Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. CANADÁ N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 / 224 0488

Informe N° 635-2022-GRT

Pronunciamiento sobre la solicitud de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 del Área de Demanda 2, presentada por Electronorte S.A. y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.

Lima, noviembre 2022

Resumen Ejecutivo

El presente informe describe el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, "Osinergmin") para sustentar técnica y económicamente su pronunciamiento respecto de la solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 correspondiente al Área de Demanda 2[1], presentada el 30 de junio de 2022 por las empresas Electronorte S.A. (en adelante "ENSA") y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante "COELVISAC") mediante Cartas ENSA-GT-APG-0708-2022 y CEV N° 1672-2022/GG.GG, respectivamente.

ENSA acompaña a su solicitud el informe denominado "Propuesta de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión de ELECTRONORTE, periodo 2021-2025" (en adelante, "ESTUDIO ENSA"). Asimismo, motiva su solicitud indicando que las causales para solicitar una modificación del Plan de Inversiones vigente son: 1) cambios significativos de demanda eléctrica, 2) cambios en las condiciones técnicas o constructivas y 3) por otras razones debidamente justificadas.

Por su parte, COELVISAC acompaña a su solicitud el informe denominado "Estudio Técnico Económico, Propuesta de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 COELVISAC" (en adelante, "ESTUDIO COELVISAC"). Asimismo, motiva su solicitud indicando que la causal para solicitar una modificación del Plan de Inversiones vigente es: cambios significativos de demanda eléctrica.

Por un lado, con base en la información revisada, Osinergmin ha procedido a realizar un análisis integral, con el objetivo de sustentar la siguiente propuesta de pronunciamiento de Osinergmin sobre la solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, presentadas por ENSA.

- **Respecto a la solicitud de reprogramación del Transformador de la SET Chiclayo Norte,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no sustenta que la criticidad del transformador existente en la SET Chiclayo Norte se haya superado.
- **Respecto al cambio del Transformador de la SET Chiclayo Oeste,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal b) del

[1] Área de Demanda 2: Abarca el departamento de Lambayeque y parte de los departamentos de Cajamarca y Amazonas.

presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no sustenta en las imágenes algún deterioro del Transformador. Además, el cambio del Transformador no corresponde a una solución definitiva.

- **Respecto al cambio de tres Celdas de Alimentador y Celdas de Transformador de 60 y 10 kV en la SET Chiclayo Norte por antigüedad,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA en las imágenes no evidencia algún deterioro de las celdas en mención, de igual forma no se puede constatar la antigüedad de estos.
- **Respecto al cambio de la Celda de Transformador 60 kV de la SET Chiclayo Oeste,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal d) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que es extemporánea, además ENSA no presenta sustento alguno, solo aparece en el cuadro de Elementos solicitados.
- **Respecto a la reprogramación de la Nueva SET Mórrope y LT Íllimo - Mórrope**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, se tiene nuevas cargas que deben ser atendidos desde la SET Mórrope.
- **Respecto al cambio de la LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca por seguridad,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal b) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que en el informe DSE-STE-298-2022 se señala que la solicitud no está debidamente sustentada como para acogerse al numeral 12.3.5 de la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT.
- **Respecto al cambio de las Celdas de Transformador de 60 y 22,9 kV y dos (02) Celdas de Alimentador en la SET Pomalca por antigüedad**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes de algún deterioro de las celdas, además presenta placas de Interruptores y Reconectadores con años 2015, 2017 y 2019 encontrándose dentro de su vida útil. Por otro lado, respecto a que ya fue cambiado la Celda de Transformador 60kV en el año 2018, sin estar aprobado en el Plan de Inversiones, no se puede verificar si a la celda en cuestión le correspondía ser reemplazada, pues no ha sido sustentado por ENSA.
- **Respecto al cambio de las Celdas de Alimentador en la SET Tumán por antigüedad,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal d) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes de algún deterioro de las celdas, además presenta fotografía de la placa del Reconectador Sólido del año 2019, encontrándose dentro de su vida útil.
- **Respecto al cambio de las Celdas de Alimentador en la SET La Viña**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal e) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes presentadas de algún deterioro de las celdas, y no se pude verificar la antigüedad.

- **Respecto al reconocimiento de dos Celdas de Alimentador 10 kV en la SET La Viña**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal f) del presente informe, se concluye que, de acuerdo con el formato F-204 se evidencia la necesidad de tres (03) Celda de Alimentador en 10 kV y considerando que actualmente dos (02) Celdas de Alimentador vienen siendo remunerados, se incluye en el Plan de Inversiones 2021-2025 una (01) Celda de Alimentador de 10 kV en la SET La Viña.
- **Respecto al reconocimiento de tres Celdas de Alimentador en la SET Nueva Motupe**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal g) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que cuando se aprobó la SET Nueva Motupe se incluyó una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV y de acuerdo con el Formato F-204 es necesario solamente una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV, por lo que, las tres Celdas de Alimentador adicionales no están justificadas.
- **Respecto al retiro de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal h) del presente informe, se concluye que, se justifica el retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí, debido a que ya fue construido por la empresa Electro Zaña S.A.C, pero no se acepta el reconocimiento del COyM, debido a que la Celda es utilizada para inyectar generación por parte de Electro Zaña S.A.C.
- **Respecto a la solicitud del reconocimiento del COyM del cambio del Transformador de la SET Carhuaquero**, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.3 (literal a) del presente informe, se concluye que, la solicitud es improcedente, debido a que es extemporánea, no obstante, el transformador no está aprobado en un Plan de Inversiones, asimismo, la sobrecarga en el Transformador según ENSA señaló en el Plan de Inversiones 2021-2025 se solucionaría por traslado de cargas.
- **Respecto a la solicitud de la nueva SET Chimban,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.4 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no presenta sustento de la mala calidad del servicio, y que en el informe DSE-STE-247-2022, se concluye que el proyecto no mejora la problemática actual del Sistema de Transmisión Cutervo – Nueva Jaén – Jaén – Bagua Chico – Muyo, identificado como crítico.
- **Respecto al reconocimiento de la Celda de Medición de la SET Pampa Pañalá,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.5 (literal a) del presente informe, se concluye que, se acepta la solicitud, debido a que en la aprobación de la nueva SET Pampa Pañalá se omitió la aprobación de la Celda de Medición habiéndose aprobado dos (02) Celdas de Alimentador. Por ello, se incluye en el Plan de Inversiones 2021-2025, una (01) Celda de Medición de 22,9 kV en la SET Pampa Pañalá.

Por otro lado, con base en la información revisada, Osinergmin ha procedido a realizar un análisis integral, con el objetivo de sustentar la siguiente propuesta de pronunciamiento de Osinergmin sobre la solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, presentadas por COELVISAC.

- **Respecto a la solicitud de la Nueva SET Arándanos, LT Felam – Arándanos,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección

6.3.3.1 (literal b) del presente informe, se concluye que, Osinergmin no puede pronunciarse sobre este pedido, toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional.

- **Respecto a la solicitud de la Nueva SET Misteriosa, LT Tierras Nuevas – Misteriosa,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.3.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que la demanda proyectada en el periodo del Plan de Inversiones 2021-2025 puede alimentarse desde las SETs Tierras Nuevas y Pampa Pañalá.
- **Respecto a la solicitud de Celdas de Alimentador en la SET Tierras Nuevas,** de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.3.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que el formato F-204 justifica cuatro (04) Celdas de Alimentador y la SET Tierras Nuevas cuenta con cinco (05) Celdas de Alimentador.

Por lo tanto, se recomienda la emisión de una resolución que apruebe la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 del Área de Demanda 2, según se indica en detalle en la sección 6.4 del presente informe.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN....3
1.1 ANTECEDENTES....3
1.2 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS....4
1.3 PROCESO DE PRONUNCIAMIENTO....7
2. UBICACIÓN....8
3. SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN....13
3.1 CAUSALES PARA SOLICITAR LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES VIGENTE . 13
3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA....14
3.3 MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 DE ENSA....15
3.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo....15
3.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad....16
3.3.3 Sistema Eléctrico Chota rural....17
3.3.4 Sistema Eléctrico Olmos....17
3.4 MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 DE COELVISAC....17
3.4.1 Sistema Eléctrico Olmos - Tierras Nuevas....17
3.5 SOLICITUDES REFERIDAS A ELEMENTOS DEL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 O ANTERIOR....17
4. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DE SUSTENTO....19
5. PROPUESTA FINAL....24
5.1 CAUSALES PARA SOLICITAR LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES VIGENTE .. 24
5.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA....25
5.3 MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 DE ENSA....26
5.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo....26
5.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad....27
5.3.3 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto....27
5.3.4 Sistema Eléctrico Chota rural....28
5.3.5 Sistema Eléctrico Pampa Pañalá....28
5.4 MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 DE COELVISAC....28
5.4.1 Sistema Eléctrico Tierras Nuevas Olmos....28
5.5 SOLICITUDES REFERIDAS A ELEMENTOS DEL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 O ANTERIOR....28
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN....29
6.1 CAUSALES PARA SOLICITAR LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES VIGENTE .. 29
6.1.1 Cambios de la Demanda respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones Vigente....30
6.1.2 Por condiciones Técnicas....33
6.1.3 Por otras razones....33
6.2 REVISIÓN DE LA DEMANDA....33
6.2.1 Información Base....33
6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados....34
6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres....34
6.2.4 Demandas Incorporadas....34
6.2.5 Proyección Global....35
6.2.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico....36
6.3 ANÁLISIS DE LOS PEDIDOS DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025....37
6.3.1 Situación actual y Diagnóstico....38
6.3.2 Análisis de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 de ENSA....39
6.3.2.1 Sistema Eléctrico Chiclayo....39
6.3.2.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad....40
6.3.2.3 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto....42

6.3.2.4 Sistema Eléctrico Chota rural 43
6.3.2.5 Sistema Eléctrico Olmos 43
6.3.3 Análisis de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 de COELVISAC 44
6.3.3.1 Sistema Olmos - Tierras Nuevas 44
6.3.4 Respecto a las solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017,-2021 o anterior 46
6.4 MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 46
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 48
8. ANEXOS 52
9. REFERENCIAS 151

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley N° 28832, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias.

