *Implementar una (01) Celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Yarada para el año 2026.*
- (8) *Implementar dos (02) Celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani para el año 2025.*

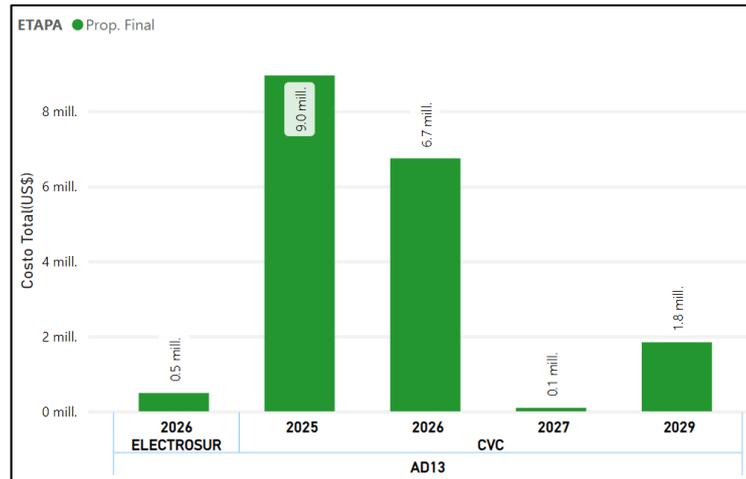
5.2.2 Propuestas de Inversiones

A partir de las observaciones realizadas por Osinergmin al ESTUDIO presentado en la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES en su PROPUESTA FINAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 13, que ascienden a un valor aproximado de 18,1 millones de dólares, compuesta por: i) ELECTROSUR: 0,5 millones de dólares y ii) CVC ENERGÍA: 17,6 millones de dólares.



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

- ELECTROSUR considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2026.
- CVC ENERGÍA considera ejecutar el 50,8% de su inversión total en el año 2025, el 38,3% de su inversión total en el año 2026, el 0,5% de su inversión total en el año 2027 y finalmente el 10,4% de su inversión total en el año 2029.



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

Cuadro N° 5.3
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 13
PLAN DE INVERSIONES SCT

| Proponentes/titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar) | Cantidad De Elementos |
|---------------------------------|-------------------|---------------|--|-----------------------|
| Total Área de Demanda 13 | 18 118 796 | 79,5 | 87 | 34 |
| ELECTROSUR | 487 979 | - | 2 | 5 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 188 260 | - | 2 | 1 |
| Compensador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 299 718 | - | - | 4 |
| Compensador | - | - | - | - |
| CVC ENERGÍA | 17 630 817 | 79,5 | 85 | 29 |
| AT | | | | |
| Celda | 1 005 033 | - | - | 4 |
| Línea | 2 725 472 | 18,5 | - | 1 |
| Transformador | 855 241 | - | 25 | 1 |
| MAT | | | | |
| Celda | 2 852 515 | - | - | 5 |
| Línea | 6 772 661 | 61,0 | - | 2 |
| Transformador | 2 237 991 | - | 60 | 1 |
| MT | | | | |
| Celda | 1 181 901 | - | - | 15 |
| Compensador | - | - | - | - |

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROSUR 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 13 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 Osinerghmin al ESTUDIO que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin 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 Osinerghmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinerghmin.

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 13, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en los Estudios presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, se ha observado ciertas falencias entre ellos:

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

- ELECTROSUR asocia las ventas de energía del sistema eléctrico de distribución “SER Inclán” al sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, cuando corresponde asociarlas al sistema eléctrico “Tomasiri”.
- ELECTROSUR no ha presentado la relación de clientes libres existentes (formato F-113) ni sus respectivos factores de caracterización en base al SICLI 2022.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado de las factibilidades para la incorporación de nuevas demandas.
- No se ha considerado la situación actual de restricción de agua en la zona de Tacna para la evaluación de las Demandas Incorporadas.
- Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, cuya metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.
- Dicho ello, a continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 13, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

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

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Se revisa la PROPUESTA FINAL de proyección de la demanda regulada y la data histórica considerada hasta el año 2022 – *presentada por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA* – a fin de verificar la existencia de cambios significativos en la demanda de energía de los sistemas eléctricos que conforman el AD 13.

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

Dicho ello, ELECTROSUR, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 18 cargas nuevas, de las cuales 14 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En el caso de CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 50 cargas nuevas, de las cuales 4 no han sido seleccionadas debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, presenta 40 solicitudes de demanda como usuarios regulados.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 50 cargas nuevas en la proyección de demanda del Área de Demanda 13 que cumplen con los criterios y formalidad que señala la NORMA TARIFAS. En el Cuadro N° 6.1 se muestra los valores de Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas e Incorporadas, consideradas por subestación, en la proyección del Área de Demanda 13.

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

| SET | BARRA | (kV) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|-----------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| TACNA | TACNA011A | 10 | - | - | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| VIÑANI | VINANI10 | 10,5 | - | - | 2,2 | 4,4 | 6,7 | 11,1 | 15,6 | 24,5 |
| YARADA | YARAD011A | 10,5 | - | - | 1,1 | 2,2 | 3,3 | 5,5 | 7,8 | 12,2 |
| C.ARICOTA | CARIC010 | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TARATA | TARAT010 | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| EL AYRO | EAYRO010 | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin.

Es importante mencionar que, en la proyección de la Demanda Incorporada, se ha consignado para las nuevas cargas agroindustriales, un factor de aumento de carga de 5% en el año de inicio 2024, que irá incrementándose a partir del

siguiente año hasta llegar al 100% en un horizonte de 10 años, ello considerando la incertidumbre de que se lleguen o no a incorporarse en el plazo que se tiene proyectado, entre otros; mientras que para las nuevas cargas que además tienen asociada la incertidumbre del permiso de Uso de Agua para expandir su producción y por ende su demanda de consumo eléctrico, se ha considerado un factor de incertidumbre de 3%, 6%, 9%, 16% que seguirá incrementándose hasta llegar a un valor de 63% en un horizonte de 10 años.

La validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinermin, se encuentran en el archivo MS Excel de los formatos "F-100", ver hoja "Factibilidades ELS" y "Factibilidades CVC" correspondiente al Área de Demanda 13.

Finalmente, a partir de las Opiniones y Sugerencias presentadas por CVC ENERGÍA y ELECTROSUR, referidas a las nuevas cargas incorporadas, resultaron como no acogidas, en correspondencia al análisis desarrollado en el Anexo A del presente Informe Técnico.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras de cada subestación; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 13. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 13 (en GWh)

| Año | MAT | AT | MT | Total |
|------|-----|-------|--------|--------|
| 2022 | - | 22,50 | 309,68 | 332,18 |
| 2023 | - | 22,50 | 313,69 | 336,19 |
| 2024 | - | 22,50 | 339,29 | 361,78 |
| 2025 | - | 22,50 | 361,41 | 383,91 |
| 2026 | - | 22,50 | 383,32 | 405,81 |
| 2027 | - | 22,50 | 419,24 | 441,74 |
| 2028 | - | 22,50 | 454,95 | 477,44 |
| 2029 | - | 22,50 | 518,66 | 541,16 |
| 2030 | - | 22,50 | 538,82 | 561,32 |
| 2031 | - | 22,50 | 580,42 | 602,92 |
| 2032 | - | 22,50 | 618,29 | 640,78 |
| 2033 | - | 22,50 | 652,80 | 675,30 |
| 2034 | - | 22,50 | 687,44 | 709,94 |

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinermin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 6,5%.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

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

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

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 13.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 13 (en MW)

| SUBESTACIÓN | Tensión | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|-------------------|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ALTO TOQUEPALA | 10 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| EL AYRO | 10 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| CASERIO ARICOTA | 10 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| CHALLAHUAYA | 10 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| TARATA | 10 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| TACNA | 10,5 | 4,1 | 4,1 | 4,6 | 4,8 | 4,8 | 4,9 | 5,0 | 5,0 | 5,1 | 5,1 | 5,2 | 5,2 | 5,3 |
| TACNA | 10,5 | 12,5 | 12,7 | 13,1 | 13,5 | 13,8 | 14,2 | 14,5 | 14,9 | 15,2 | 15,5 | 15,8 | 16,1 | 16,4 |
| PARQUE INDUSTRIAL | 10,5 | 14,5 | 14,7 | 15,0 | 15,3 | 15,6 | 15,9 | 16,2 | 16,5 | 16,7 | 17,0 | 17,2 | 17,5 | 17,8 |
| YARADA | 10,5 | 8,8 | 9,0 | 10,2 | 11,4 | 12,6 | 14,7 | 16,9 | 20,9 | 22,0 | 24,1 | 26,2 | 28,3 | 30,4 |
| VIÑANI | 10 | 4,2 | 4,3 | 6,3 | 8,3 | 10,3 | 14,2 | 18,1 | 25,8 | 27,8 | 31,6 | 35,5 | 39,4 | 43,3 |
| VIÑANI | 10 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| LOS HÉROES | 66 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| TOMASIRI | 10,5 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 2,2 |
| TOTAL | | 49,62 | 50,43 | 54,88 | 58,94 | 62,97 | 69,83 | 76,67 | 89,17 | 92,94 | 100,79 | 108,42 | 115,08 | 121,76 |

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

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

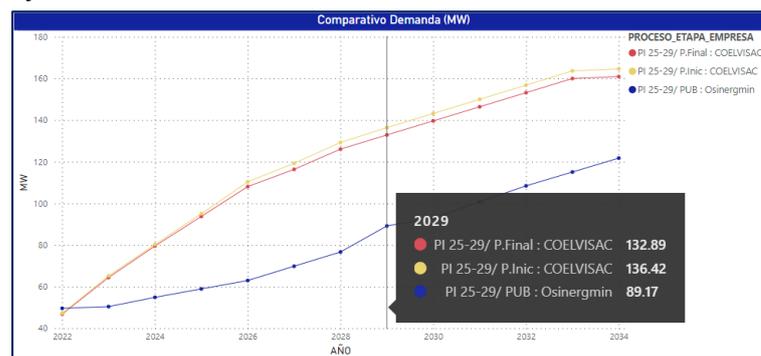
Cuadro N° 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

| Año | PROPUESTA Osinerghmin | PROPUESTA FINAL CVC | PROPUESTA INICIAL CVC |
|------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| 2022 | 49,62 | 46,81 | 47,19 |
| 2023 | 50,43 | 64,41 | 65,19 |
| 2024 | 54,88 | 79,53 | 80,31 |
| 2025 | 58,94 | 93,74 | 95,03 |
| 2026 | 62,97 | 108,06 | 110,38 |
| 2027 | 69,83 | 116,35 | 119,24 |
| 2028 | 76,67 | 126,07 | 129,26 |
| 2029 | 89,17 | 132,89 | 136,42 |

| Año | PROPUESTA Osinerghmin | PROPUESTA FINAL CVC | PROPUESTA INICIAL CVC |
|-----------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| 2030 | 92,94 | 139,64 | 143,20 |
| 2031 | 100,79 | 146,40 | 150,00 |
| 2032 | 108,42 | 153,18 | 156,81 |
| 2033 | 115,08 | 159,98 | 163,64 |
| 2034 | 121,76 | 160,92 | 164,61 |
| TC | 7,8% | 10,8% | 11,0% |

Fuente: Formato F-121. Considerando la demanda en AT y MT

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 significativamente de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, debido principalmente al análisis realizado en el numeral 6.1 del presente informe.

Gráfico N° 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico Tacna – Yarada (MW)



Nota: Formato F-121. Sin considerar la demanda en AT (Cliente Libre MINSUR).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión para el AD 13, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, como PROPUESTA FINAL, se ha identificado que:

- No se ha considerado como variables asociadas al crecimiento de las nuevas demandas incorporadas, el tema de las restricciones de agua (por el tema de regularización de los permisos por parte del ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha Diciembre 2022, que impactan en la proyección de demanda libre.
- No se ha considerado los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 para dar solución a la problemática presentada en el presente proceso a nivel de alimentadores.
- Se ha considerado en el corto plazo (año 2025) un proyecto con características ITC, avizorado por el COES en la actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, en el presente Plan de Inversiones 2021-2025.
- Se ha solicitado alimentadores para uso exclusivo de atención de la demanda de clientes libres.
- No subsana de manera correcta, específica y en algunos casos no absuelve las observaciones realizadas en el Anexo A.

6.2.1 Consideraciones

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

- Información sobre el tema de las restricciones de agua (asociado a la regularización de los permisos del ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha diciembre 2022; que impactan en la proyección de demanda libre.
- Optimizar el uso de las instalaciones existentes, considerando la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's; con la finalidad de incorporar instalaciones o equipamientos adicionales, siempre y cuando estas soluciones resulten más eficientes que la implementación de nuevas instalaciones o equipamientos.
- Verificar que desde la parte técnica-económica-operativa hay alternativas de solución más eficientes que se resuelven a nivel distribución frente a la implementación de un proyecto en subtransmisión.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Implementar nuevos transformadores de potencia considerando las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin, y que la capacidad en cada devanado de los transformadores

debe ser la misma, con la finalidad que pueda ser rotado dentro del parque de transformadores que conforma el AD 13.

- Considerar el impacto en la planificación del Plan de Inversiones de los proyectos de “Instalaciones de Transmisión de Conexión” (ITC) en evaluación y análisis del COES para el presente Plan de Transmisión 2025-2034.
- Renovar instalaciones del SSTD o que hayan cumplido más de 30 años de antigüedad, siempre y cuando se presente la documentación y/o información adicional que justifique algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando el Elemento y/o partes de sus componentes.
- Consultar al solicitante de nuevos proyectos (SET y/o Líneas de Transmisión) que evalúen los riesgos de problemas de servidumbre, ruta, financiamiento y/o disponibilidad de terrenos con la finalidad de disminuir la incertidumbre de ejecución del proyecto solicitado.
- Dimensionar las líneas de transmisión considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Considerar como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022; y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se considera 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 ELECTROSUR, las instalaciones del SST y SCT del AD 13, a diciembre de 2022, son las que figura en el Anexo C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la actualización y/o modificación correspondiente.

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

Respecto a las congestiones de las Líneas de Transmisión y sobrecargas de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 13, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent hasta el año 2029;

para ello se ha considerado los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible acopiada por Osinerghmin.

De otro lado, mediante las visitas técnicas “in situ” a las instalaciones de ELECTROSUR en el mes de agosto de 2023 se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos (nuevos y reforzamientos) retrasados en su ejecución y que actualmente no han sido implementados en los años previstos, aprobados en los PI 2013-2017, PI 2017-2021 y PI 2021-2025 (proyectos con POC hasta el año 2022), siendo uno de los proyectos más relevantes: “Nueva SET Zofratacna 66/10 kV – 25/25/25 MVA” y “LT 66 kV Deriv. Zofratacna – Zofratacna” y “LT 66 kV Los Héroes – Deriv. Zofratacna”. Dichas instalaciones correspondientes al PI 2017-2021 debieron ser implementadas antes de mayo 2021. Asimismo, se verificó que se cuenta con una potencial demanda de clientes libres de tipo “agroindustrial” en las zonas de Yarada, Viñani y Hospicio; no obstante, actualmente su limitación de crecimiento está dada por la falta de suministro de electricidad, regularización de permisos por el uso de agua asociado a las Licencias que emite el ANA para este tipo de actividad en el amparo del Decreto Supremo N° 025-2007-AG, y el estado de veda del recurso hídrico que existe en la zona.

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

- **Sobrecarga de Transformadores**

Sobre el parque de transformadores de dos (02) devanados, se avizora sobrecarga en la SET Viñani al año 2029:

| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET VIÑANI | 66 | 10 | 25 | 103% |

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

Respecto al parque de tres (03) devanados, se avizora sobrecarga en la SET Yarada al año 2029:

| 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 |
|------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|--------------------------|
| SET YARADA | 60 | 23 | 10 | 25 | 25 | 25 | 108% |

Fuente: Formatos F-202 (Propuesta Osinerghmin)

Por otra parte, cabe señalar que a partir de los años 2031 y 2032 se avizoran sobrecargas en las subestaciones: SET Sarita, SET Caserío Aricota, SET Tarata y SET El Ayro, debido al ingreso de nuevas cargas incorporadas como Cliente Libre a ser atendidas por ELECTROSUR.

| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET Sarita | 66 | 33 | 2 | 135% |

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|---------------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET Caserío Aricota | 33 | 10 | 0.64 | 106% |

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET Tarata | 33 | 10 | 0.8 | 150% |

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

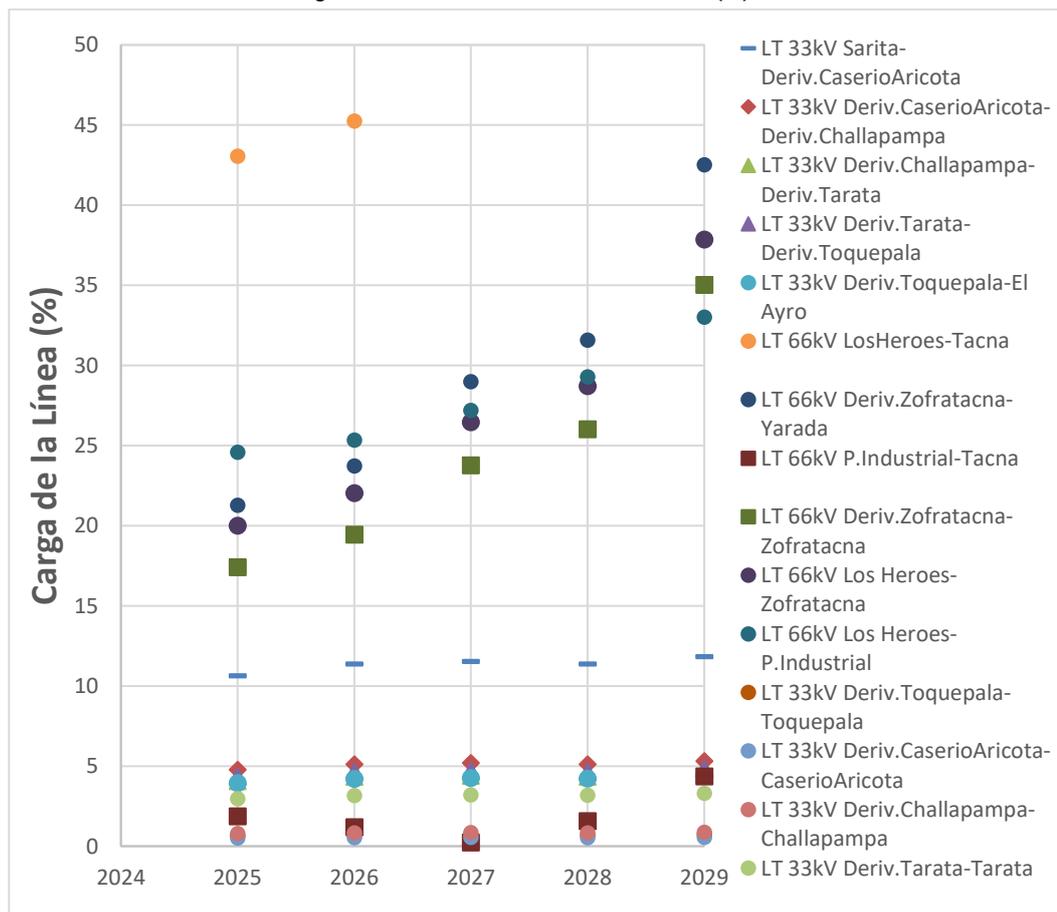
| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|-------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET El Ayro | 33 | 10 | 0.8 | 211% |

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2032

• **Congestión en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 13, conforme se muestra en la gráfica siguiente:

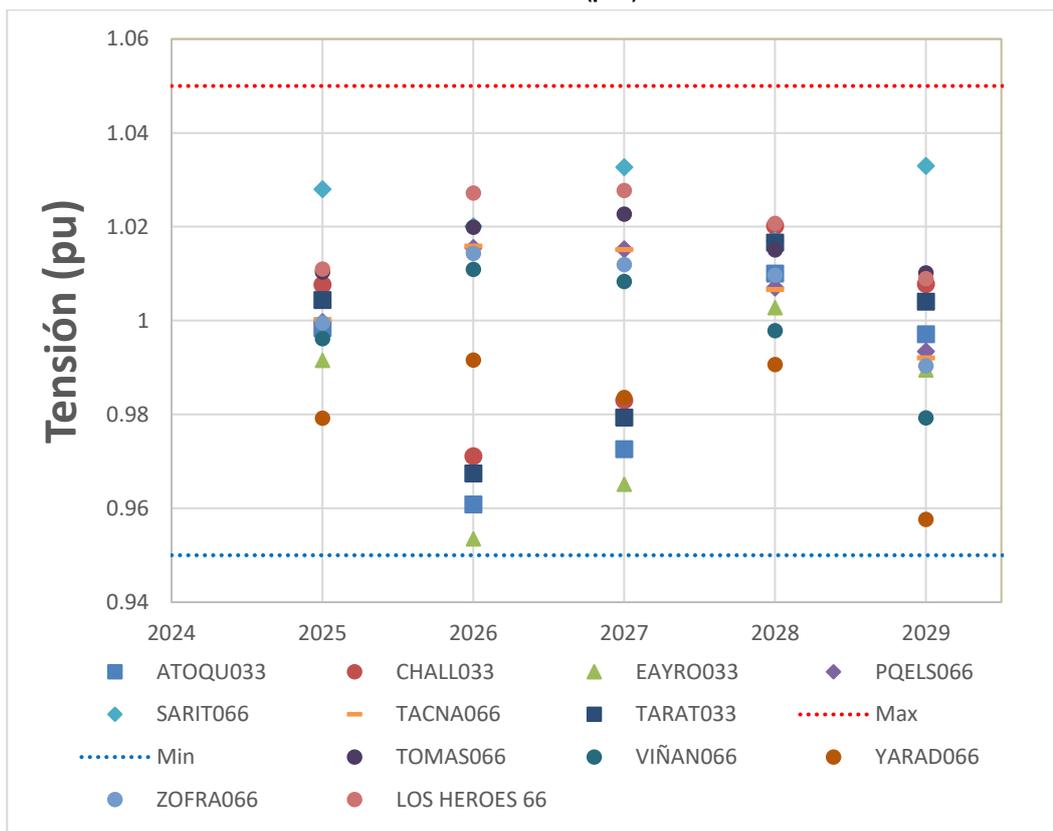
Gráfico N° 6.3
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



• **Perfiles de Tensión**

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

Gráfico N° 6.4
Perfil de tensiones (p.u.)



Cabe señalar que, a partir del año 2032, se presenta caída de tensión en el ramal de la “LT 33kV Sarita – Caserío Aricota – Challagua – Tarata – Alto Toquepala – El Ayro”, debido a la nueva demanda incorporada que se atenderá en la SET El Ayro a partir del año 2032.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el AD 13, se han identificado que se requieren proyectos nuevos y refuerzos para incrementar la capacidad de transformación y mejorar los perfiles de tensión en el Sistema dentro del periodo de análisis 2025-2029.

A continuación, se realiza el análisis y el planteamiento de alternativas para cada sistema eléctrico:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Tacna - Yarada

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd) – sustentan que se requiere de nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

A continuación, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico en análisis:

i. Implementación de una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Yarada.

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2025, no requiere ser implementado por temas de incremento de demanda en el alimentador O-164, debido a que en la modificatoria del PI 2021-2025, se aprobó para el año 2023 un alimentador en 22,9 kV con la finalidad de descongestionar los alimentadores existentes en 10 kV, mejorar la confiabilidad entre alimentadores y la calidad de suministro para la atención de la demanda ubicada a largas distancias. Cabe mencionar que, a partir de la información de la DSE a diciembre de 2023, se verifica que dicha instalación no se encuentra calificada como Obra en Curso, sin tener ninguna gestión para ejecutar el proyecto.

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

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

ii. Implementación de una nueva SET Hospicio con Tp 220/60/23 kV de 60 MVA y LT 220 kV doble terna Los Héroes – Hospicio.

Al respecto, no corresponde la aprobación en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones del proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2025 ante el incremento de demanda en el sistema eléctrico “Tacna-Yarada”, debido a que dicho proyecto se enmarca en las características de un proyecto de “Instalación de Transmisión de Conexión” (ITC) – *considerando la definición del artículo 4.32 de la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, que modifica la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM* – cuya responsabilidad de planificación está a cargo del COES como parte de su proceso de Actualización del Plan de Transmisión.

Por otra parte, en el Informe Legal N° 096-2024-GRT se consignan argumentos adicionales relacionados con la interpretación de la Norma del Plan de Transmisión⁸ que realiza CVC ENERGÍA como parte de los argumentos que desarrolla en su PROPUESTA FINAL, y sobre un posible acto de infringir el principio de legalidad y el debido procedimiento por parte del Regulador.

⁸ Norma “Criterios y metodología para la elaboración del plan de transmisión”, aprobada por Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar lo siguiente:

- Sobre la necesidad y factibilidad de aprobarse el proyecto solicitado dentro de un proceso de Plan de Inversiones, se realizó el análisis en los Informes Técnicos N°570-2022-GRT y N°655-2022-GRT, que sustentan la publicación y el recurso de reconsideración del proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, lo cual se complementa con lo indicado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.
- En la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión 2023-2032 y en el Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034, el COES avizora la necesidad de disponer un proyecto ITC 220 kV en el sistema eléctrico Tacna – Yarada por temas de confiabilidad “N-1”, tal es así que de las reuniones internas entre entidades COES y Osinergmin se comentó que los proyectos avizorados en el Largo Plazo en la actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, serán la base para ser considerados en la planificación de las ITC dentro del periodo vinculante para solucionar las problemáticas identificadas en el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034. En ese sentido, el proyecto “Nueva SET Garita 220/66 kV – 120 MVA, LT 220 kV Los Héroes – Garita y enlaces asociados”, es candidato para ser considerado en la evaluación y análisis del COES en el periodo vinculante de la planificación de las ITC para el AD 13.

Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinergmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y se sincronice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

- Si bien CVC ENERGÍA indica que lo solicitado se requiere para el año 2025, cabe precisar que de la revisión y actualización de la proyección de demanda – *considerando el análisis desarrollado en el numeral 6.1 del presente Informe* – para el Sistema Eléctrico Tacna -Yarada se requeriría, a partir del año 2030, un proyecto en 220 kV con características de ITC para la zona del AD 13 por incremento de demanda que ocasionaría caída de tensión en las barras de Media Tensión (MT) correspondientes a la subtransmisión.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SE Tacna - Yarada. Elaboración Propia.

No obstante, del análisis eléctrico en el AD 13 – que considera la actualización de la proyección de demanda realizada por Osinerghmin – se verifica en el diagnóstico que, a partir del año 2029 existe la necesidad de descargar la SET Yarada por sobrecarga y atender el crecimiento de las nuevas demandas incorporadas sustentadas en el AD 13.