Con Resolución N° 126-2020-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones para el período mayo 2021 – abril 2025; la que, respecto al Área de Demanda 2 fue impugnada por las empresas Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), a través del recurso de reconsideración que se resolvió mediante Resolución N° 183-2020-OS/CD y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C (en adelante "COELVISAC"), a través del recurso de reconsideración que se resolvió mediante Resolución N° 181-2020-OS/CD.

El 30 de junio de 2022 las empresas ENSA mediante Carta ENSA-GT-APG-0708-2022 y COELVISAC con carta CEV-1672-2022/GG.GG, han solicitado a Osinergmin la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante, "PI 2021-2025") correspondiente al Área de Demanda 2, acompañando para tal efecto la "Propuesta de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión de ELECTRONORTE, periodo 2021-2025" (en adelante "ESTUDIO ENSA") y, el "Estudio Técnico Económico, Propuesta de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 COELVISAC" (en adelante, "ESTUDIO COELVISAC"). En adelante, ambos estudios en conjunto, serán denominados "ESTUDIOS".

El presente informe desarrolla el estudio realizado por Osinergmin a fin de sustentar técnica y económicamente su pronunciamiento respecto de la referida solicitud. Para lo cual se ha analizado los ESTUDIOS y la información que lo sustenta y las respuestas que presentaron ENSA y COELVISAC por requerimiento de Osinergmin.

1.2 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deben ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832[3].

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE[4], la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2[5] de la Ley Nº 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)[6] del numeral 27.2 del Artículo 27° de la misma Ley Nº 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

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

---

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(…)

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

(…)

los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones[7].

Sobre el particular, el numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, señala:

> *"V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. 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 OSINERGMIN; 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 Osinergmin, es de cumplimiento obligatorio."*

Asimismo, el numeral VII) del literal d) del Artículo 139 del Reglamento de la LCE, señala:

> *"VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de*

---

[7] **Artículo 139º**.-

(…)

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

a) Criterios Aplicables

(…)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. 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 OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

(…)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(…)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(…)

Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión."

Por otro lado, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 018-2018-OS/CD, se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT, así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, siendo que en su Cuarta Disposición Transitoria[8] se señala lo siguiente:

"Establecer como única oportunidad para presentar propuestas e iniciar el proceso de modificación a que se refiere el artículo 139 del RLCE, del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021 – 2025, el mes de mayo del año 2022 para los titulares de las Áreas de Demanda 1, 3, 6, 12 y 13, el mes de junio del año 2022 para los titulares de las Áreas de Demanda 2, 4, 7, 9 y 11 y el mes de julio del año 2022 para los titulares de las Áreas de Demanda 5, 8, 10 y 14. En el referido proceso la Gerencia de Regulación de Tarifas podrá presentar observaciones a las propuestas, en cuyo caso los plazos a cargo del titular de transmisión no serán contabilizados dentro del plazo que tiene la Autoridad para la aprobación. Atendidas las observaciones, se procederá con la publicación de la modificación del Plan de Inversiones, según corresponda."

Asimismo, se cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinergmin, 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.

[8] Incorporado con Resolución N° 177-2021-OS/CD, publicado en el Diario El Peruano el 15.07.2021

- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante Resolución N° 057-2021-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 reestructuración fue aprobada mediante Resolución N° 080-2022-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 145-2022-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Las bases normativas antes citadas, comprenden para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

1.3 Proceso de pronunciamiento

De acuerdo con lo señalado en la referida Cuarta Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, para el pronunciamiento de Osinergmin sobre cada solicitud de modificación del Plan de Inversiones vigente, se viene contemplando las siguientes etapas: i) presentación de las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones, ii) de ser el caso, formulación de observaciones al estudio de sustento presentado por el solicitante, iii) análisis del levantamiento de observaciones, y iv) pronunciamiento mediante Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin.

Para los casos donde resulte necesario, durante la etapa de formulación de observaciones se requerirá opinión de otros Titulares del Área de Demanda respectiva, las cuales serán incluidas en el análisis de sustento del referido pronunciamiento.

Cabe señalar que el plazo de (60) días hábiles que dispone Osinergmin para pronunciarse sobre la solicitud de modificación del Plan de Inversiones, no incluye el periodo en que se encuentre pendiente la absolución de observaciones, operando así la suspensión del referido plazo durante el período comprendido entre la fecha en que se oficien las observaciones y la fecha fijada como plazo máximo para que la solicitante las absuelva.

Asimismo, conforme lo prevé la Ley, los interesados disponen de un plazo de quince (15) días hábiles para, en caso lo consideren pertinente, interponer recursos de reconsideración contra el pronunciamiento de Osinergmin.

2. Ubicación

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

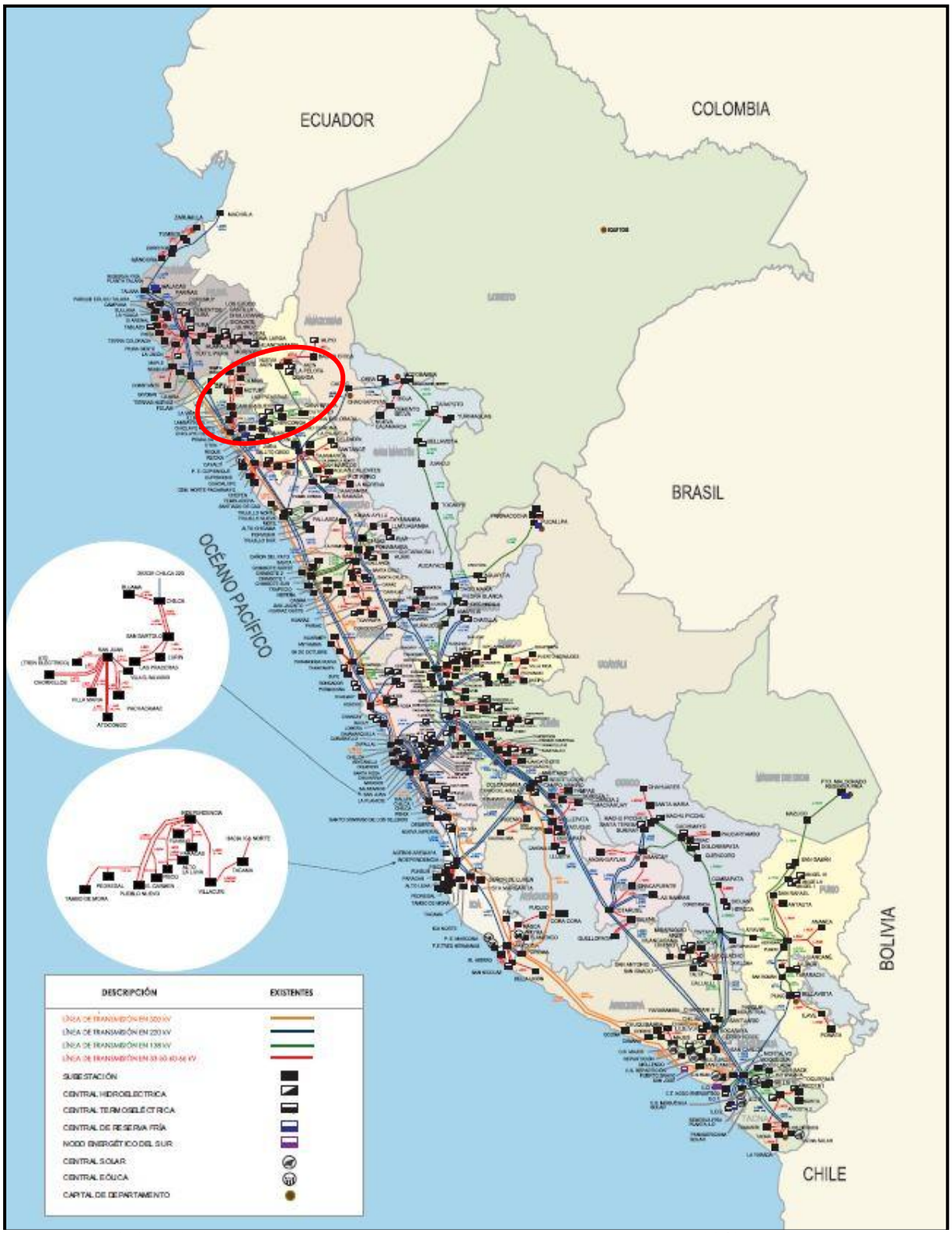
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"): ENSA, REP, ELOR, ADINELSA, COELVISAC y Proyecto Especial Olmos-Tinajones.

Actualmente el Área de Demanda 2 está conformada por los sistemas eléctricos, según Resolución N° 081-2021-OS/CD e Informe N° 260-2021-GRT de Osinergmin:

- Olmos – Motupe – Ílimo
- Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Niepos
- Cutervo, Querocoto
- Chongoyape, Chota, Chota Rural
- Utcubamba
- Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural, San Ignacio.
- Chachapoyas, Chachapoyas Rural.
- Olmos – Tierras Nuevas.