En ese sentido, se ha realizado el análisis de dos (02) alternativas: 1) “Nueva SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA + LT 66 kV Viñani – Hospicio” a partir del año 2029; y 2) “Nueva SET Hospicio con TP 220/60/23 kV de 60/60/60 MVA + LT 220 kV Los Héroes – Hospicio” a partir del año 2025. Cabe señalar que ambas alternativas tendrán como alcance optimizar la distribución de las cargas en la zona Viñani – Yarada – Hospicio:

| Nombre | Costos de Inversión ⁽⁴⁾ | | | | Total Inversión | Costos de Explotación ⁽⁴⁾ | | | p.u. |
|---------------|------------------------------------|-----------|-------------------------------|-----------|--------------------|--------------------------------------|----------|------------------------|-------|
| | Transmisión | | Transformación ⁽³⁾ | | | OyM | Pérdidas | Costo Total US\$ | |
| | MAT | AT | MAT/AT | AT/MT | | | | | |
| Alternativa 1 | - | - | 1,836,586 | 3,012,541 | 4,849,128 | 670,317 | 968,224 | 6,487,668 | 1.000 |
| Alternativa 2 | 5,750,975 | 4,898,437 | - | 266,009 | 10,915,422 | 2,299,713 | -624,467 | 12,590,668 | 1.941 |

Alternativa seleccionada: Alternativa 1

Por lo expuesto, la alternativa técnica – económica de mínimo costo, corresponde a la Alternativa 1, siendo necesario para el sistema eléctrico Tacna-Yarada, implementar una “Nueva SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA + LT 66 kV Viñani – Hospicio” que permitirá optimizar la distribución del crecimiento de las cargas en la zona Viñani – Yarada – Hospicio para la atención de la demanda regulada y libre. Asimismo, cabe indicar que el proyecto ITC en 220 kV que avizora el COES – dentro del periodo vinculante de las ITC del Plan de Transmisión 2025-2034 para el AD 13 – se integrará con el proyecto aprobado, por lo que permitirá mejorar de manera integral la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico en la región Tacna, siendo sostenible en el largo plazo.

Asimismo, señalar que la nueva SET permitirá descargar la demanda regulada y libre en 10 kV de ELECTROSUR correspondiente a la SET Yarada; por lo que ELECTROSUR requerirá de una nueva celda de

alimentador en 10 kV en la nueva SET Hospicio para realizar traslado de carga.

Por otra parte, el proyecto aprobado permitirá disponer de capacidad de transformación en 10 kV y 22,9 kV, que servirá para la atención del crecimiento de la demanda eléctrica de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA en la zona de Viñani - Yarada – Hospicio. Asimismo, el proyecto SET Hospicio 66/10/23 kV, se integrará con el futuro proyecto ITC en 220 kV (SET Garita) que viene avizorando el COES dentro del proceso de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034, con el cual mejorará la confiabilidad de la región Tacna.

Por lo expuesto, se aprueba para CVC ENERGÍA una nueva “SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA y celdas asociadas”, y se aprueba para ELECTROSUR una “(01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Hospicio”, ambos proyectos para el año 2029.

Es importante enfatizar que, dado que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en el Área de Demanda 13 que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática. En línea con ello, durante el desarrollo del proceso regulatorio en curso se ha venido realizando reuniones de coordinación con dicho comité, en las cuales se ha tomado conocimiento de la formulación de alternativas de expansión para el sistema. En ese sentido, se considera que la necesidad en el mediano plazo descrita por CVC ENERGÍA, será resuelta con el aporte del proyecto ITC que deberá ser canalizado a través del Plan de Transmisión, conforme se establece en la normativa vigente. Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinerghmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y se sincronice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

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

iv. Implementación del Segundo Circuito de LT 220 kV Los Héroes – Hospicio de 30,5 km

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2026, – *que complementa al proyecto del ítem iii*) – no requiere ser implementado, debido a que no se aprueba el proyecto solicitado según el análisis realizado en el ítem iii).

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

v. **Implementación de una LT 66 kV Hospicio – Yarada**

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2023, no corresponde ser analizado al estar fuera del periodo de análisis vinculante del presente proceso regulatorio del Plan de Inversiones 2025-2029

Sin perjuicio, de lo mencionado cabe indicar, que el Elemento solicitado no sería necesario, debido a que el COES en su “Propuesta de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034”, publicada el 31 de mayo 2024, avizora la necesidad de implementarse un proyecto ITC “Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas” para el año 2030, con un enlace en la SET Yarada, que permitirá solucionar los problemas de caída de tensión y confiabilidad para el sistema eléctrico Tacna – Yarada.

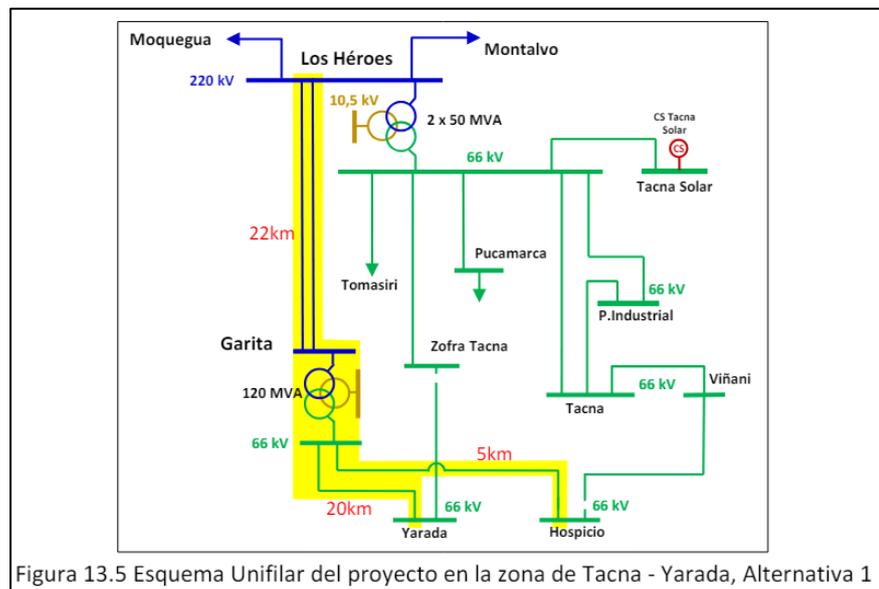


Figura 13.5 Esquema Unifilar del proyecto en la zona de Tacna - Yarada, Alternativa 1

Fuente: “Propuesta de Actualización del PT 2025-2034”. Informe “Anexo M.1 Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)” (página 248)

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

vi. **Implementación de un nuevo TP 66/23 kV de 25 MVA y Barra en 66 kV, en la SET Viñani y celdas asociadas**

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2029, requiere ser implementado, debido a que se avizora una sobrecarga en el devanado de MT del transformador 66/10 kV de 25 MVA, dentro del periodo del 2025-2029:

| Nombre | Lado HV Barras | Lado ML Barras | Potencia Nominal (MVA) | Factor de Utilización |
|------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| SET VIÑANI | 66 | 10 | 25 | 103% |

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

Cabe señalar que, proyecto solicitado a ejecutarse en la SET Viñani operará en paralelo al Transformador de 66/10 kV de 25 MVA, incrementando la capacidad de transformación en 10 kV y creando capacidad de transformación en 22,9 kV, que permitirá atender el crecimiento de la demanda regulada y libre; y brindar de confiabilidad a la demanda conectada de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA en la barra de 10 kV de la SET Viñani. Cabe precisar que, la atención del servicio de electricidad de la demanda regulada deberá ser de responsabilidad de cada concesionario de distribución eléctrica dentro de su zona de concesión.

Adicionalmente, a partir de la Opinión y Sugerencia de CVC ENERGÍA – que se analiza en el Anexo A del presente Informe Técnico – se considera necesario implementar el Elemento “Celda de línea 66 kV” para la llegada de la “LT 66 kV Tacna – Viñani” (existente) ante la ejecución de la barra 66 kV en la SET Viñani, a ser implementada para el año 2029. Asimismo, cabe precisar que una vez se implemente el proyecto de configurar la simple barra en 66 kV para instalar el Transformador 66/23/10 kV de 30 MV en paralelo con el TP existente en SET Viñani; la celda de línea-transformador 66 kV (existente) en SET Viñani pasará a utilizarse y operar como celda transformador 66 kV para el TP existente en Viñani, de propiedad de ELECTROSUR. Además, cabe señalar que CVC ENERGÍA será responsable de instalar componentes nuevas de los Elementos aprobados, no permitiéndose reutilización de componentes de otros Elementos que no son de su propiedad; teniendo en cuenta, que la remuneración de los Elementos aprobados en los Planes de Inversión corresponde a Elementos nuevos y por ende sus componentes que la conforman.

Por lo expuesto, se aprueba un Transformador 66/23/10 kV de 25/25/25 MVA y sus celdas asociadas, que operará en paralelo con el transformador existente de la SET Viñani, así como la celda de transformador y medición en 22,9 kV. Asimismo, se aprueba una “celda de línea 66 kV”, necesaria para implementar la simple barra 66 kV en SET Viñani. Esta instalación estará asignada a CVC ENERGÍA de forma definitiva; salvo que el incumbente o TITULAR de la subestación, donde se desarrollará el proyecto aprobado, se pronuncie dentro del presente proceso.

vii. Implementación de una nueva Celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Yarada

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2026, no requiere ser implementado, debido que la atención de la demanda será de uso exclusivo de clientes libres (al estar dentro del área de concesión de ELECTROSUR). En ese sentido, se verifica que, si bien hay capacidad de transformación en la SET Yarada – donde habrá capacidad de transformación para hacer uso de la atención de la

demanda regulada y libre – se verifica que las celdas de alimentador de 22,9 kV (solicitadas) serán de uso exclusivo para la demanda libre de CVC ENERGÍA en la zona, por lo que no corresponde ser aprobada en el presente proceso de Plan de Inversiones 2025-2029.

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

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

viii. Implementación de (02) nuevas celdas de alimentador de 10 kV en la SET Viñani

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2025, del análisis realizado considerando el formato F-204, solo se requiere implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV, la cual es suficiente para atender la demanda regulada de 163 kW desde la SET Viñani, que actualmente ha sustentado CVC ENERGÍA en el presente proceso regulatorio del PI 2025-2029, y de las cuales se encuentran dentro de su zona de concesión de distribución. Cabe precisar que, la aprobación de la celda de alimentador de 10 kV se motiva para atender la demanda regulada dentro de la zona de concesión de distribución de CVC ENERGÍA.

Finalmente, cabe mencionar que CVC ENERGÍA ha solicitado en sus Opiniones y Sugerencia celdas de alimentador en 23 kV indistintamente si el uso es para usuarios regulados o libres. Al respecto, no se ha acogido lo solicitado, debido a que aprobar alimentadores en 23 kV, donde CVC ENERGÍA no ha demostrado y sustentado que atendería demanda regulada y libre; sino clientes libres que harían uso exclusivo de la celda de alimentador – *en este escenario* – no ameritaría aprobar celdas de alimentador en 23 kV por el Plan de Inversiones. Asimismo, referido aprobar Elementos de uso exclusivo para clientes libres, se analiza en el Informe Legal que complementa al presente Informe Técnico. Cabe indicar que, en el Anexo A del presente Informe Técnico, se ha realizado un mayor análisis al respecto.

Por lo expuesto, se aprueba una (01) celda de alimentador de 10 kV en la SET Viñani para el año 2025, con la finalidad de atender su demanda regulada dentro de su zona de concesión de distribución.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Tarata

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd)* – sustentan que se requiere de nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

A continuación, se analiza el proyecto de inversión solicitado por ELECTROSUR para el sistema eléctrico en análisis:

ii. Implementación de un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV + una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2026, requiere ser implementado, debido a que se ha sustentado la existencia de la demanda regulada de tipo rural (localidades de la Cuenca del río Maure) que actualmente no cuentan con servicio eléctrico, por lo que requieren ser atendidas en 22,9 kV debido a la magnitud y distancia del punto de suministro más cercano que es la SET Tarata, la cual dispone actualmente de un devanado en 10 kV para la atención de la demanda eléctrica.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado para el año 2026, considerando que la celda de transformador en 10 kV y celda de línea - transformador 33 kV (ambas existentes) serán utilizadas. Asimismo, se dispone a rotar el Transformador 33/10 kV de 2 MVA (que se verificó en la visita técnica "in situ") de la SET Tarata a SET El Ayro para el año 2026.

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

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Tomasiri

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd)* – sustentan que no se requiere de nuevas instalaciones dentro del periodo 2025-2029. Asimismo, no se ha presentado propuestas de inversión para el sistema eléctrico en análisis por parte del TITULAR responsable.

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

6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinerghmin, 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. Asimismo, en el formato "F-305", se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo E para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar que en el caso que las empresas concesionarias responsables de ejecutar los proyectos aprobados

en el presente Plan de Inversiones, prevean que no podrán cumplir con la implementación del proyecto en la POC señalada, tienen la facultad de evaluar en acogerse al numeral VI.2 del artículo 139 del Reglamento de Transmisión, con la finalidad de evitar retrasos en la ejecución del proyecto aprobado en el Plan de Inversiones, que afecten directamente a la seguridad, eficiencia, confiabilidad y continuidad del sistema eléctrico, y cuyo perjuicio se vería reflejado a los usuarios del Área de Demanda.

- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** Conviene precisar que en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

Finalmente, cabe señalar que cualquier proyecto que ejecute el TITULAR responsable antes de la fecha POC prevista, corresponderá su remuneración en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, que se encuentre 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.