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

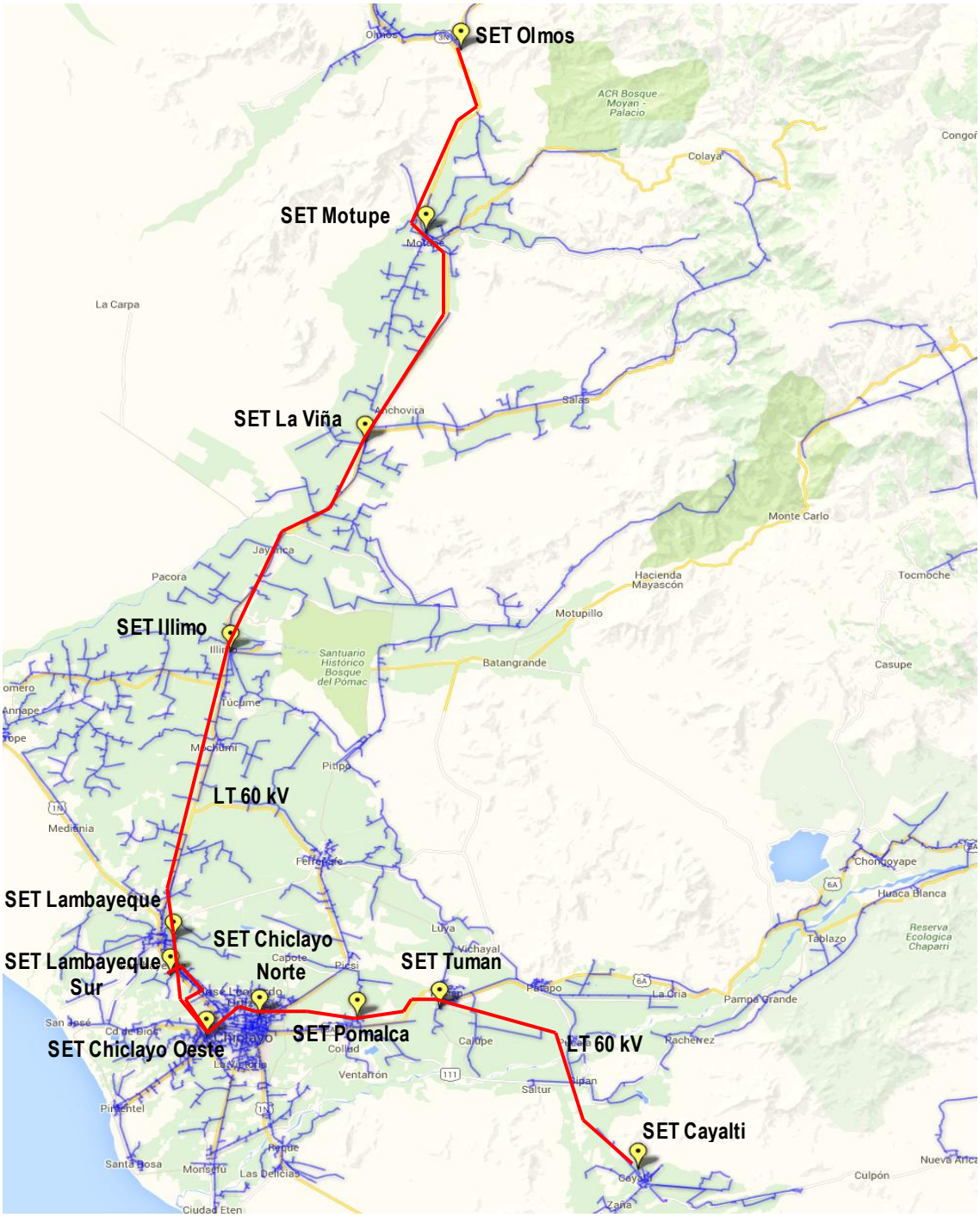
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 2



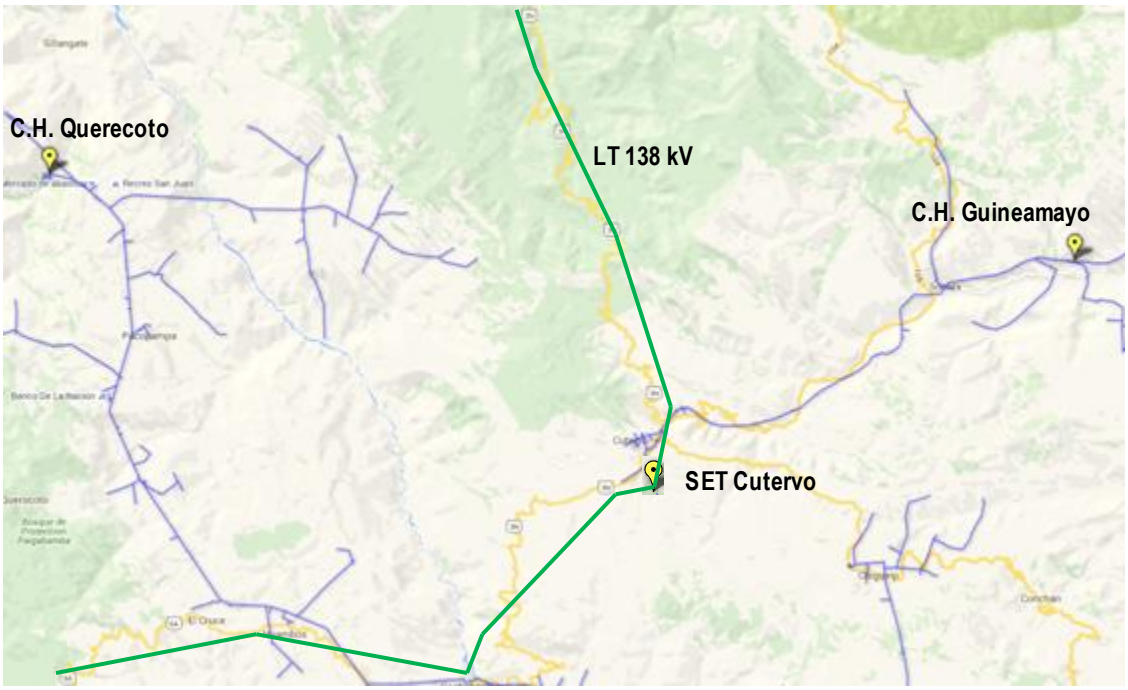
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2019

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

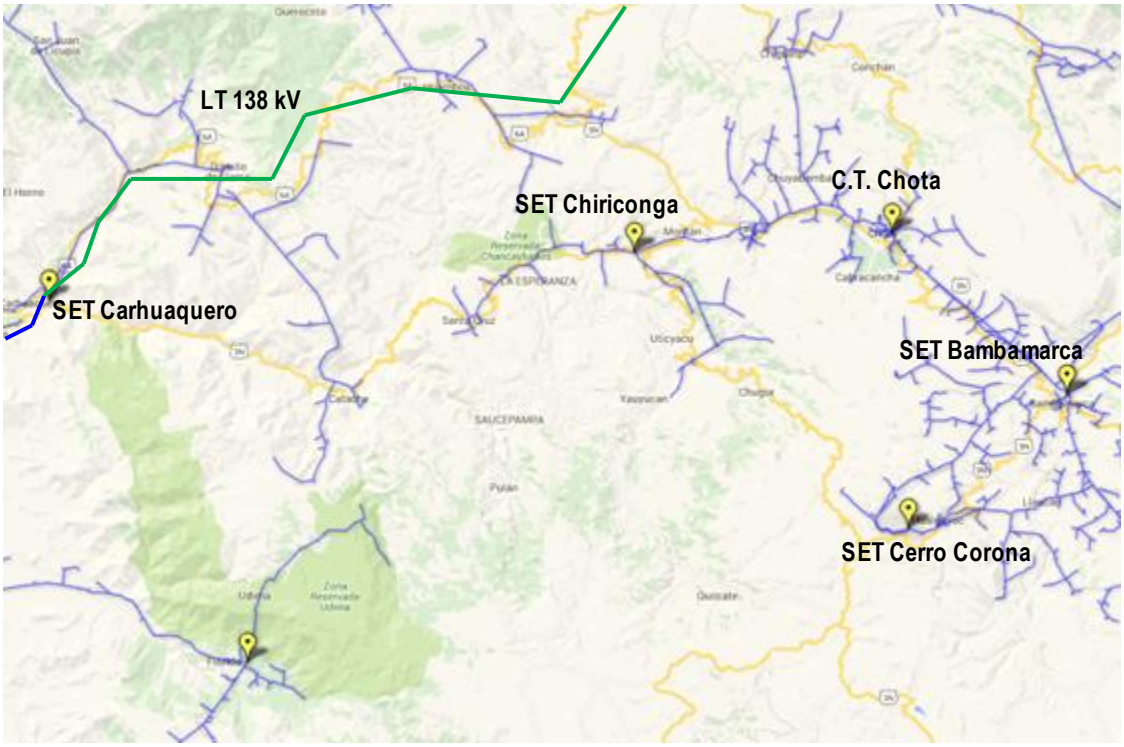
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 2.