En el caso del Área de Demanda 13, no se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 13, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.8
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 13
PLAN DE INVERSIONES SCT

| Proponentes/titulares | Inversión (USD) | Longitud (km) | Potencia de Transformación (MVA) | Cantidad de Elementos |
|---------------------------------|------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------|
| Total Área de Demanda 13 | 6 862 057 | 21 | 67 | 21 |
| ELECTROSUR | 462 989 | - | 2 | 5 |
| AT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | 169 710 | - | 2 | 1 |
| MAT | | | | |
| Celda | - | - | - | - |

| | | | | |
|--------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|
| Línea | - | - | - | - |
| Transformador | - | - | - | - |
| MT | | | | |
| Celda | 293 279 | - | - | 4 |
| Compensador | - | - | - | - |
| CVC ENERGÍA | 6 399 068 | 21 | 65 | 16 |
| AT | | | | |
| Celda | 1 239 227 | - | - | 5 |
| Línea | 2 053 818 | 21 | - | 1 |
| Transformador | 2 397 727 | - | 65 | 2 |
| MT | | | | |
| Celda | 708 296 | - | - | 8 |
| Banco | - | - | - | - |

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

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁹, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que no han sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo a lo informado por el respectivo TITULAR en su propuesta; y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (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 TARIFAS¹⁰, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento

⁹ (...)

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

¹⁰

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

acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Por lo expuesto, de la revisión de la PROPUESTA INICIAL por parte de los Titulares del Área de Demanda 13 - *que presentaron su ESTUDIO dentro del plazo correspondiente a la etapa del proceso* – no se ha presentado ninguna propuesta de solicitud que haya motivado la necesidad de retirar instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA para el Área de Demanda 13 (AD 13), se concluye y recomienda que:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica es de 7,8%; siendo 6,7% mayor que la PROPUESTA FINAL presentado por ELECTROSUR y 10,8% menor que la PROPUESTA FINAL presentado por CVC ENERGÍA, para el periodo 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 13, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 8 041 220 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada a las empresas ELECTROSUR y CVC ENERGÍA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 13, no 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 13, 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 retiros aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/ncha



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYÁ 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 Osinergmin.
- Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.
- Anexo F** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación por ELECTROSUR

El 26 de marzo del 2024, con CARTA-GE-395-2024, ELECTROSUR presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGHMIN, "NO SE ACOGE" ninguna Opinión y Sugerencia, según lo desarrollado a continuación:

1. Sobre el nuevo Transformador 66/23/10 kV y 25/25/25 MVA en la SET Viñani

ELECTROSUR menciona que en la aprobación del PI 2025-2029, Osinerghmin consideró un total de 31 factibilidades de CVC ENERGÍA, de tipo agrícola y pecuaria.

Además, indica que para la proyección de demanda se consideró el perfil de medición del alimentador O-125 (0,84 MW) y la factibilidad del proyecto Sistema de utilización en media tensión 10 kV, para el suministro de energía eléctrica para la Empresa Aqua Gas Tacna S.A.C. (2,75 MW). Añade que, con la puesta en servicio de la SET Zofratacna en el año 2025 y a partir del año 2026 se realizará la transferencia de carga del alimentador O-125 a la SET Zofratacna, con el cual la demanda de la SET Viñani disminuirá y podrá tomar las cargas que viene tramitando CVC ENERGÍA sin la necesidad de disponer de la puesta en operación de un nuevo transformador.

Por tanto, ELECTROSUR indica que en la comparación entre la proyección de la demanda elaborado por Osinerghmin y su representada, con sus respectivos factores de uso, se evidencia que la SET Viñani no presentaría sobrecarga hasta el año 2029:

| DESCRIPCIÓN | POTENCIA (MW) | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---------------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | |
| TOTAL MT VIÑANI - OSINERGHMIN | 6.13 | 6.25 | 8.12 | 9.84 | 11.55 | 14.80 | 18.05 | 24.37 | 26.05 | |
| TOTAL MT VIÑANI - RECALCULO ELS | 6.13 | 6.25 | 10.87 | 12.59 | 7.89 | 11.12 | 14.34 | 20.64 | 22.30 | |
| FACTOR DE USO (%) - OSINERGHMIN | 25.80 | 26.32 | 34.20 | 41.42 | 48.64 | 62.32 | 76.00 | 102.61 | 109.68 | |
| FACTOR DE USO (%) - RECALCULADO ELS | 25.80 | 26.32 | 45.78 | 53.00 | 33.23 | 46.81 | 60.39 | 86.89 | 93.89 | |
| DIFERENCIA | 0.00 | 0.00 | -11.58 | -11.58 | 15.41 | 15.51 | 15.61 | 15.71 | 15.79 | |

Por lo que, ELECTROSUR concluye que el Transformador 25 MVA - 66/23/10 kV SET Viñani, aprobado por Osinerghmin para la empresa CVC ENERGÍA, no será necesario su implementación al año 2029 y por tanto sugiere evaluar su necesidad para el el PI 2029-2034.

Por otra parte, ELECTROSUR señala haber realizado una inspección de campo a ocho (08) factibilidades de las (31) solicitadas por CVC ENERGÍA, y señala que la gran mayoría son terrenos baldíos, terrenos con poca actividad agrícola y otros sin actividad alguna.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se ha realizado la revisión del sustento presentado en el archivo Excel "SET Viñani V2" remitido por ELECTROSUR, en relación a la transferencia de carga desde la SET Viñani a la SET Zofratacna, que menciona ELECTROSUR a ser implementada en el año 2026, verificándose que la demanda considerada a ser trasladada a la SET Zofratacna son a los nuevas cargas incorporadas (cliente libres: Empresa Aqua Gas Tacna SA, Municipalidad Provincial de Tacna – Pozo PV5 y Municipalidad Provincial de Tacna – Pozo PV6); no obstante, estos clientes no han sido considerados en el archivo F-100 de la proyección de demanda del AD 13, debido a la falta de sustento de dichas cargas. En ese sentido, el escenario presentado por ELECTROSUR no es factible de realizarse.

Por otra parte, en cuanto a las inspecciones de campo presentadas y realizadas por ELECTROSUR a las demandas incorporadas aprobadas para el AD 13, cabe señalar

que CVC ENERGIA presentó la documentación y el cumplimiento de los criterios del Anexo B del presente informe. Además, las nuevas cargas incorporadas aprobadas, han sido afectadas por un factor de incertidumbre, debido a que en el presente proceso se ha tenido conocimiento sobre problemas capacidad del recurso acuífero en la zona de Tacna (“Estudio Hidrogeológico del Sistema Caplina”, aprobado con Resolución N°028-2023-ANA-AAA.CO), aprobación y/o regularización de permisos por el uso de agua para proceso productivos y avances reales en la zona (según la visita técnica “in situ”) de las nuevas cargas incorporadas.

Por lo tanto, no se atiende lo solicitado por ELECTROSUR.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación por CVC ENERGÍA

El 26 de marzo del 2024, con carta CEV N° 1090-2024/GG.GG, CVC ENERGÍA presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por OSINERGHMIN, de las (7) Opiniones y Sugerencias presentadas: “SE ACOGE” (1), “SE ACOGE PARCIALMENTE” (1) y “NO SE ACOGE” (5), según lo desarrollado a continuación:

1. Demanda incorporada – cronograma de ingreso de cargas

CVC ENERGÍA, manifiesta que en el formato F-100 que sustenta el Informe Técnico N° 094-2024-GRT de la Resolución N°017-2024-OS/CD, se ha considerado un cronograma de ingreso de cargas que en 30 años no llega al 100% de lo que de manera documentada se ha proyectado, debido a que Osinerghmin aplica un factor de incertidumbre por una supuesta falta de permiso para el uso de aguas subterráneas.

Además, CVC ENERGÍA indica que Osinerghmin no considera que gran parte de la demanda presentada (nuevas cargas incorporadas), ya fueron evaluadas en proceso de Modificación del PI 2021-2025, proceso en el cual se incluyeron todos los factores de incertidumbre asociados a dichas cargas; donde a cambio de considerar el cronograma de ingreso propuesto por los propios clientes, Osinerghmin consideró un cronograma de ingreso en 11 años que alcanzaba el 100% de las cargas propuestas; sin embargo, CVC ENERGÍA menciona que en el presente procedimiento de aprobación del PI 2025-2029 se ha cambiado de criterio mediante la aplicación de dicho factor de incertidumbre sin alcanzar el 100% de la carga presentada.

Por lo señalado, CVC ENERGÍA solicita mantener el criterio de considerar los porcentajes de ingreso de carga hasta alcanzar el 100% de lo propuesto, en el horizonte de 10 años, conforme fue considerado en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, con lo cual conllevaría a una oportuna implementación de la SET Hospicio 66/23/10 kV.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, como se menciona en el numeral 3.6 del Informe Legal N° 096-2024-GRT:

“La demanda es un insumo esencial para la aprobación de inversiones y debe ser comprobada, particularmente aquellas cargas significativas de los clientes libres ... Osinerghmin debe tomar en cuenta la demanda existente y la proyectada que cumpla las condiciones normativas y genere certeza en el planeamiento antes de aprobar un determinado proyecto en el Plan de Inversiones”.

En ese sentido, en el proceso del PI 2025-2029 se ha considerado:

- i. Información recopilada de las demandas nuevas incorporadas que se aprobaron en la Modificación del PI 2021-2025 (proceso en el cual no se efectuaron visitas técnicas), así como nuevas cargas incorporadas presentadas en el presente proceso; e
- ii. Información del “Estudio Hidrogeológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina” aprobado mediante Resolución Directoral N° 0208-2023-ANA-AAA.CO, la cual constituye información a la que recientemente el Regulador tuvo acceso toda vez que se recopiló a partir del Oficio N° 1680-2023-GRT remitido a la Autoridad Nacional del Agua (ANA) sobre las autorizaciones y/o regularizaciones de explotación de agua subterránea en el departamento de Tacna y otros; así como sobre las prohibiciones y limitaciones especiales para la explotación de agua subterránea. Al respecto, mediante Oficio N° 0676-2023-ANA-AAA.CO, la ANA ratificó la declaratoria de veda dictada con el Decreto Supremo N° 065-2006-AG

para el acuífero del valle del río Caplina declarada por sobreexplotación del acuífero; situación que persiste hasta la fecha.

En consecuencia, ante la nueva información recopilada y analizada en el presente proceso regulatorio del PI 2025-2029 – *información que no se disponía en el proceso de modificación del PI 2021-2025* – resulta necesario aplicar a las nuevas cargas incorporadas aprobadas, un factor de incertidumbre – *menor a lo aprobado en la Modificación del PI 2021-2025* – debido a la actualización de la información sobre problemas de capacidad del recurso acuífero en la zona de Tacna, asociado a la aprobación y/o regularización de permisos por el uso de agua para procesos productivos y avances reales en la zona (según la visita técnica “in situ”) de las nuevas cargas incorporadas.

Por lo tanto, no es procedente atender lo solicitado por CVC ENERGÍA.

Conclusión

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

2. Criterio N-1 para Líneas de Transmisión

CVC ENERGÍA indica que, en el archivo DigSILENT que forma parte del Informe Técnico N° 094-2024-GRT que sustenta la Resolución N°017-2024-OS/CD, se observa que a partir del año 2028 la línea L-6640 (Los Héroes-Tacna) superará los 30 MW, por lo cual requiere de un proyecto que le brinde redundancia bajo el criterio N-1.

CVC ENERGÍA señala que ante la desconexión de la L-6640 (Los Héroes-Tacna) en el año 2029 se presentaría una sobrecarga mayor al 20% en la L-6636 (Los Héroes-Parque Industrial), no cumpliéndose el criterio de seguridad y confiabilidad establecido en la NORMA TARIFAS. Además, se observa que en el año (2030) ya no se presenta esta sobrecarga por el ingreso de la SET Garita cuyo ingreso ha sido considerado para el año 2030 por el Osinerghmin.

CVC ENERGÍA indica que, en su PROPUESTA FINAL consideró la implementación de una segunda terna Los Héroes – Tacna para solucionar la problemática descrita.

Por lo señalado, CVC ENERGÍA solicita considerar su proyecto propuesto o seccionar la Línea L-6636 en “Pi” para tener un doble circuito entre Los Héroes-Tacna. Asimismo, CVC ENERGÍA señala que ambas alternativas serían innecesarias de implementarse la SET Garita dentro del siguiente periodo tarifario.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, sobre las (2) propuestas solicitadas por CVC ENERGÍA – *por razones de confiabilidad N-1, establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS* – a ser analizadas por Osinerghmin: i) “Segunda Terna LT 60 kV Los Héroes – Tacna” o ii) “Seccionar la Línea L-6636 en “Pi” para tener un doble circuito entre Los Héroes-Tacna”; cabe indicar que, tal como indica CVC ENERGÍA al final de su sugerencia, “*ambas resultan innecesarias de implementarse*” debido a que en la “Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034”, publicada el 31 de mayo de 2024, el COES determinó por razones de confiabilidad “N-1” para el sistema eléctrico “Tacna-Yarada” el proyecto ITC “Proyecto Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas” para el año 2030, con lo cual conformaría una solución integral para el AD 13.

Por lo tanto, no corresponde atender lo solicitado por CVC ENERGÍA.

Conclusión

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

3. Línea de Transmisión 66kV Viñani – Hospicio

CVC ENERGÍA menciona que en el formato F-300 del Informe Técnico N° 094-2024-GRT, los Elementos aprobados para la ejecución de la Línea de Transmisión Viñani – Hospicio son los siguientes:

Creación de la barra en SET Viñani

CVC ENERGÍA menciona que no se considera el hecho real que la SET Viñani no cuenta con barra en 66 kV, sino solo una configuración Línea-Transformador (adjunta fotografía).

Por tanto, señala que se requiere incorporar la barra en 66 kV a fin de que la SET Viñani opere en configuración simple barra. Asimismo, realiza una comparación de los equipos requeridos para la creación de dicha simple barra y los equipos de la configuración línea-transformación existente, señalando que los equipos faltantes es un módulo de celda de línea, siendo por tanto necesario lo siguiente para la conformación de esta celda de línea: la celda Línea-Transformación existente en la SET Viñani quedaría como celda de transformación simplemente desmontando la cuchilla de puesta a tierra del seccionador y los transformadores de tensión (TT) existentes se reubicarían como celda de medición en el sistema de barras a implementarse, lo que permitiría la implementación integral de una nueva celda 60 kV para la llegada de línea existente Tacna-Viñani.

Por lo señalado, CVC ENERGÍA solicita la aprobación de dos nuevas celdas de línea 66 kV a instalarse en la SET Viñani: i) una de ellas para la llegada de la LT 66 kV Tacna -Viñani existente; y ii) la otra para la salida de la nueva LT 66 kV Viñani – Hospicio, además de la implementación del sistema de simple barra en 66 kV.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, a partir de la configuración actual de la SET Viñani – *la cual no cuenta con Barra en 66 kV* – se verifica la necesidad de implementar el Elemento “Celda de línea 66 kV” para la llegada de la “LT 66 kV Tacna – Viñani” (existente) ante la ejecución de la barra 66 kV en la SET Viñani, a ser implementada para el año 2029. Cabe precisar que, este Elemento estará asignado a CVC ENERGÍA de forma definitiva; salvo que el incumbente o TITULAR de la subestación – *donde se desarrollará el proyecto aprobado* – se pronuncie dentro del presente proceso.

Asimismo, cabe precisar que una vez se implemente el proyecto de configurar la barra en 66 kV para instalar el Transformador 66/23/10 kV de 30 MV en paralelo con el transformador existente en SET Viñani; la celda de línea-transformador 66 kV (existente) en SET Viñani pasará a utilizarse y operar como celda transformador 66 kV para el transformador existente en Viñani, de propiedad de ELECTROSUR. Además, cabe señalar que CVC ENERGÍA será responsable de instalar componentes nuevos de los Elementos aprobados, no permitiéndose reutilización de componentes de otros Elementos que no son de su propiedad; teniendo en cuenta, que la remuneración de los Elementos aprobados en los Planes de Inversión corresponde a Elementos nuevos y por ende sus componentes que la conforman.

Por otro lado, en la etapa de PREPUBLICACIÓN se aprobó la celda de línea 66 kV (salida de la nueva LT 66 kV Viñani – Hospicio)

Por lo indicado corresponde atender parcialmente lo solicitado por CVC Energía.

Conclusión

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

4. Tipo de estructura de la LT 66 kV Viñani-Hospicio

CVC ENERGÍA manifiesta que Osinerghmin considera para la LT 66 kV Viñani-Hospicio módulo de selva rural con torres de acero (LT-060SER0TAS1C1240A), sin tomar en cuenta lo siguiente:

- a) **Servidumbre:** La ruta de la Línea de Transmisión proyectada atraviesa zonas ya lotizadas (urbanas) en donde no es posible instalar torres de acero ya que estas ocupan una mayor área de terreno que generalmente no se dispone en calles urbanas. Por ello, en la Propuesta Final, CVC ENERGÍA consideró conveniente la implementación de dicha línea con postes de acero-concreto según el módulo estándar LT-060COU0ACS0C1240A.
- b) **Antecedentes:** Mediante visita técnica se ha verificado que en la región Tacna ya existen LT's desarrolladas con MÓDULOS DE ACERO CONCRETO, tal como la LT 66kV Tacna – Viñani y Tacna - Parque Industrial.
- c) **Cable de guarda:** las líneas de transmisión en costa no requieren de cable de guarda por los bajos niveles isoceraúnicos en este tipo de zona, por ello aplicar un módulo de selva no es adecuado.

Por lo indicado, CVC ENERGÍA solicita la aprobación del módulo LT-060COU0ACS0C1240A para la nueva LT 66 kV Hospicio – Viñani.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que es aplicable el módulo de Línea de Transmisión “Costa urbano”. Por lo que, para este caso se modifica la propuesta de PREPUBLICACIÓN y se aprueba el módulo “LT-060COU0ACS0C1240A” para la nueva “LT 66 kV Hospicio – Viñani”.

Por lo indicado corresponde atender lo solicitado por CVC ENERGÍA.

Conclusión

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

5. SET Hospicio 66/23/10 kV

CVC ENERGÍA indica que en el formato F-300 que sustenta el Informe Técnico N° 094-2024-GRT, se observa que los Elementos aprobados para la implementación de la Nueva SET Hospicio 66/23/10 kV – 40MVA no considera ninguna celda de alimentador en 23 kV.

Al respecto, señala que debe tenerse en cuenta que CVC ENERGÍA, en su calidad de concesionaria de distribución de energía eléctrica tiene la obligación de atender el suministro eléctrico a los usuarios dentro de su zona de concesión, indiferentemente de si se trata de usuarios libres o regulados, puesto que en la práctica de un mismo alimentador MT puede atenderse usuarios libres y regulados.

Asimismo, agrega que es un criterio lógico, en el desarrollo de las redes de distribución eléctrica, ya que económicamente no es eficiente tener alimentadores exclusivos para atender exclusivamente a usuarios libres y otros alimentadores para la atención de usuarios regulados.

Agrega que, en el formato F-204, Osinerghmin realizó el cálculo del número de alimentadores eliminando la demanda incorporada catalogándola como si toda se tratase de usuarios libres, lo cual no es correcto, ya que ésta de ser una demanda menor que 2.5 MW es una potestad exclusiva del usuario de ser cliente regulado o cliente libre, tan es así que en el literal 8.1.2.C de la Norma Tarifas no se especifica que toda demanda nueva sea del tipo libre.

CVC ENERGÍA menciona que lo considerado por Osinerghmin no solo desplaza en el tiempo la implementación de la SET Hospicio, sino que resultarían necesarios solo 2 nuevos alimentadores en 23 kV para el año 2029, que corresponde al año de ingreso de la SET Hospicio.

Finalmente, concluye que al no aprobarse celdas de alimentador en 23 kV para CVC ENERGÍA, se estaría planteando que el propio cliente libre compre su celda de

alimentador (que forma parte del SCT) y desarrolle su sistema de utilización, y posteriormente en caso que un usuario regulado dentro de la concesión de CVC ENERGÍA requiera conectarse a esa red privada, amerita una respuesta a la siguiente pregunta: ¿el cliente libre solicitaría a Osinerghmin fijar alguna remuneración a toda el área de demanda 13 por el uso de su celda de alimentador? y por otro lado ¿pediría participar en la fijación del VAD para la empresa concesionaria correspondiente por el uso de su alimentador?

Por lo expuesto, CVC ENERGÍA solicita actualizar el formato F-204 y aprobar celdas de alimentador en 23 kV de titularidad de CVC ENERGÍA para poder desarrollar la distribución y atender todas las solicitudes de suministro eléctrico dentro de su zona de concesión, indiferentemente de si se trata de usuarios libres o regulados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en el presente proceso del PI 2025-2029, CVC ENERGÍA presentó información sustentada acerca de la existencia de usuarios regulados – así como la magnitud de demanda en kW – dentro de su zona de concesión de distribución con la finalidad. En tal sentido, Osinerghmin determinó que la necesidad de atender la demanda regulada – *sustentada por CVC ENERGÍA* – es suficiente considerando la capacidad de un (01) alimentador en 10 kV con la finalidad que CVC ENERGÍA lleve a cabo su responsabilidad de brindar el servicio público de electricidad dentro de área o zona de concesión denominada “HOSPICIO”. Asimismo, cabe indicar que el proceso regulatorio del Plan de Inversiones no tiene como criterio de planificación aprobar instalaciones de uso exclusivo para clientes libres; correspondiendo este análisis con más detalle en el Informe Legal que complementa el presente Informe Técnico.

Por otra parte, según lo indicado por CVC ENERGÍA respecto al caso en que *“en la práctica de un mismo alimentador MT puede atenderse usuarios libres y regulados”*. Al respecto dicho caso no corresponde a un escenario que sea de uso exclusivo de un usuario libre, además, dicho caso no ha sido sustentado por CVC ENERGÍA, en donde los demás alimentadores solicitados atenderán demanda de usuarios regulados y libres. En ese sentido, tal como se indicó en el párrafo precedente, se verifica que a partir de un solo alimentador en 10 kV implementados tanto en SET Viñani y en SET Hospicio, CVC ENERGÍA tiene capacidad eléctrica para atender los usuarios regulados de su zona de concesión para llevar a cabo su responsabilidad de brindar el servicio público de electricidad. Ello se ha reflejado en los Formatos F-204, según lo mostrado por CVC ENERGÍA en su gráfica 6.

Respecto a que se ha presentado demanda incorporada que podría pasar su condición a demanda regulada, cabe indicar que CVC ENERGÍA está planteando un supuesto caso que se enmarca “dentro del umbral de probablemente posible”, no obstante, las demandas presentadas por CVC ENERGÍA han sido presentada como clientes libres, por lo que se ha analizado como tal, sin plantear posibles supuestos.

Finalmente, en el supuesto formulado por CVC ENERGÍA en que, un usuario libre implemente su propia celda de alimentador y desarrolle su sistema de utilización para su uso exclusivo de su actividad económica, y que posteriormente se requiera conectar un usuario regulado, a dicha red privada. Cabe indicar que, en dicho escenario, es factible que CVC ENERGÍA solicite por la vía del plan de inversiones, nuevas celdas de alimentadores para atender a dichos usuarios regulados del servicio público de electricidad, siempre y cuando se sustente la existencia de dichos usuarios regulados y su ubicación, para su correspondiente análisis en la planificación de la subtransmisión.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado.

Conclusión

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

6. SET Viñani

CVC ENERGÍA refiere la página 48 del Informe Técnico N° 094-2024-GRT, en donde el transformador aprobado en SET Viñani opere en paralelo con el existente permitiendo aumentar la capacidad y confiabilidad de la demanda (regulada y libre) conectada en la barra de 10 kV.

Al respecto, añade que Osinerghmin ha considerado el acople de barras en 10 kV, argumentando que resulta eficiente que cada transformador opere con su propio grupo de celdas en 10 kV donde el nuevo grupo requeriría de su propia celda de medición en 10 kV.

Por lo señalado, CVC ENERGÍA solicita la aprobación del acople correspondiente (2 celdas MT) o ampliación de la sala de celdas existentes para la configuración de un solo grupo de celdas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe indicar que lo aprobado en el presente PI 2025-2029, es que el nuevo transformador a implementarse en la SET Viñani opere en paralelo con el transformador existente para brindar confiabilidad a la demanda conectada (usuarios regulados y libres) de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA en la barra de 10 kV. Asimismo, para este caso particular y de acuerdo con la visita técnica "in situ" no corresponde incorporar una celda de acoplamiento debido a que no resulta necesario para cumplir con el alcance del proyecto aprobado en el presente PI 2025-2029. Por lo que, de lo mencionado por CVC ENERGÍA, respecto a que "*resulta eficiente que cada transformador opere con su propio grupo de celdas en 10 kV donde el nuevo grupo requeriría de su propia celda de medición en 10 kV*", no corresponde para la finalidad del proyecto aprobado.

Respecto a la ampliación de la sala de celdas existentes, cabe indicar que ello no es parte de la aprobación del Plan de Inversiones, debido a que, para este caso particular, no ameritaría reconocimiento de costos de obras comunes, en base a lo establecido en el numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por CVC ENERGÍA.

Conclusión

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

7. Barra en 23 kV

CVC ENERGÍA, solicita a Osinerghmin hacer las correcciones en el formato F-204 y aprobar celdas de alimentador en 23 kV en SET VIÑANI para poder desarrollar la distribución y atender todas las solicitudes de suministro eléctrico dentro de su zona de concesión, indiferentemente de si se trata de usuarios libres o regulados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se ha verificado que la atención total de su demanda regulada, sustentada por CVC ENERGÍA dentro de su zona de concesión, es factible atenderse de una celda de alimentador en 10 kV. Por lo que, aprobar alimentadores en 23 kV donde no se ha demostrado que se atendería demanda regulada y libre; sino solo clientes libres que harían uso exclusivo de la celda de alimentador, no corresponde ser aprobado por el Plan de Inversiones.

Por otra parte, respecto al argumento que es indiferente, aprobar celdas de alimentador, si se usa para atender usuarios libres o regulados; ello se analiza en el Informe Legal N° 445-2024-GRT que complementa al presente Informe Técnico.