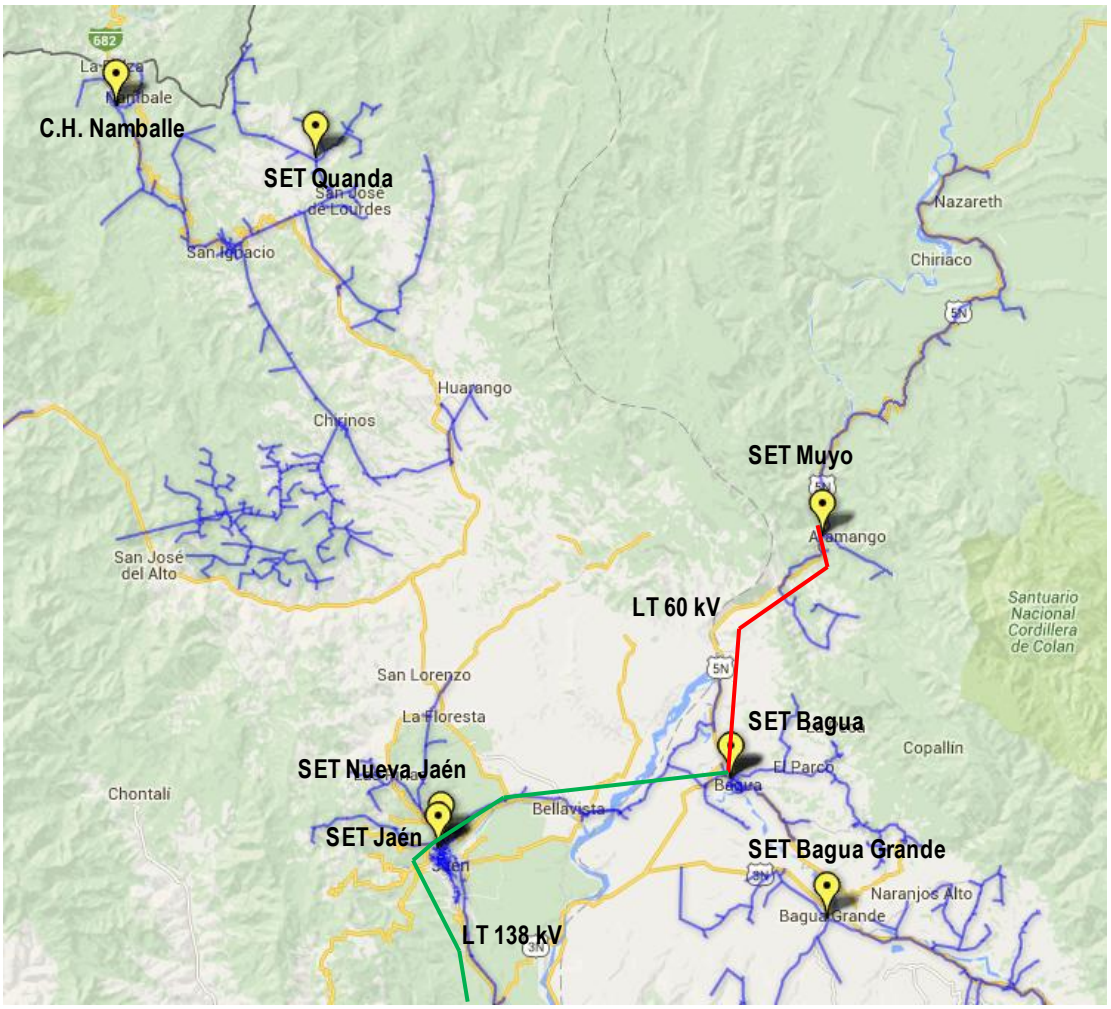
Sistemas: Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Olmos, Niepos, Olmos-Motupe-Illimo



Sistema: Cutervo, Querocoto



Sistema: Chota, Chota Rural, Chongoyape



Sistemas: Bagua, Bagua-Jaén, San Ignacio

3. Solicitud de modificación del Plan

Dentro del plazo establecido en la Cuarta Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, el 30 de junio de 2022 mediante Cartas ENSA-GT-APG-0708-2022 y CEV N° 1672-2022/GG.GG, las empresas ENSA y COELVISAC, respectivamente, presentaron a Osinergmin los ESTUDIOS que sustentan su solicitud de modificación del PI 2021-2025 correspondiente al Área de Demanda 2.

Para efectos del análisis, la información presentada como parte de los ESTUDIOS, se considera como PROPUESTA INICIAL de la solicitante.

3.1 Causales para solicitar la Modificación del Plan de Inversiones Vigente

ENSA y COELVISAC manifiestan que sus ESTUDIOS tienen como propósito solicitar la modificación del PI 2021-2025, en lo concerniente al Área de Demanda 2, sobre la base de lo establecido en el numeral VII) del literal d) del Reglamento de la LCE, según el cual se permite la revisión y actualización del Plan de Inversiones en transmisión (aprobado por Osinergmin cada 4 años), debido a: i) cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o ii) modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o iii) en las condiciones técnicas o constructivas, o iv) por otras razones debidamente justificadas.

Del ESTUDIO presentado por ENSA, se identifica que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) Cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, 2) Por condiciones técnicas o constructivas y 3) por otras razones.

Asimismo, del ESTUDIO presentado por COELVISAC, se identifica que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) Cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad.

3.2 Proyección de la Demanda

ENSA, en su PROPUESTA INICIAL, ha presentado la proyección global de energía, donde la demanda prevista para los Usuarios Regulados fue obtenida mediante resultados del modelo econométrico en el que las ventas de energía se encuentran explicadas por las variables TARIFA REAL, PBI, CLIENTES y una dicotómica D2016. Luego, agregó a dicha proyección las cargas de los Usuarios Libres existentes y las Demandas Incorporadas, teniendo en cuenta lo comunicado en sus solicitudes de factibilidad de suministro. Sin embargo, para algunas demandas incorporadas no se tuvo el sustento documentado por parte del cliente.

En el Cuadro N° 3.1 se observa las ventas de energía correspondientes al periodo 2021-2030 presentadas en la PROPUESTA INICIAL de ENSA para el Área de Demanda 2.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL DE ENSA - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Demanda (GWh)

AÑO	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2021	0,0	0,0	1 231,8	1 231,8
2022	0,0	0,0	1 305,2	1 305,2
2023	0,0	0,0	1 380,3	1 380,3
2024	0,0	0,0	1 457,0	1 457,0
2025	0,0	0,0	1 535,0	1 535,0
2026	0,0	0,0	1 614,1	1 614,1
2027	0,0	0,0	1 694,3	1 694,3
2028	0,0	0,0	1 775,5	1 775,5
2029	0,0	0,0	1 857,6	1 857,6
2030	0,0	0,0	1 940,6	1 940,6

Notas:
(1) Sumatoria de los valores totales de los formatos "F-109" y "F-115".
- La tasa promedio anual en el período 2021-2030 asciende a 5,2% .
- La propuesta de ENSA no comprende todas las cargas en el Área de Demanda 2.

Por su parte, COELVISAC, en su PROPUESTA INICIAL, proyectó la demanda global de ventas de energía del Área de Demanda 2, considerando que la prevista para los Usuarios Regulados fue obtenida con el método econométrico en el que las ventas de energía se encuentran explicadas por las variables TARIFA REAL, PBI y CLIENTES. Luego, agregó a dicha proyección, las cargas de los Usuarios Libres existentes y las Demandas Incorporadas, teniendo en cuenta lo comunicado en sus solicitudes de factibilidad de suministro.

En el Cuadro N° 3.2, se observa las ventas de energía correspondientes al periodo 2021-2030, presentadas en la PROPUESTA INICIAL de COELVISAC para el Área de Demanda 2.

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL DE COELVISAC - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Demanda (GWh)

AÑO	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL

AÑO	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2021	0,0	0,0	1 109,9	1 109,9
2022	0,0	0,0	1 253,1	1 253,1
2023	0,0	0,0	1 404,5	1 404,5
2024	0,0	0,0	1 469,4	1 469,4
2025	0,0	0,0	1 506,7	1 506,7
2026	0,0	0,0	1 537,4	1 537,4
2027	0,0	0,0	1 568,1	1 568,1
2028	0,0	0,0	1 598,7	1 598,7
2029	0,0	0,0	1 629,4	1 629,4
2030	0,0	0,0	1 660,1	1 660,1

Notas:

(1) Sumatoria de los valores totales de los formatos "F-109" y "F-115".
- La tasa promedio anual en el período 2021-2030 asciende a 4,6% .
- La propuesta de COELVISAC no comprende todas las cargas en el Área de Demanda 2.

3.3 Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 de ENSA

Como parte de la solicitud de modificación del PI 2021-2025, ENSA manifiesta que dichas modificaciones, son planteadas por: 1) cambios significativos de la demanda, 2) condiciones técnicas o constructivas y 3) por otras razones, cuyo detalle se describen a continuación.

3.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo

Elementos que se deben reprogramar:

- Transformador de SET Chiclayo Norte 60/10 kV de 30 MVA del año 2021 para el año 2023, debido a las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA, asimismo, ENSA señala que es porque en el periodo 2021-2025 no presentaría sobrecargas.
- Celdas de Transformación y Medición en SET Lambayeque Sur, del año 2021 para el año 2023, debido a debido a las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA.
- Celdas de Línea de 60 kV en SETs Chiclayo Oeste y Chiclayo Norte y de Acoplamiento en SET Chiclayo Norte, del año 2022 para el año 2023.

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, el transformador TP6002 de 17,5 MVA cuenta con una antigüedad de 42 años, por ello, propone un nuevo transformador de 60/10 kV de 30 MVA el año 2023, en reemplazo del existente que se dará de baja.
- Para el largo plazo, propone una nueva SET Monsefú, con ello, descargaría los transformadores de la SET Chiclayo Oeste, y no se presentarían sobrecargas hasta el año 2030.

- Reemplazo del transformador de 8,75 MVA de la SET Lambayeque con de propiedad de Proyecto Especial Olmos Tinajones (PEOT) con una antigüedad de 26 años, por un transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/10 MVA para el año 2023.
- Nuevo transformador de Reserva de 60/23/10 kV de 30 MVA para el año 2023.
- LT 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur, por incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad (DME), por seguridad.
- Cambio de tres celdas de alimentador de la SET Chiclayo Norte, por antigüedad.

3.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad

Elementos que se deben reprogramar:

- Nueva SET Mórrope 60/22,9/10 kV del año 2021 para el año 2024, debido a debido a las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA.
- Celdas de Línea de 60 kV en SETs Pomalca y Tumán, del año 2022 para el año 2024.

Elementos que se deben agregar:

- La necesidad de la SET La Cría es para descargar las SETs Tumán y Carhuaquero, para el año 2029.
- La sobrecarga de la SET Cayaltí que se presentaría el año 2025 se solucionaría con la nueva SET Mocupe, que descargarían las SETs Tumán y Carhuaquero.
- ENSA señala que, la sobrecarga de la SET Illimo que se presentaría en el año 2029, se resolvería con el ingreso de la nueva SET Batangrande.
- LT 60 kV Pomalca – Chiclayo Centro de 9,8 km para el año 2024, por confiabilidad N-1.
- LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca, por incumplimiento de DMS, por seguridad.
- Cambio de las Celdas de Transformación de 60 y 22,9 kV y dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV en la SET Pomalca, por antigüedad.
- Cambio de las Celdas de Alimentador de 22,9 kV (02) y 10 kV (01) en la SET Tumán, por antigüedad.
- Cambio de dos Celdas de Alimentador de 10 kV en la Set La Viña, por antigüedad.
- Reconocimiento de dos Celdas de Alimentador en la SET La Viña, construidas en el año 2018.
- Reconocimiento de tres Celdas de Alimentador de 22,9 kV en la SET Nueva Motupe construidos en el año 2018.

Elementos que se deben retirar

- Celda de la SET Cayaltí, debido a que el elemento fue instalado por la empresa Electro Zaña, sin embargo, pide el reconocimiento del Costo de

Operación y Mantenimiento (COyM) debido a que ENSA será el que opere la celda.

3.3.3 Sistema Eléctrico Chota rural

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, la necesidad de la nueva SET Chimban 60/22,9/10 kV de 9 MVA para el año 2025, se debe a que las caídas de tensión en los alimentadores de la SET Cerro Corona que tienen más de 50 km.

3.3.4 Sistema Eléctrico Olmos

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, solicita el reconocimiento de una Celda de Medición de 22,9 kV en la SET Pampa Pañalá.

3.4 Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 de COELVISAC

Como parte de la solicitud de modificación del PI 2021-2025, COELVISAC manifiesta que dichas modificaciones, son planteadas por: cambios significativos de la demanda

3.4.1 Sistema Eléctrico Olmos - Tierras Nuevas

Elementos que se deben agregar:

- Transformador 220/60/22,9 kV de 60 MVA en al SET Felam.
- Nueva SET Arándanos 60/22,9 kV de 40 MVA, y LT Felam-Arándanos.
- Nueva SET Misteriosa 60/22,9 kV de 40 MVA y LT Tierras Nuevas-Misteriosa.
- Celda de Alimentador en SET Tierras Nuevas.

3.5 Solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021 o anterior

ENSA solicita postergar la Nueva SET Chiclayo Centro 60/22,9/10 kV de 30 MVA para el año 2024, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021 (PI 2017-2021).

ENSA solicita postergar la instalación del capacitor de 22,9 kV de 3 MVAr en la SET Illimo, para el año 2023, proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

ENSA solicita postergar la instalación de la Celda de Alimentador de 10 kV en la SET Nueva Motupe para el año 2022, proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

ENSA solicita postergar la instalación de la Celda de Alimentador de 22,9 kV de la SET Cayaltí, para el año 2023, proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

4. Observaciones al Estudio de sustento

A través de los Oficios N° 1110 y 1111-2022-GRT, el 03 de agosto de 2022, Osinergmin remitió a COELVISAC y ENSA, respectivamente, las observaciones al ESTUDIO, estableciéndose el 30 de setiembre de 2022 como plazo máximo para las respuestas y correcciones de ser el caso. Asimismo, con Oficio N° 1215-2022-GRT se remitió a COELVISAC una observación complementaria a responder en la misma fecha prevista en el oficio anterior.

Asimismo, el 09 de agosto de 2022, Osinergmin convocó a reunión, mediante modalidad virtual a través de la plataforma Microsoft Teams, a COELVISAC y ENSA con la finalidad de que puedan aclarar o absolver alguna duda específica referidas a las observaciones realizadas por parte del regulador.

Las observaciones realizadas por Osinergmin a los ESTUDIOS que sustentan las propuestas de modificación del PI 2021-2025, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas a los ESTUDIOS son las siguientes:

SOBRE EL ESTUDIO DE ENSA:

- En el PI 2021-2025, el año base considerado fue 2018, en este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año base a considerarse es 2021, y como tal, será el último periodo histórico por considerar. Respecto al periodo proyectado en esta modificación del PI 2021-2025, se requiere que este sea desde el 2022 al 2050.
- ENSA no presenta todas las fuentes y archivos de cálculo que sustenten los valores estimados de las variables explicativas de los formatos F-100 y en el Workfile (archivo E-Views). Asimismo, no adjunta una relación de toda la documentación presentada con la descripción de su contenido y aplicación, según lo establecido en el numeral 5.3 del Artículo 5 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada

mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria (NORMA TARIFAS). Por lo que se requiere que ENSA presente sus archivos según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

- Los registros de ventas históricas de energía presentados por ENSA no corresponden a la base de datos del SICOM. En consecuencia, sus proyecciones no están debidamente sustentadas, por lo que, se requiere que ENSA valide, corrija y realice los cambios necesarios en la proyección de la demanda.
- Los formatos F-100 del AD2 no consignan la información de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, se requiere que ENSA revise, corrija y presente toda la información solicitada en los formatos F-100 de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- Las fuentes y los cálculos que llevaron a obtener los valores proyectados de las variables explicativas deben ser presentados en archivos distintos y no dentro de los formatos F-100. Se requiere que ENSA revise y corrija donde corresponda, considerando que, en dichos formatos solo deben ir los valores históricos y/o los valores obtenidos de tales cálculos.
- En las proyecciones de demanda vegetativa y de las variables explicativas no se están considerando los criterios de estimación que se establecieron y se usaron para todas las áreas de demanda del PI 2021-2025. Se requiere que ENSA revise y efectúe nuevamente sus proyecciones, considerando los criterios que ya se emplearon en el PI 2021-2025, los cuales se pueden verificar en los formatos F-100 (F-106, F-107 y F-108).
- ENSA no ha realizado la depuración de datos atípicos de los registros de energía cada 15 minutos de los clientes regulados. Se requiere que ENSA presente el sustento del por qué no sería necesario dicha depuración, de lo contrario, corrija y presente la depuración mencionada.
- Respecto a la incorporación de cargas nuevas dentro de la proyección de la demanda, según lo señalado en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación. Se requiere que ENSA complete los sustentos necesarios para solicitar la incorporación de nuevas cargas.
- En el ESTUDIO, la totalidad de las nuevas demandas incorporadas se considera con un ingreso de carga proyectado para el año 2022 sin mayor sustento. Se requiere que ENSA sustente el año de ingreso indicado de cada carga.
- El numeral VII) del literal d) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que, “En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a Osinergmin la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado...”. En tal sentido, no corresponde evaluar, en el presente proceso de modificación del PI 2021-2025, solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021 (en adelante “PI 2017-

2021”), el cual no se encuentra vigente, por lo cual, se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO aquellas solicitudes referidas a dicho Plan de Inversiones o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación.

- Las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones deben ceñirse a las razones establecidas en el numeral VII) del literal d) del artículo 139 del RLCE; sin embargo, en el ESTUDIO se incluyen solicitudes sin precisar a qué causal están asociadas según la normativa, por ejemplo, se incluyen solicitudes de reprogramación. Por ello, se requiere que ENSA modifique y/o aclare la causal sobre la cual basa su solicitud de modificación del PI 2021-2025, conforme a lo señalado en el numeral 5.8.1 de la NORMA TARIFAS.
- ENSA presenta formatos con datos en valores, entre otros, el formato F-202, por lo que se requiere que ENSA verifique y corrija conforme con lo establecido en el numeral 5.6 del Artículo 5 de la NORMA TARIFAS.
- Es necesario que, para todos los efectos del ESTUDIO, ENSA mantenga la numeración de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 y que, la solicitud de modificación se presente en función a cada proyecto, con todos los Elementos que están contenidos. Asimismo, en caso de incluir en el PI 2021-2025 nuevos proyectos, deberán seguir con el número correlativo correspondiente.
- Respecto a la solicitud de Elementos por antigüedad, se requiere que ENSA explique las razones por las cuales considera que, la antigüedad de un Elemento por sí sola, es sustento suficiente para plantear la renovación de éste, asimismo, se requiere que verifique y replantee su solicitud, en caso corresponda, con los sustentos adecuados que permita evaluar la propuesta.
- Las propuestas deben estar desarrolladas tomando en cuenta los proyectos aprobados en los planes de inversión, y no en el plan de obras de la propia empresa.
- ENSA presenta proyectos en su ESTUDIO que están fuera del periodo del PI 2021-2025, se debe señalar, que este es un proceso de modificación del PI 2021-2025, por lo que los proyectos futuros deberán ser analizados en el siguiente proceso de Plan de Inversiones 2025-2029, en ese sentido, se requiere que verifique su propuesta y se enfoque en el periodo del PI 2021-2025.