Conclusión

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

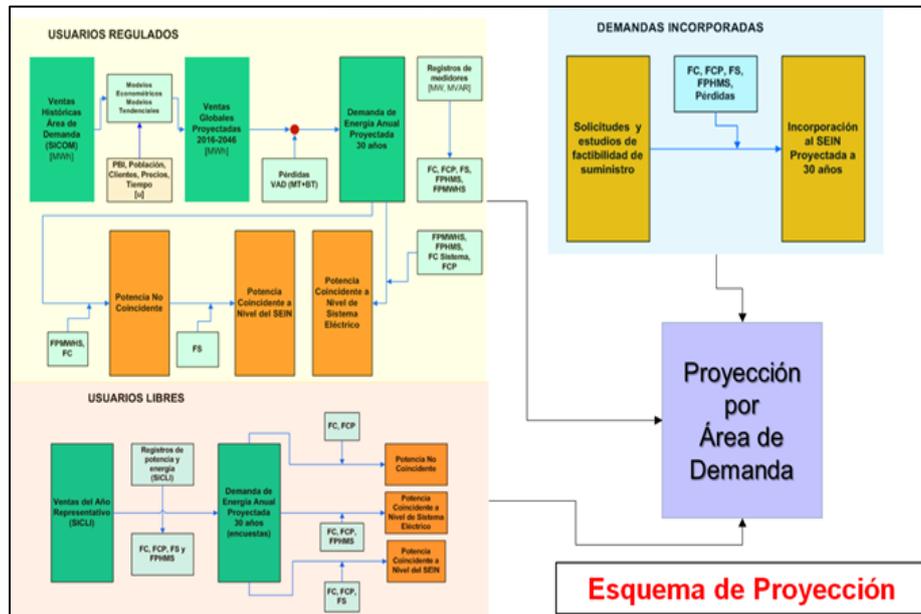
Anexo B

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: Flujograma del Proceso de Proyección de Demanda



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Tacna, el cual 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 13 del periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 13 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 13 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía de ese departamento.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 13 del 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 13 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 13 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía del departamento de Tacna que compone 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 13 del 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 13 del Año Representativo (2022) se obtuvieron de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin 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 13.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 13 del 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 13 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 13. Luego, se divide la tarifa promedio entre el IPC departamental para obtener la Tarifa Real. El IPC departamental 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 13 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 13, en ella se observa que este se encuentra ligado únicamente a la variable tiempo, en una regresión del tipo tendencial lineal. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 91,04%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 13

| Dependent Variable: PBI13 Method: Least Squares Date: 10/12/23 Time: 10:43 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments | | | | |
|---|-------------|-----------------------|-------------|----------|
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 2937.227 | 189.1448 | 15.52899 | 0.0000 |
| @TREND | 199.0362 | 12.48088 | 15.94728 | 0.0000 |
| R-squared | 0.910496 | Mean dependent var | | 5524.698 |
| Adjusted R-squared | 0.906915 | S.D. dependent var | | 1655.631 |
| S.E. of regression | 505.1290 | Akaike info criterion | | 15.35869 |
| Sum squared resid | 6378883. | Schwarz criterion | | 15.45468 |
| Log likelihood | -205.3423 | Hannan-Quinn criter. | | 15.38723 |
| F-statistic | 254.3159 | Durbin-Watson stat | | 0.595036 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 13 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento es 1,69% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 13

| Año | PBI (mill S/. Cte. 2007) | Δ% |
|------|--------------------------|----|
| 2022 | 8 459,47 | |

| Año | PBI (mill S/. Cte. 2007) | Δ% |
|------|--------------------------|--------------|
| 2023 | 8 311,20 | -1,8% |
| 2024 | 8 510,24 | 2,4% |
| 2025 | 8 709,28 | 2,3% |
| 2026 | 8 908,31 | 2,3% |
| 2027 | 9 107,35 | 2,2% |
| 2028 | 9 306,39 | 2,2% |
| 2029 | 9 505,42 | 2,1% |
| 2030 | 9 704,46 | 2,1% |
| 2031 | 9 903,49 | 2,1% |
| 2032 | 10 102,53 | 2,0% |
| 2033 | 10 301,57 | 2,0% |
| 2034 | 10 500,60 | 1,9% |
| 2035 | 10 699,64 | 1,9% |
| 2036 | 10 898,68 | 1,9% |
| 2037 | 11 097,71 | 1,8% |
| 2038 | 11 296,75 | 1,8% |
| 2039 | 11 495,78 | 1,8% |
| 2040 | 11 694,82 | 1,7% |
| 2041 | 11 893,86 | 1,7% |
| 2042 | 12 092,89 | 1,7% |
| 2043 | 12 291,93 | 1,6% |
| 2044 | 12 490,97 | 1,6% |
| 2045 | 12 690,00 | 1,6% |
| 2046 | 12 889,04 | 1,6% |
| 2047 | 13 088,07 | 1,5% |
| 2048 | 13 287,11 | 1,5% |
| 2049 | 13 486,15 | 1,5% |
| 2050 | 13 685,18 | 1,5% |
| 2051 | 13 884,22 | 1,5% |
| 2052 | 14 083,26 | 1,4% |
| 2053 | 14 282,29 | 1,4% |
| 2054 | 14 481,33 | 1,4% |
| | | 1,69% |

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 13

| Dependent Variable: CLI13 | | | | |
|---|-------------|-----------------------|-------------|----------|
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 10/12/23 Time: 09:00 | | | | |
| Sample (adjusted): 1996 2022 | | | | |
| Included observations: 27 after adjustments | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 40353.07 | 881.0891 | 45.79908 | 0.0000 |
| @TREND | 2974.650 | 58.13944 | 51.16407 | 0.0000 |
| R-squared | 0.990540 | Mean dependent var | | 79023.52 |
| Adjusted R-squared | 0.990162 | S.D. dependent var | | 23723.03 |
| S.E. of regression | 2353.032 | Akaike info criterion | | 18.43598 |
| Sum squared resid | 1.38E+08 | Schwarz criterion | | 18.53197 |
| Log likelihood | -246.8858 | Hannan-Quinn criter. | | 18.46453 |
| F-statistic | 2617.762 | Durbin-Watson stat | | 0.144271 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 13 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento es 1,78% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 13

| Año | Clientes | Δ% |
|------|----------|-------|
| 2022 | 121 209 | - |
| 2023 | 120 669 | -0,4% |
| 2024 | 123 643 | 2,5% |
| 2025 | 126 618 | 2,4% |
| 2026 | 129 593 | 2,3% |
| 2027 | 132 567 | 2,3% |
| 2028 | 135 542 | 2,2% |
| 2029 | 138 517 | 2,2% |
| 2030 | 141 491 | 2,1% |
| 2031 | 144 466 | 2,1% |
| 2032 | 147 440 | 2,1% |
| 2033 | 150 415 | 2,0% |
| 2034 | 153 390 | 2,0% |
| 2035 | 156 364 | 1,9% |
| 2036 | 159 339 | 1,9% |
| 2037 | 162 314 | 1,9% |
| 2038 | 165 288 | 1,8% |
| 2039 | 168 263 | 1,8% |
| 2040 | 171 238 | 1,8% |
| 2041 | 174 212 | 1,7% |
| 2042 | 177 187 | 1,7% |
| 2043 | 180 162 | 1,7% |
| 2044 | 183 136 | 1,7% |
| 2045 | 186 111 | 1,6% |
| 2046 | 189 086 | 1,6% |
| 2047 | 192 060 | 1,6% |
| 2048 | 195 035 | 1,5% |
| 2049 | 198 010 | 1,5% |

| Año | Clientes | Δ% |
|------|----------|--------------|
| 2050 | 200 984 | 1,5% |
| 2051 | 203 959 | 1,5% |
| 2052 | 206 933 | 1,5% |
| 2053 | 209 908 | 1,4% |
| 2054 | 212 883 | 1,4% |
| | | 1,78% |

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 13 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. En cuanto a la población anual del periodo 2031-2054, esta se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 13 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) del departamento Tacna.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde la tasa de crecimiento es 1,76% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 13

| Año | Población | Δ% |
|------|-----------|------|
| 2022 | 384 222 | - |
| 2023 | 390 088 | 1,5% |
| 2024 | 396 043 | 1,5% |
| 2025 | 402 089 | 1,5% |
| 2026 | 407 644 | 1,4% |
| 2027 | 413 276 | 1,4% |
| 2028 | 418 985 | 1,4% |
| 2029 | 424 774 | 1,4% |
| 2030 | 430 642 | 1,4% |
| 2031 | 438 662 | 1,9% |
| 2032 | 446 831 | 1,9% |
| 2033 | 455 152 | 1,9% |
| 2034 | 463 628 | 1,9% |
| 2035 | 472 263 | 1,9% |
| 2036 | 481 057 | 1,9% |
| 2037 | 490 016 | 1,9% |
| 2038 | 499 142 | 1,9% |
| 2039 | 508 437 | 1,9% |
| 2040 | 517 906 | 1,9% |
| 2041 | 527 550 | 1,9% |

| Año | Población | Δ% |
|------|-----------|--------------|
| 2042 | 537 375 | 1,9% |
| 2043 | 547 382 | 1,9% |
| 2044 | 557 576 | 1,9% |
| 2045 | 567 960 | 1,9% |
| 2046 | 578 537 | 1,9% |
| 2047 | 589 311 | 1,9% |
| 2048 | 600 286 | 1,9% |
| 2049 | 611 465 | 1,9% |
| 2050 | 622 852 | 1,9% |
| 2051 | 634 451 | 1,9% |
| 2052 | 646 267 | 1,9% |
| 2053 | 658 302 | 1,9% |
| 2054 | 670 561 | 1,9% |
| | | 1,76% |

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 13 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 0,3917 soles por kWh.

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

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

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

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda 13 se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

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

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

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 del Área de Demanda 13 se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica2
- Tendencia polinómica3
- Tendencia potencial

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

Tabla N° 4: Modelos Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 13

| MÉTODO: | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial | |
|-----------------------|---------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---|--|--------|
| ECUACIÓN: | $\frac{VENTAS}{C}$ T | $\frac{LOG(VENTAS)}{C}$ T | $\frac{VENTAS}{C}$ $LOG(T)$ | $\frac{VENTAS}{C}$ T T^2 | $\frac{VENTAS}{C}$ T T^2 T^3 | $\frac{LOG(VENTAS)}{C}$ $LOG(TIEMPO)$ | |
| (R^2) | 0,9298 | 0,9277 | 0,7727 | 0,9345 | 0,9910 | 0,8216 | |
| ESTADISTICO t: | | | | | | | |
| Variable 1 | Valor | 13,94 | 310,89 | 1,71 | 8,92 | 26,00 | 121,77 |
| | Prob, | 0,0000 | 0,0000 | 0,0990 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| Variable 2 | Valor | 18,20 | 17,90 | 9,22 | 6,04 | -4,25 | 10,73 |
| | Prob, | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0003 | 0,0000 |
| Variable 3 | Valor | | | | -1,31 | 11,23 | |
| | Prob, | | | | 0,2024 | 0,0000 | |
| Variable 4 | Valor | | | | | -12,00 | |
| | Prob, | | | | | 0,0000 | |
| ESTADISTICO F: | | | | | | | |
| Valor | 331,35 | 320,54 | 84,97 | 171,29 | 842,70 | 115,10 | |
| Prob. | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | |

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento negativas a un crecimiento de 4,45%.

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

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | Lineal | Exponencial | Logarítmico | Polinómico 2 | Polinómico 3 | Potencial |
| 2022 | 271 098,30 | 294 485,96 | 233 485,60 | 263 125,24 | 233 834,64 | 237 212,55 |
| 2023 | 278 306,66 | 307 594,54 | 235 740,29 | 268 346,46 | 222 608,06 | 240 572,11 |
| 2024 | 285 515,01 | 321 286,63 | 237 915,84 | 273 420,49 | 208 079,92 | 243 858,86 |
| 2025 | 292 723,37 | 335 588,21 | 240 017,64 | 278 347,32 | 190 024,90 | 247 076,81 |
| 2026 | 299 931,73 | 350 526,40 | 242 050,51 | 283 126,96 | 168 217,68 | 250 229,62 |
| 2027 | 307 140,08 | 366 129,53 | 244 018,83 | 287 759,40 | 142 432,96 | 253 320,67 |
| 2028 | 314 348,44 | 382 427,22 | 245 926,58 | 292 244,65 | 112 445,43 | 256 353,02 |
| 2029 | 321 556,79 | 399 450,38 | 247 777,38 | 296 582,70 | 78 029,76 | 259 329,52 |
| 2030 | 328 765,15 | 417 231,29 | 249 574,52 | 300 773,56 | 38 960,66 | 262 252,81 |
| 2031 | 335 973,51 | 435 803,69 | 251 321,03 | 304 817,22 | -4 987,20 | 265 125,30 |
| 2032 | 343 181,86 | 455 202,81 | 253 019,68 | 308 713,69 | -54 039,12 | 267 949,27 |
| 2033 | 350 390,22 | 475 465,46 | 254 673,03 | 312 462,96 | -108 420,42 | 270 726,81 |
| 2034 | 357 598,58 | 496 630,06 | 256 283,43 | 316 065,04 | -168 356,42 | 273 459,87 |
| 2035 | 364 806,93 | 518 736,78 | 257 853,06 | 319 519,92 | -234 072,41 | 276 150,28 |
| 2036 | 372 015,29 | 541 827,54 | 259 383,93 | 322 827,61 | -305 793,72 | 278 799,75 |
| 2037 | 379 223,64 | 565 946,15 | 260 877,91 | 325 988,10 | -383 745,66 | 281 409,88 |
| 2038 | 386 432,00 | 591 138,36 | 262 336,73 | 329 001,39 | -468 153,54 | 283 982,17 |
| 2039 | 393 640,36 | 617 451,97 | 263 762,01 | 331 867,50 | -559 242,67 | 286 518,02 |
| 2040 | 400 848,71 | 644 936,88 | 265 155,26 | 334 586,40 | -657 238,36 | 289 018,77 |
| 2041 | 408 057,07 | 673 645,25 | 266 517,88 | 337 158,12 | -762 365,93 | 291 485,66 |
| 2042 | 415 265,43 | 703 631,52 | 267 851,20 | 339 582,63 | -874 850,69 | 293 919,88 |
| 2043 | 422 473,78 | 734 952,58 | 269 156,45 | 341 859,95 | -994 917,95 | 296 322,54 |
| 2044 | 429 682,14 | 767 667,85 | 270 434,79 | 343 990,08 | -1 122 793,02 | 298 694,69 |
| 2045 | 436 890,49 | 801 839,39 | 271 687,29 | 345 973,01 | -1 258 701,22 | 301 037,34 |
| 2046 | 444 098,85 | 837 532,03 | 272 915,00 | 347 808,75 | -1 402 867,85 | 303 351,42 |
| 2047 | 451 307,21 | 874 813,46 | 274 118,86 | 349 497,29 | -1 555 518,24 | 305 637,83 |
| 2048 | 458 515,56 | 913 754,42 | 275 299,79 | 351 038,64 | -1 716 877,69 | 307 897,44 |
| 2049 | 465 723,92 | 954 428,78 | 276 458,65 | 352 432,79 | -1 887 171,51 | 310 131,05 |
| 2050 | 472 932,28 | 996 913,69 | 277 596,24 | 353 679,74 | -2 066 625,02 | 312 339,43 |
| 2051 | 480 140,63 | 1 041 289,76 | 278 713,33 | 354 779,50 | -2 255 463,54 | 314 523,32 |
| 2052 | 487 348,99 | 1 087 641,15 | 279 810,65 | 355 732,07 | -2 453 912,36 | 316 683,42 |
| 2053 | 494 557,34 | 1 136 055,81 | 280 888,89 | 356 537,44 | -2 662 196,81 | 318 820,41 |
| 2054 | 501 765,70 | 1 186 625,57 | 281 948,69 | 357 195,62 | -2 880 542,19 | 320 934,91 |
| | 1,94% | 4,45% | 0,59% | 0,96% | | 0,95% |