SOBRE EL ESTUDIO DE COELVISAC:

- En el PI 2021-2025, el año base considerado fue 2018, en este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año base a considerarse es 2021. Respecto al periodo proyectado en esta modificación del PI 2021-2025, se requiere que esté sea desde el 2022 al 2050.
- No se ha presentado todas las fuentes y archivos de cálculo que sustenten los valores presentados en los formularios. Asimismo, no se ha adjuntado una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación; de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 del Artículo 5 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria (NORMA TARIFAS). En tal sentido, se requiere que

COELVISAC presente todas las fuentes y archivos de cálculo y sustento empleados, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

- Los valores históricos de las variables explicativas citadas en el documento "5. Informe de proyección de demanda - AD02.docx" no corresponden a los archivos de sustento ni a las fuentes. En tal sentido, se requiere que COELVISAC presente sus archivos e información de manera que toda la información presentada en el ESTUDIO guarde coherencia.
- Los registros de ventas de energía presentados por COELVISAC para la proyección de demanda no corresponden a la base de datos del SICOM. En ese sentido, las proyecciones de energía no están debidamente sustentadas, se requiere que COELVISAC valide y/o corrija dichos valores y luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.
- No se ha presentado los registros de energía cada 15 minutos para sustentar los cálculos correspondientes de los factores de caracterización, se requiere que COELVISAC valide y envíe dichos registros.
- No se ha usado correctamente los factores de expansión de pérdidas, que deben ser los aprobados y vigentes a la fecha, se requiere que COELVISAC valide y/o corrija donde corresponda.
- La información básica de los clientes libres existentes presentados en el formato F-113 no corresponde a la Base de datos del SICLI 2021. Se requiere que COELVISAC verifique y actualice dicha información, considerando que el año base para el presente proceso de modificación del PI 2021-2025 es el año 2021.
- En el ESTUDIO se verifica la existencia de nuevas demandas incorporadas cuyo ingreso de carga se tiene proyectado para el año 2022. Al respecto, se requiere que COELVISAC indique cómo se está atendiendo dichas cargas y desde qué puntos de suministros, de manera que se permita evaluar la situación actual de atención de demanda en la zona.
- En la sección 5. Demanda Incorporada de su informe "5. Informe de proyección de demanda - AD02.docx", COELVISAC señala que ha considerado como demanda incorporada a potenciales usuarios que han comunicado su requerimiento de energía, los mismos que serían considerados como demanda nueva. Al respecto, se ha identificado que algunas solicitudes de factibilidad de suministro ya fueron presentadas en el PI 2021-2025 por COELVISAC habiéndose aprobado en ese entonces y, no habiéndose llegado a concretar el ingreso de esas cargas. Ahora en este proceso de modificación del PI 2021-2025, y en base a esa documentación se estaría solicitando nuevamente evaluarlas. Por lo que, se requiere a COELVISAC precisar los requerimientos de demanda tomando en cuenta las observaciones específicas.
- Respecto a la concesión de distribución otorgada por el Gobierno Regional de Lambayeque a favor de COELVISAC, cabe mencionar que de acuerdo con la RM 139-2008-MEM/DM, la concesión definitiva otorgada por los Gobiernos Regionales (GORE), corresponde a una demanda no mayor a 30 MW y en caso, se requiera atender una demanda mayor, se tendrán que pedir permisos adicionales a los otorgados por el GORE. No obstante, en el ESTUDIO, se proyecta una demanda a ser atendida por COELVISAC que supera los 30 MW en el

periodo 2021-2025, lo cual no podría ser atendido en la zona de distribución otorgada por el Gobierno Regional de Lambayeque a dicha empresa. En ese sentido, se requiere que COELVISAC sustente la magnitud de demanda proyectada y los permisos asociados y revise en qué oportunidad realmente se atenderán las nuevas cargas presentadas.

- Las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones deben ceñirse a las razones establecidas en el numeral VII) del literal d) del artículo 139 del RLCE; sin embargo, en el ESTUDIO, COELVISAC no menciona la causalidad de la solicitud. Por ello, se requiere que COELVISAC señale claramente la causal sobre la cual basa su solicitud de modificación del PI 2021-2025, conforme a lo señalado en el numeral 5.8.1 de la NORMA TARIFAS.
- Es necesario que, para todos los efectos del ESTUDIO, COELVISAC mantenga la numeración de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 y que, en caso de incluir al PI 2021-2025 nuevos proyectos, deberán seguir con el número correlativo correspondiente.
- COELVISAC señala en el Ítem 1.6.1 del ESTUDIO los criterios generales que, el planeamiento debe considerar todas las instalaciones de SST y SCT que alimentan una misma Área de Demanda; sin embargo, se limita al análisis a la SET Tierras Nuevas, por lo que se requiere que COELVISAC realice el análisis completo del AD2.

Adicionalmente se le realizó la siguiente observación:

- Sobre el particular, es preciso señalar que la solicitud de proyectos presentados en su ESTUDIO, tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por su representada contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente Nº 01371-2021-0-1801-JR-CA-17 en el Décimo Séptimo Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo, en el cual se solicita, entre otros, aprobar la SET Arándanos, considerando un transformador 220/60/22,9 kV de 30 MVA y línea asociada. En ese sentido, a efectos de evaluar la competencia del Regulador, solicitamos nos confirme si el referido proceso sigue judicializado o ha concluido.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con cartas ENSA-GT-APG1070-2022 y CEV N° 2826-2022/GG.GG de fecha 30 de setiembre de 2022, ENSA y COELVISAC presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin, juntamente con los ESTUDIOS corregidos que acompañaron como sustento de dichas respuestas.

Para efectos del presente análisis, las respuestas brindadas a las observaciones y los informes corregidos que los sustentan, se consideran como PROPUESTA FINAL.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL, las observaciones a la misma y toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL han sido publicadas 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.

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

5.1 Causales para solicitar la modificación del Plan de Inversiones Vigente

Al igual que en la PROPUESTA INICIAL, del ESTUDIO presentado por ENSA, se deduce que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos en la demanda de electricidad, 2) modificaciones en las condiciones técnicas o constructivas, y 3) otras razones debidamente justificadas.

Del mismo modo, del ESTUDIO presentado por COELVISAC, se deduce que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos en la demanda de electricidad.

5.2 Proyección de la Demanda

ENSA y COELVISAC señalan que han actualizado su proyección de ventas de energía y potencia considerando los registros de cada 15 minutos correspondiente a los devanados de los transformadores de las SET's del Área de Demanda 2.

ENSA sostiene que, al igual que en su PROPUESTA INICIAL, en su PROPUESTA FINAL proyectó las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 2 considerando las variables TARIFA REAL, PBI y CLIENTES, en un modelo que incluyó, además, una variable dicotómica para el año 2016 (D2016), siguiendo la metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

Por su parte, COELVISAC, en su PROPUESTA FINAL, ha proyectado las ventas de energía de los Usuarios Regulados, al igual que en su PROPUESTA INICIAL, tomando las variables TARIFA REAL, PBI y CLIENTES, siguiendo la metodología establecida en la NORMA TARIFAS.

Luego de que ENSA y COELVISAC, cada una por su lado, acoplan la proyección de las demandas de Usuarios Regulados con la de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas, obtienen la proyección global de demanda de energía eléctrica correspondiente al Área de Demanda 2, por nivel de tensión.

En los Cuadros N° 5.1 y N° 5.2 se observan las ventas de energía correspondientes al periodo 2021-2030 presentadas por ENSA y COELVISAC, respectivamente, en sus propuestas finales para el Área de Demanda 2.:

Cuadro Nº 5.1
PROPUESTA FINAL DE ENSA - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Demanda (GWh)

AÑO	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2021	0,0	0,0	1 235,5	1 235,5
2022	0,0	0,0	1 291,3	1 291,3
2023	0,0	0,0	1 348,6	1 348,6
2024	0,0	0,0	1 409,4	1 409,4
2025	0,0	0,0	1 471,1	1 471,1
2026	0,0	0,0	1 526,3	1 526,3
2027	0,0	0,0	1 604,3	1 604,3
2028	0,0	0,0	1 682,2	1 682,2
2029	0,0	0,0	1 760,2	1 760,2
2030	0,0	0,0	1 838,1	1 838,1

Notas:
(1) Sumatoria de los valores totales de los formatos "F-109" y "F-115".
- La tasa promedio anual en el período 2021-2030 asciende a 4,5% .
- La propuesta de ENSA no comprende todas las cargas en el Área de Demanda 2.

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL DE COELVISAC - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Demanda (GWh)

AÑO	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2021	0,0	0,0	1 213,0	1 213,0
2022	0,0	0,0	1 259,8	1 259,8
2023	0,0	0,0	1 359,5	1 359,5
2024	0,0	0,0	1 413,7	1 413,7
2025	0,0	0,0	1 451,0	1 451,0
2026	0,0	0,0	1 475,0	1 475,0
2027	0,0	0,0	1 499,5	1 499,5
2028	0,0	0,0	1 524,6	1 524,6
2029	0,0	0,0	1 550,3	1 550,3
2030	0,0	0,0	1 576,7	1 576,7

Notas:
(1) Sumatoria de los valores totales de los formatos "F-109" y "F-115".
- La tasa promedio anual en el período 2021-2030 asciende a 3,0% .
- La propuesta de COELVISAC no comprende todas las cargas en el Área de Demanda 2.

Cabe señalar que, la proyección de demanda (Total) presentada por ENSA en su PROPUESTA FINAL, en todos los años, es ligeramente menor que la presentada en su PROPUESTA INICIAL. Mientras que, en el caso de COELVISAC, la proyección de demanda (Total) presentada en su PROPUESTA FINAL, en todos los años a partir del 2023, es menor que la presentada en su PROPUESTA INICIAL.

5.3 Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 de ENSA

Como parte de la solicitud de modificación del PI 2021-2025, ENSA manifiesta que dichas modificaciones son planteadas por: 1) cambios significativos de la demanda, 2) condiciones técnicas o constructivas y 3) por otras razones, cuyo detalle se describen a continuación.

5.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo

Elementos que se deben reprogramar:

- Transformador de SET Chiclayo Norte 60/10 kV de 30 MVA del año 2021 para el año 2023, debido a la realización de los Estudios de Impacto Ambiental en la SET Chiclayo Centro, las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA.

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, el transformador TP6002 de 17,5 MVA cuenta con una antigüedad de 42 años, por ello, propone un nuevo transformador de 60/10 kV de 30 MVA el año 2025, en reemplazo del existente que se dará de Baja.

- Para el largo plazo, propone una nueva SET Monsefú, con ello, descargaría los transformadores de la SET Chiclayo Oeste, y no se presentarían sobrecargas hasta el año 2030.

- Reemplazo del transformador de 8,75 MVA de la SET Lambayeque de propiedad de PEOT con una antigüedad de 26 años, por un transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/10 MVA para el año 2027.

- Cambio de tres celdas de alimentador de la SET Chiclayo Norte, asimismo, las Celdas de Transformador 60 kV y 10 kV, por antigüedad.

5.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad

Elementos que se deben reprogramar:

- Nueva SET Mórrope 60/22,9/10 kV del año 2021 para el año 2024, debido a las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA.

Elementos que se deben agregar:

- LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca, por incumplimiento de DMS, por seguridad.

- Cambio de las Celdas de Transformación de 60 y 22,9 kV y dos Celdas de Alimentador 22,9 kV en la SET Pomalca, por antigüedad.

- Cambio de las Celdas de Alimentador de 22,9 kV (02) y 10 kV (01) en la SET Tumán, por antigüedad.

- Cambio de dos Celdas de Alimentador de 10 kV en la SET La Viña, por antigüedad.

- Reconocimiento de dos Celdas de Alimentador 10 kV en la SET La Viña, construidas en el año 2018.

- Reconocimiento de tres Celdas de Alimentador de 22,9 kV en la SET Nueva Motupe construidos en el año 2018.

- Reconocimiento de Celda de Transformador 60 kV en la SET Pomalca, que fue reemplazada por antigüedad, junto al transformador, asimismo, dar de baja al elemento del SST correspondiente.

Elementos que se deben retirar

- Celda de la SET Cayaltí, debido a que el elemento fue instalado por la empresa Electro Zaña, sin embargo, pide el reconocimiento del COyM debido a que ENSA será el que opere la celda.

5.3.3 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto

Elementos que se deben agregar:

- Solicita el reconocimiento del COyM del transformador de 220/138/22,9 kV – 100 MVA cuya inversión será realizada por Grenergy Perú S.A.C. (GRENENERGY).

5.3.4 Sistema Eléctrico Chota rural

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, la necesidad de la nueva SET Chimban 60/22,9/10 kV de 9 MVA para el año 2025, se debe a que las caídas de tensión en los alimentadores de la SET Cerro Corona que tienen más de 50 km.

5.3.5 Sistema Eléctrico Pampa Pañalá

Elementos que se deben agregar:

- ENSA señala que, solicita el reconocimiento de una Celda de Medición de 22,9 kV en la SET Pampa Pañalá.

5.4 Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 de COELVISAC

Como parte de la solicitud de modificación del PI 2021-2025, COELVISAC manifiesta que dichas modificaciones, son planteadas por: cambios significativos de la demanda, cuyo detalle se describen a continuación.

5.4.1 Sistema Eléctrico Tierras Nuevas Olmos

Elementos que se deben agregar:

- Nueva SET Arándanos 220/60/22,9 kV de 40 MVA, y LT Felam-Arándanos.

- Nueva SET Misteriosa 60/22,9 kV de 40 MVA y LT Tierras Nuevas-Misteriosa.

- Dos Celdas de Alimentador en SET Tierras Nuevas.

Sustenta su pedido en que, lo planteado por Osinergmin en el PI 2021-2025 no soluciona los problemas de calidad de producto en Media Tensión ya que no cumplen con los límites establecido en la NTCSE

5.5 Solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021 o anterior

ENSA solicita postergar la Nueva SET Chiclayo Centro 60/22,9/10 kV de 30 MVA para el año 2024, proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

ENSA solicita postergar la instalación de la Celda de Alimentador de 10 kV en la SET Nueva Motupe para el año 2022, proyecto aprobado en el PI 2017-2021.

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ENSA y COELVISAC tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Asimismo, se ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información complementaria ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a definir la proyección de la demanda, a determinar el SER y la inversión correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente; a fin de pronunciarse técnica y económicamente sobre la solicitud de modificación del PI 2021-2025 presentadas por ENSA y COELVISAC.

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

A continuación, se presenta el análisis realizado por Osinergmin para el sustento de su PRONUNCIAMIENTO, cuyos cálculos efectuados se encuentran en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web de Osinergmin, al igual que toda la información presentada por la solicitante e interesados.

6.1 Causales para solicitar la modificación del Plan de Inversiones Vigente

Mediante el Decreto Supremo N° 014-2012-EM, se modificó y se agregó, entre otros, el numeral III) y el numeral VII) del literal d) del Reglamento de la LCE, respectivamente; donde el numeral VII) agregado señala que:

> *"VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo*

titular podrá solicitar a Osinergmin la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado…"

Asimismo, el numeral 5.8.1) de la NORMA TARIFAS indica que las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones vigente deben ceñirse a las razones establecidas en el numeral VII) del Literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

En ese sentido, de acuerdo con los considerandos citados precedentemente, el respectivo titular podrá solicitar una modificación al Plan de Inversiones vigente, siempre y cuando ocurra cualquiera de las siguientes causales, respecto al Plan de Inversiones Vigente.

1) Cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad.
2) Modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio.
3) Cambios en las condiciones técnicas o constructivas, o
4) Por otras razones debidamente justificadas.

Al respecto, del ESTUDIO presentado por ENSA como parte de su PROPUESTA INICIAL y FINAL, se observa que, si bien ENSA no es clara en detallar las causales por las cuales solicita modificación del PI 2021-2025, se observa que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos de demanda eléctrica, 2) cambios en las condiciones técnicas o constructivas y 3) por otras razones debidamente justificadas.

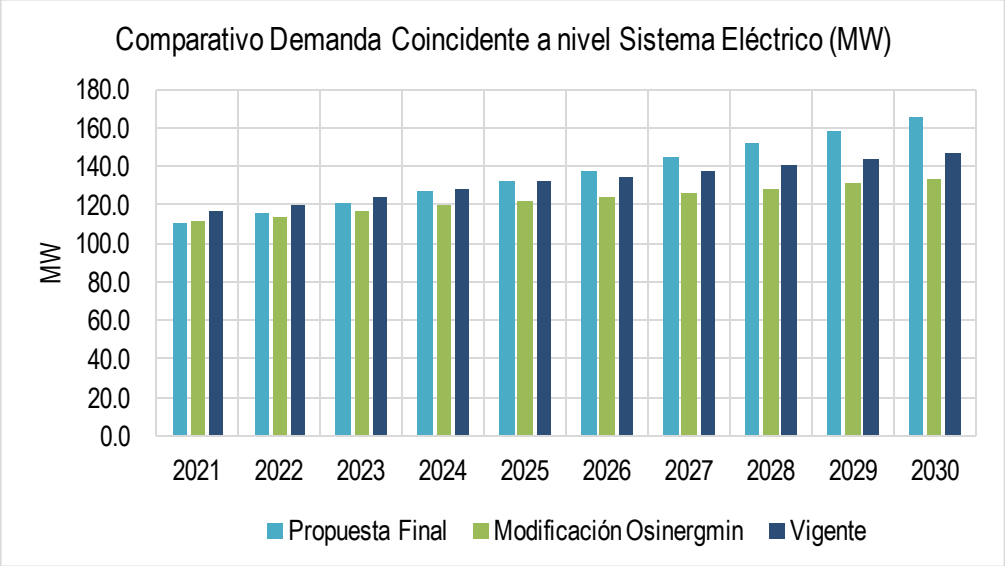
Por otro lado, del ESTUDIO presentado por COELVISAC como parte de su PROPUESTA INICIAL y FINAL, se observa que, si bien COELVISAC es clara en detallar las causales por las cuales solicita modificación del PI 2021-2025 es por cambios significativos en la demanda, se observa que su propuesta de modificación está referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos de demanda eléctrica.

6.1.1 Cambios de la Demanda respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones Vigente

Conforme se expone en su ESTUDIO, ENSA solicita la modificación de determinados proyectos previstos en el PI 2021-2025, cuya principal justificación sería la variación en la demanda eléctrica sobre todo en los sistemas eléctricos "Chiclayo" y "Cutervo, Querocoto".

En ese sentido, se ha realizado una comparación entre las proyecciones de la demanda eléctrica por sistema eléctrico, considerando la PROPUESTA FINAL de ENSA, la vigente (PI 2021-2025) y la actualizada por Osinergmin. Los resultados se muestran en los gráficos Nº 6.1 y 6.2:

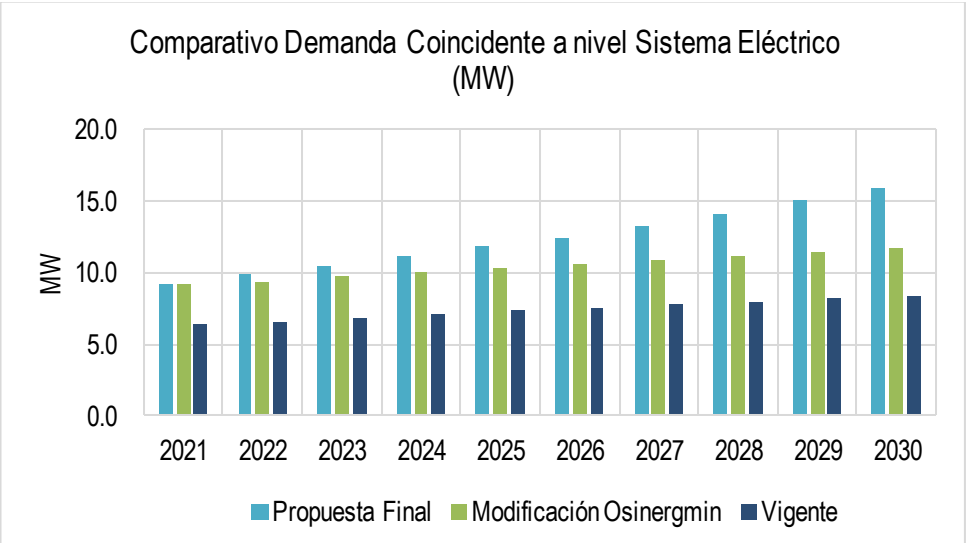
Gráfico N° 6.1
Sistema Eléctrico "Chiclayo"