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (1,94%) 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 considera que las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, TARIFA REAL con un rezago y una variable dicotómica llamada D2017, esta última 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 13

| MODELO: | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo 4 | Modelo 5 | Modelo 6 (seleccionado) | |
|----------------|---|---|---|---|--|--|--------|
| ECUACIÓN: | VENTAS C PBI(-1) CLIENTES TARIFA | LOG(VENTAS) C LOG(PBIA13) LOG(CLIENTES) | VENTAS C PBIA13(-1) TARIFA D2020 | LOG(VENTAS) C LOG(PBIA13) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) AR(1) | LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA/ CLIENTES) D2020 | LOG(VENTAS) C LOG(PBIA13) LOG(TARIFA(-1)) D2017 | |
| R ² | 0,9651 | 0,9470 | 0,8612 | 0,9902 | 0,9570 | 0,9485 | |
| ESTADÍSTICO F: | | | | | | | |
| Valor | 202,51 | 214,49 | 45,49 | 425,39 | 170,74 | 134,95 | |
| Prob. | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | |
| ESTADÍSTICO t: | | | | | | | |
| Variable 1 | Valor | 1,59 | -2,03 | 3,26 | 0,58 | 5,02 | 8,29 |
| | Prob. | 0,1271 | 0,0540 | 0,0036 | 0,5668 | 0,0000 | 0,0000 |
| Variable 2 | Valor | -3,51 | -2,20 | 11,45 | 0,23 | 3,29 | 18,99 |
| | Prob. | 0,0020 | 0,0379 | 0,0000 | 0,8185 | 0,0032 | 0,0000 |
| Variable 3 | Valor | 9,10 | 6,92 | -3,63 | 2,14 | -7,33 | -6,98 |
| | Prob. | 0,0000 | 0,0000 | 0,0015 | 0,0440 | 0,0000 | 0,0000 |
| Variable 4 | Valor | -2,01 | | -2,09 | -1,44 | -1,07 | 2,64 |
| | Prob. | 0,0552 | | 0,0481 | 0,1649 | 0,2963 | 0,0149 |
| Variable 5 | Valor | | | | 12,91 | | |
| | Prob. | | | | 0,0000 | | |
| Variable 6 | Valor | | | | 2,23 | | |
| | Prob. | | | | 0,0369 | | |

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 6, con un estimado de crecimiento de 1,99%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 13 (en MWh)

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo 4 | Modelo 5 | Modelo 6 |
| 2022 | 254 169,96 | 278 325,63 | 287 675,89 | 247 875,81 | 262 904,43 | 235 944,32 |
| 2023 | 261 356,25 | 279 039,83 | 272 382,70 | 246 814,44 | 260 119,66 | 231 584,02 |
| 2024 | 276 927,20 | 286 525,37 | 266 616,49 | 252 332,03 | 267 688,45 | 238 076,18 |
| 2025 | 284 219,97 | 294 024,07 | 274 357,25 | 257 836,18 | 275 291,41 | 244 593,93 |
| 2026 | 291 512,73 | 301 535,63 | 282 098,01 | 263 327,25 | 282 927,89 | 251 136,80 |
| 2027 | 298 805,50 | 309 059,78 | 289 838,77 | 268 805,58 | 290 597,28 | 257 704,31 |
| 2028 | 306 098,26 | 316 596,24 | 297 579,53 | 274 271,48 | 298 298,98 | 264 296,02 |
| 2029 | 313 391,02 | 324 144,75 | 305 320,28 | 279 725,27 | 306 032,42 | 270 911,50 |
| 2030 | 320 683,79 | 331 705,07 | 313 061,04 | 285 167,25 | 313 797,06 | 277 550,33 |
| 2031 | 327 976,55 | 339 276,97 | 320 801,80 | 290 597,70 | 321 592,35 | 284 212,12 |
| 2032 | 335 269,32 | 346 860,21 | 328 542,56 | 296 016,89 | 329 417,81 | 290 896,47 |
| 2033 | 342 562,08 | 354 454,57 | 336 283,32 | 301 425,08 | 337 272,94 | 297 603,02 |
| 2034 | 349 854,84 | 362 059,86 | 344 024,08 | 306 822,54 | 345 157,25 | 304 331,41 |
| 2035 | 357 147,61 | 369 675,86 | 351 764,84 | 312 209,51 | 353 070,31 | 311 081,30 |
| 2036 | 364 440,37 | 377 302,39 | 359 505,59 | 317 586,21 | 361 011,67 | 317 852,35 |

| Año | Modelos Comparados | | | | | |
|------|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Modelo 1 | Modelo 2 | Modelo 3 | Modelo 4 | Modelo 5 | Modelo 6 |
| 2037 | 371 733,14 | 384 939,25 | 367 246,35 | 322 952,88 | 368 980,90 | 324 644,24 |
| 2038 | 379 025,90 | 392 586,27 | 374 987,11 | 328 309,73 | 376 977,59 | 331 456,66 |
| 2039 | 386 318,66 | 400 243,27 | 382 727,87 | 333 656,97 | 385 001,35 | 338 289,31 |
| 2040 | 393 611,43 | 407 910,09 | 390 468,63 | 338 994,80 | 393 051,78 | 345 141,89 |
| 2041 | 400 904,19 | 415 586,56 | 398 209,39 | 344 323,42 | 401 128,52 | 352 014,13 |
| 2042 | 408 196,96 | 423 272,54 | 405 950,15 | 349 643,01 | 409 231,20 | 358 905,75 |
| 2043 | 415 489,72 | 430 967,86 | 413 690,90 | 354 953,75 | 417 359,47 | 365 816,48 |
| 2044 | 422 782,48 | 438 672,38 | 421 431,66 | 360 255,81 | 425 513,00 | 372 746,07 |
| 2045 | 430 075,25 | 446 385,96 | 429 172,42 | 365 549,37 | 433 691,44 | 379 694,26 |
| 2046 | 437 368,01 | 454 108,47 | 436 913,18 | 370 834,58 | 441 894,49 | 386 660,82 |
| 2047 | 444 660,78 | 461 839,77 | 444 653,94 | 376 111,60 | 450 121,82 | 393 645,50 |
| 2048 | 451 953,54 | 469 579,73 | 452 394,70 | 381 380,59 | 458 373,13 | 400 648,08 |
| 2049 | 459 246,30 | 477 328,23 | 460 135,46 | 386 641,68 | 466 648,14 | 407 668,34 |
| 2050 | 466 539,07 | 485 085,15 | 467 876,21 | 391 895,01 | 474 946,54 | 414 706,05 |
| 2051 | 473 831,83 | 492 850,36 | 475 616,97 | 397 140,73 | 483 268,07 | 421 761,00 |
| 2052 | 481 124,60 | 500 623,76 | 483 357,73 | 402 378,97 | 491 612,45 | 428 833,00 |
| 2053 | 488 417,36 | 508 405,24 | 491 098,49 | 407 609,84 | 499 979,41 | 435 921,83 |
| 2054 | 495 710,12 | 516 194,68 | 498 839,25 | 412 833,49 | 508 368,70 | 443 027,31 |
| | 2,11% | 1,95% | 1,74% | 1,61% | 2,08% | 1,99% |

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6), hay una bondad de ajuste (R^2) de 94,85%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

| Dependent Variable: LOG(ENE13) | | | | |
|---|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 10/12/23 Time: 10:55 | | | | |
| Sample (adjusted): 1997 2022 | | | | |
| Included observations: 26 after adjustments | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | 6.611495 | 0.797514 | 8.290126 | 0.0000 |
| LOG(PBIAD13) | 1.168271 | 0.061526 | 18.98809 | 0.0000 |
| LOG(TARAD13(-1)) | -1.309426 | 0.187663 | -6.977524 | 0.0000 |
| D2017 | 0.231189 | 0.087540 | 2.640953 | 0.0149 |
| R-squared | 0.948459 | Mean dependent var | | 12.04776 |
| Adjusted R-squared | 0.941430 | S.D. dependent var | | 0.348785 |
| S.E. of regression | 0.084410 | Akaike info criterion | | -1.965621 |
| Sum squared resid | 0.156751 | Schwarz criterion | | -1.772068 |
| Log likelihood | 29.55307 | Hannan-Quinn criter. | | -1.909885 |
| F-statistic | 134.9473 | Durbin-Watson stat | | 1.753513 |
| Prob(F-statistic) | 0.000000 | | | |

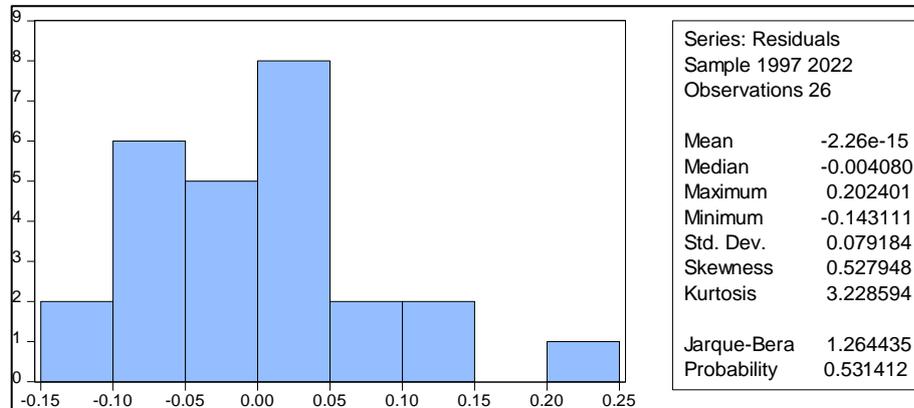
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico empleado en las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 13 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 del Test de Jarque-Bera >5% (53,14%).

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. Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F-statistic > 5% (44,99%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

| Heteroskedasticity Test: White | | | | |
|--------------------------------|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| F-statistic | 0.914872 | Prob. F(3,22) | 0.4499 | |
| Obs*R-squared | 2.883860 | Prob. Chi-Square(3) | 0.4099 | |
| Scaled explained SS | 2.300773 | Prob. Chi-Square(3) | 0.5124 | |
| Test Equation: | | | | |
| Dependent Variable: RESID^2 | | | | |
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 12/04/23 Time: 15:12 | | | | |
| Sample: 1997 2022 | | | | |
| Included observations: 26 | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | -0.058102 | 0.043334 | -1.340787 | 0.1937 |
| LOG(PBIAD13)^2 | 0.000225 | 0.000390 | 0.576285 | 0.5703 |
| LOG(TARAD13(-1))^2 | 0.003857 | 0.002930 | 1.316367 | 0.2016 |
| D2017^2 | -0.008659 | 0.009562 | -0.905626 | 0.3749 |
| R-squared | 0.110918 | Mean dependent var | 0.006029 | |
| Adjusted R-squared | -0.010321 | S.D. dependent var | 0.009178 | |
| S.E. of regression | 0.009226 | Akaike info criterion | -6.393006 | |
| Sum squared resid | 0.001873 | Schwarz criterion | -6.199452 | |
| Log likelihood | 87.10907 | Hannan-Quinn criter. | -6.337269 | |
| F-statistic | 0.914872 | Durbin-Watson stat | 2.028056 | |
| Prob(F-statistic) | 0.449904 | | | |

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que si 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 White. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F-statistic > 5% (78,97%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

| Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test: | | | | |
|---|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| F-statistic | 0.238873 | Prob. F(2,20) | 0.7897 | |
| Obs*R-squared | 0.606579 | Prob. Chi-Square(2) | 0.7384 | |
| Test Equation: | | | | |
| Dependent Variable: RESID | | | | |
| Method: Least Squares | | | | |
| Date: 12/04/23 Time: 15:13 | | | | |
| Sample: 1997 2022 | | | | |
| Included observations: 26 | | | | |
| Presample missing value lagged residuals set to zero. | | | | |
| Variable | Coefficient | Std. Error | t-Statistic | Prob. |
| C | -0.182282 | 0.869740 | -0.209583 | 0.8361 |
| LOG(PBIAD13) | 1.29E-05 | 0.064425 | 0.000200 | 0.9998 |
| LOG(TARAD13(-1)) | 0.052267 | 0.208755 | 0.250373 | 0.8049 |
| D2017 | -0.042578 | 0.111195 | -0.382914 | 0.7058 |
| RESID(-1) | 0.181406 | 0.281454 | 0.644532 | 0.5266 |
| RESID(-2) | 0.043590 | 0.232450 | 0.187525 | 0.8531 |
| R-squared | 0.023330 | Mean dependent var | -2.26E-15 | |
| Adjusted R-squared | -0.220838 | S.D. dependent var | 0.079184 | |
| S.E. of regression | 0.087491 | Akaike info criterion | -1.835381 | |
| Sum squared resid | 0.153094 | Schwarz criterion | -1.545051 | |
| Log likelihood | 29.85996 | Hannan-Quinn criter. | -1.751777 | |
| F-statistic | 0.095549 | Durbin-Watson stat | 1.881222 | |
| Prob(F-statistic) | 0.991883 | | | |

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 2,08% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 13 (en MWh)

| Año | Ajuste final | TC |
|------|--------------|-------|
| 2022 | 246 827,87 | - |
| 2023 | 251 735,72 | 1,99% |
| 2024 | 258 792,80 | 2,80% |
| 2025 | 265 877,71 | 2,74% |

| Año | Ajuste final | TC |
|------|--------------|--------------|
| 2026 | 272 989,91 | 2,67% |
| 2027 | 280 128,91 | 2,62% |
| 2028 | 287 294,21 | 2,56% |
| 2029 | 294 485,35 | 2,50% |
| 2030 | 300 205,84 | 1,94% |
| 2031 | 306 037,46 | 1,94% |
| 2032 | 311 982,35 | 1,94% |
| 2033 | 318 042,73 | 1,94% |
| 2034 | 324 220,83 | 1,94% |
| 2035 | 330 518,94 | 1,94% |
| 2036 | 336 939,40 | 1,94% |
| 2037 | 343 484,58 | 1,94% |
| 2038 | 350 156,90 | 1,94% |
| 2039 | 356 958,83 | 1,94% |
| 2040 | 363 892,89 | 1,94% |
| 2041 | 370 961,65 | 1,94% |
| 2042 | 378 167,72 | 1,94% |
| 2043 | 385 513,77 | 1,94% |
| 2044 | 393 002,53 | 1,94% |
| 2045 | 400 636,75 | 1,94% |
| 2046 | 408 419,27 | 1,94% |
| 2047 | 416 352,97 | 1,94% |
| 2048 | 424 440,79 | 1,94% |
| 2049 | 432 685,71 | 1,94% |
| 2050 | 441 090,80 | 1,94% |
| 2051 | 449 659,16 | 1,94% |
| 2052 | 458 393,96 | 1,94% |
| 2053 | 467 298,44 | 1,94% |
| 2054 | 476 375,89 | 1,94% |
| | | 2,08% |

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 13) 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. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 13, 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.

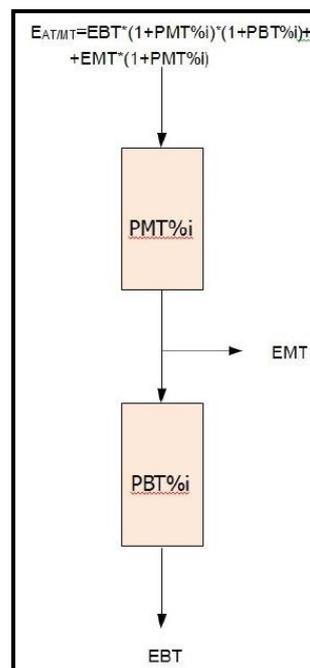
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la 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 13 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 ha añadido las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



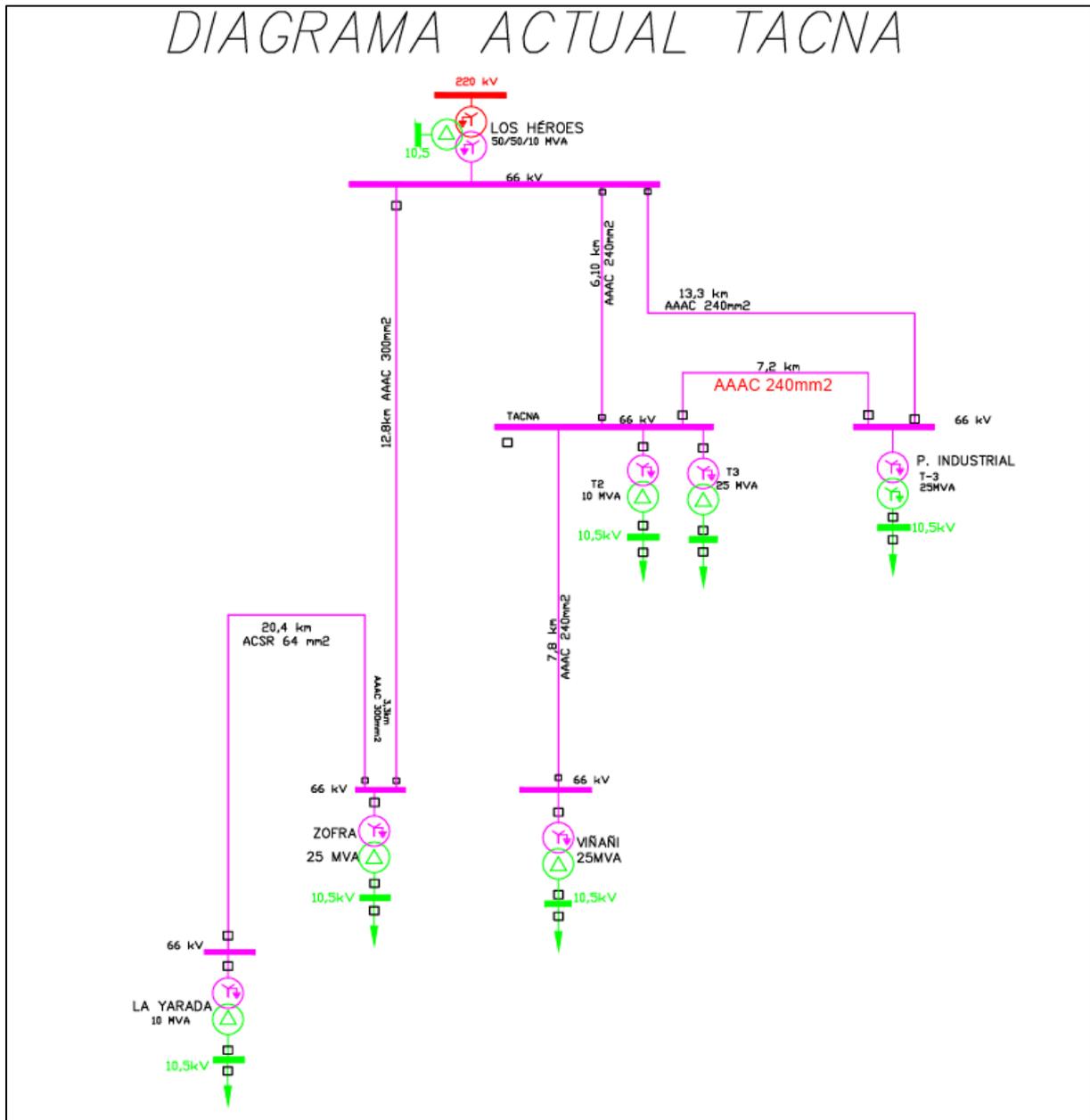
B.5 Integración y conversión de energía en potencia

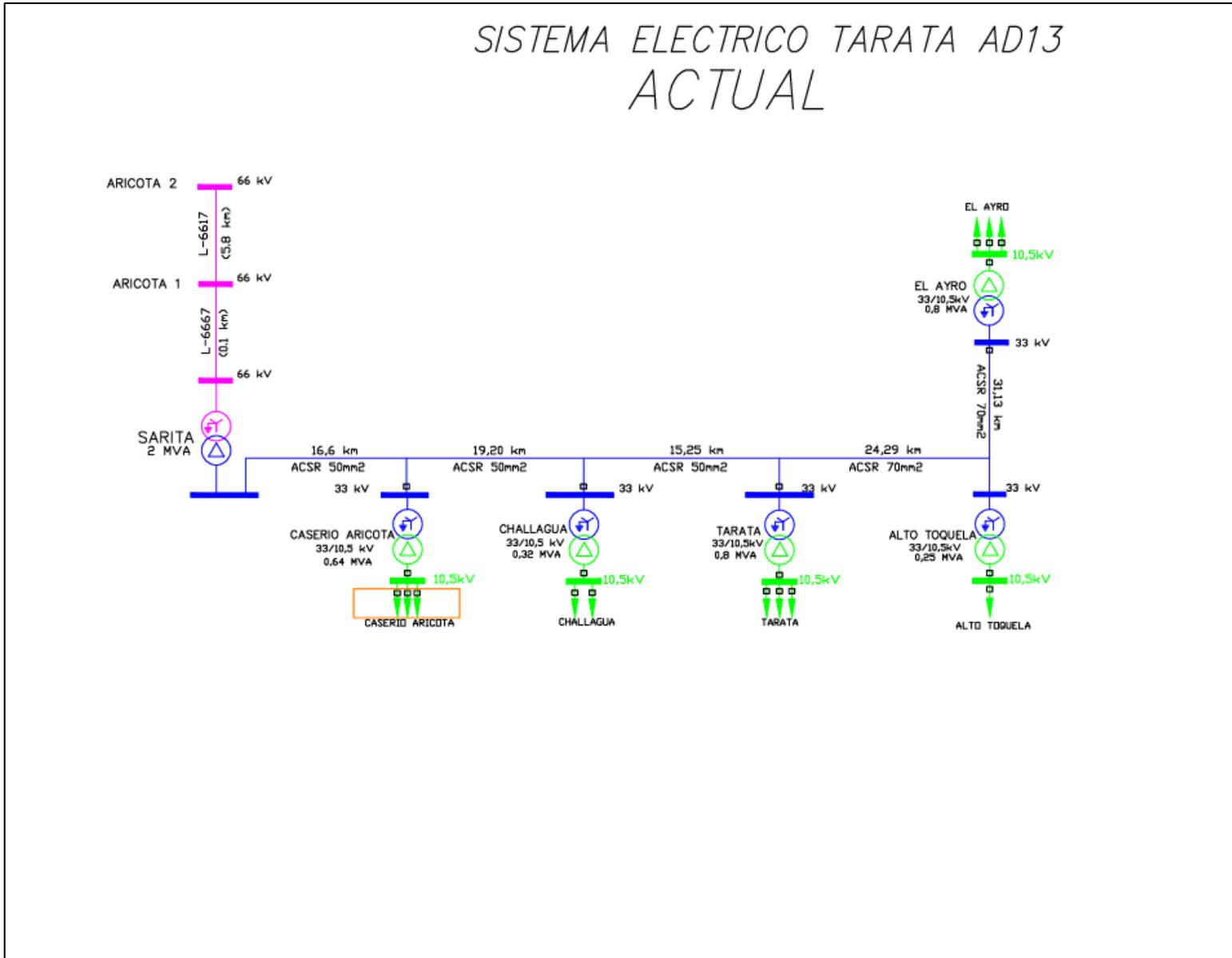
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores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

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

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

DIAGRAMA ACTUAL TACNA





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

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 13

| Proyecto N° | Año (*) | Titular | Proyecto | Instalación | Inversión USD (**) |
|-------------|---------|-------------|--|--------------|--------------------|
| 1 | 2025 | CVC ENERGÍA | Celda de alimentador 10 kV | SET Viñani | 56 405 |
| 2 | 2026 | ELECTROSUR | Transformador 33/22,9/10 kV – 2/2/2 MVA y celdas conexas en 22,9 kV | SET Tarata | 353 430 |
| 3 | 2029 | CVC ENERGÍA | Transformador 66/22,9/10 kV – 40 MVA y celdas conexas | SET Hospicio | 2 839 421 |
| 4 | 2029 | CVC ENERGÍA | LT 66 kV Viñani – Hospicio (21 km) y celdas conexas | Línea | 2 889 904 |
| 5 | 2029 | CVC ENERGÍA | Transformador 66/22,9/10 kV – 25 MVA e implementar Barra en 66 kV y celdas asociadas | SET Viñani | 1 812 287 |
| 6 | 2029 | ELECTROSUR | Celda de alimentador 10 kV | SET Hospicio | 89 770 |

(*) 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.

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 13

| Año | ELECTROSUR | | PROPUESTA Osinerghmin | |
|------|------------|---------|-----------------------|---------|
| | GWh | (%) GWh | GWh | (%) GWh |
| 2022 | 304,56 | - | 309,68 | - |
| 2023 | 400,87 | 31,62% | 313,69 | 1,29% |
| 2024 | 480,34 | 19,83% | 339,29 | 8,16% |
| 2025 | 559,93 | 16,57% | 361,41 | 6,52% |
| 2026 | 636,40 | 13,66% | 383,32 | 6,06% |
| 2027 | 656,49 | 3,16% | 419,24 | 9,37% |
| 2028 | 666,27 | 1,49% | 454,95 | 8,52% |
| 2029 | 676,40 | 1,52% | 518,66 | 14,01% |
| 2030 | 684,30 | 1,17% | 538,82 | 3,89% |
| 2031 | 697,73 | 1,96% | 580,42 | 7,72% |
| 2032 | 707,46 | 1,39% | 618,29 | 6,52% |
| 2033 | 713,86 | 0,90% | 652,80 | 5,58% |
| 2034 | 720,38 | 0,91% | 687,44 | 5,31% |

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT). La demanda Global en (GWh) de ELECTROSUR corresponde a la PROPUESTA FINAL.

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 13
(USD)

| Año | Propuesta Inicial (A) | Propuesta Final (B) | Propuesta Osinerghmin (C) | C/A-1 | C/B-1 |
|--------------|-----------------------|---------------------|---------------------------|---------------|---------------|
| 2025 | 11 110 931 | 8 953 149 | 56 406 | -99% | -99% |
| 2026 | 693 444 | 7 232 736 | 353 431 | -49% | -95% |
| 2027 | 2 549 912 | 91 853 | - | - | - |
| 2028 | 196 959 | - | - | - | - |
| 2029 | 2 371 553 | 1 841 059 | 7 631 384 | 222% | 315% |
| TOTAL | 16 922 799 | 18 118 797 | 8 041 220 | -52,5% | -55,6% |

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin 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 Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.