Sistema CHICLAYO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Propuesta Final	110,8	116,0	121,3	127,0	132,8	138,0	144,8	151,7	158,5	165,4
Modificación Osinergmin	111,9	113,9	116,7	119,4	122,0	124,2	126,4	128,7	131,0	133,4
Vigente	116,7	120,3	124,1	128,0	131,9	134,7	137,6	140,5	143,6	146,7

Fuente: Formato F-121
Elaboración: Osinergmin

Gráfico N° 6.2
Sistema Eléctrico "Cutervo, Querocoto"



Sistema CUTERVO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Propuesta Final	9,2	9,8	10,5	11,1	11,8	12,4	13,2	14,1	15,0	15,8
Modificación Osinergmin	9,2	9,4	9,7	10,0	10,3	10,6	10,8	11,1	11,4	11,6
Vigente	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	7,6	7,8	8,0	8,2	8,4

Fuente: Formato F-121
Elaboración: Osinergmin

Según los dos gráficos anteriores, se puede concluir que:

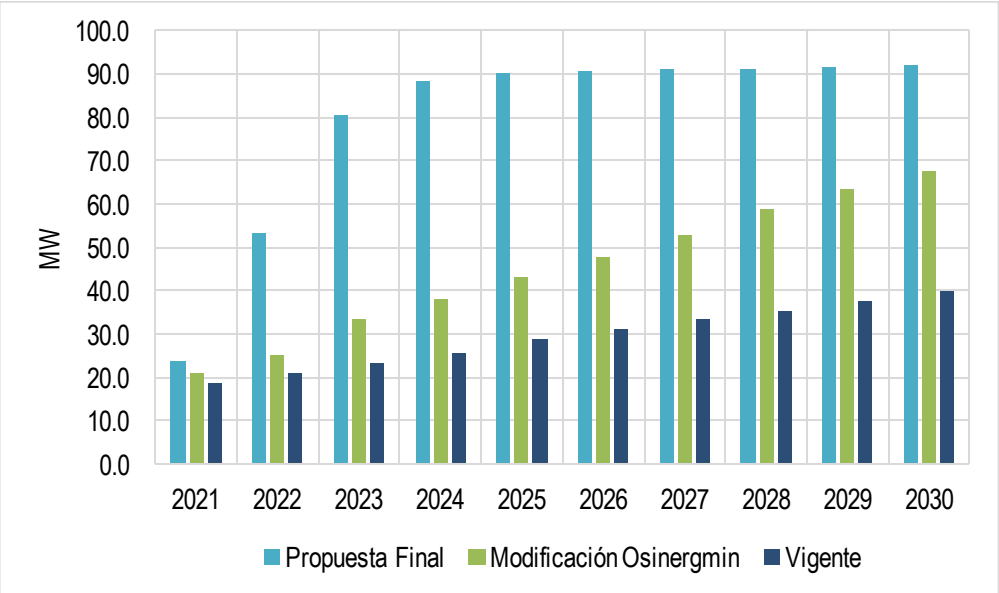
- La demanda del sistema “Chiclayo” es menor que la prevista en el PI 2021-2025.
- La demanda del sistema “Cutervo, Querocoto” es mayor que la prevista en el PI 2021-2025.

Por consiguiente, es válido realizar el análisis de la solicitud de ENSA, referido a esta causal.

Por su parte, COELVISAC en su ESTUDIO, solicita la modificación del PI 2021-2025; cuya principal justificación sería la variación en la demanda eléctrica en la subestación Tierras Nuevas.

En ese sentido, se ha realizado una comparación entre las proyecciones de la demanda eléctrica, la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, el PI 2021-2025 vigente y la actualizada por Osinergmin. Los resultados se muestran en el Gráfico N° 6.3.

Gráfico N° 6.3
Comparativo de la Proyección de la Demanda SET Tierras Nuevas (MW)



SET Tierras Nuevas (MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Propuesta Final	23,6	53,2	80,3	88,4	90,3	90,6	90,9	91,2	91,6	91,9
Modificación Osinergmin	21,1	25,1	33,3	37,8	43,3	47,7	53,0	58,8	63,2	67,7
Vigente	18,5	21,0	23,3	25,5	28,8	31,0	33,2	35,4	37,5	39,7

Fuente: Formato F-120 (SET)
Elaboración: Osinergmin

Del gráfico anterior, tanto la demanda actualizada por COELVISAC como Osinergmin resultan superiores a lo previsto en el PI 2021-2025. En ese sentido, resulta válido realizar el análisis de la solicitud de COELVISAC, referido a esta causal.

6.1.2 Por condiciones Técnicas.

Respecto a los proyectos cuyas solicitudes han sido enmarcados en la causal "por condiciones técnicas"; resulta válido realizar el análisis de la solicitud de ENSA, referido a esta causal.

6.1.3 Por otras razones

Respecto a los demás proyectos cuyas solicitudes han sido enmarcadas en la causal "por otras razones", resulta válido realizar el análisis de la solicitud de ENSA, referido a esta causal.

6.2 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a revisar la proyección de demanda presentada por ENSA y COELVISAC, en cada PROPUESTA FINAL, encontrando aspectos que no han sido evaluados adecuadamente en la proyección del Área de Demanda 2.

A continuación, se señalan los aspectos más relevantes:

- Los valores proyectados de algunas variables explicativas no se encuentran debidamente sustentados y validados.
- No se ha realizado la depuración de datos atípicos para todas las barras del Área de Demanda 2.
- El factor de expansión de pérdidas equivalente no está correctamente calculado.
- La cantidad de clientes libres consignados no corresponde con el SICLI 2021.
- ENSA no ha presentado la documentación mínima requerida de sustento de la Demanda Incorporada que se consigna en el formato F-100.

6.2.1 Información Base

Ventas de energía

Las ventas históricas de energía presentadas por ENSA y COELVISAC como parte de su PROPUESTA FINAL han sido revisadas teniendo como referencia la información publicada por Osinergmin en el PI 2021-2025 del proceso regular y en las Bases de Datos "SICOM 2019-2021" y "SICLI 2019-2021", las cuales se actualizan con información proporcionada por las propias empresas concesionarias que suministran energía eléctrica.

Variables explicativas

Se considera como variables explicativas del comportamiento de la demanda o de la ENERGÍA vendida: el PBI, POBLACIÓN, CLIENTES, la TARIFA REAL facturada a los usuarios finales del mercado regulado.

Los valores de las variables explicativas presentados por ENSA y COELVISAC como parte de su PROPUESTA FINAL han sido revisados

teniendo como referencia, para el periodo 1996-2018, la información publicada por Osinergmin respecto al PI 2021-2025 vigente.

Asimismo, en la revisión de los valores de las variables explicativas correspondiente al periodo 2019-2021, se ha tomado como referencia los datos del PBI por departamento publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), los datos de POBLACIÓN fueron tomados de las estimaciones y proyecciones de población departamental calculados y publicados por el INEI en su Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (Población Estimada al 30 de junio, por años calendario y sexo, según departamento). Respecto a la cantidad de CLIENTES, la TARIFA REAL y las ventas de ENERGÍA se ha tomado la información que dispone Osinergmin en la Base de Datos SICOM 2019-2021, la cual se mantiene actualizada con la información reportada periódicamente por las mismas empresas concesionarias del sector eléctrico.

6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Se revisó la proyección de demanda con información histórica al año 2021, a fin de verificar cambios significativos en la demanda de energía de los siete Sistemas Eléctricos del Área de Demanda 2: “Olmos – Motupe – Íllimo”; “Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Niepos”; “Cutervo, Querocoto”; “Chongoyape, Chota, Chota Rural”; “Utcubamba”; “Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural, San Ignacio”; “Chachapoyas, Chachapoyas Rural”.

De acuerdo con la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, para la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados se estimaron modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, la POBLACIÓN, la TARIFA REAL y los CLIENTES como variables explicativas y modelos de tendencia donde la única variable explicativa es el TIEMPO.

6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo con la NORMA TARIFAS, la proyección de demanda de estos usuarios se realiza, según lo informado por los propios Usuarios Libres, en base a las encuestas realizadas por los correspondientes suministradores. Al mes de diciembre de 2021 se ha identificado 135 clientes libres atendidos en el Área de Demanda 2.

6.2.4 Demandas Incorporadas

En caso de nuevas demandas en bloque propuestas por las empresas, éstas son incorporadas a la proyección de demanda, toda vez hayan sido debidamente sustentadas según lo señala la NORMA TARIFAS.

Cabe indicar que las cargas consignadas como Demandas Incorporadas en el PI 2021-2025 vigente que, por alguna razón, no hayan ingresado hasta el año 2022, Osinergmin está considerando que su ingreso se efectuará en el año 2023; exceptuando aquellos casos en los que se comunique o se cuente con información actualizada sobre el estado del proyecto de la demanda incorporada.

Para proyectar las demandas incorporadas se ha aplicado un factor de ingreso progresivo de la carga considerado para los años de inicio, en adición al cuadro de toma de carga presentado por algunos clientes y en base a los antecedentes, y la experiencia de procesos de regulación similares.

ENSA, en su PROPUESTA FINAL, consignó 92 demandas incorporadas, de las cuales ninguna de ellas ha sido debidamente sustentada por ENSA, según los requerimientos señalados por la NORMA TARIFAS. COELVISAC, por su parte, consignó 18 demandas incorporadas.

Sobre la documentación de sustento presentadas para las nuevas cargas propuestas por ENSA y COELVISAC, el detalle de la evaluación de cada solicitud presentada se encuentra en las hojas "ENSA 2020", "ENSA 2021" y "COELVISAC", del archivo F-100 de la publicación.

Por consiguiente, las demandas incorporadas, adicionales a las aprobadas en el PI 2021-2025 vigente, debidamente sustentadas, se presentan en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro Nº 6.1
DEMANDAS INCORPORADAS PROPUESTAS POR COELVISAC

N°	SET	NOMBRE DEL PROYECTO	TENSIÓN (kV)	DEMANDA (MW)
1	T. NUEVAS	Asica Farms S.A.C. - Fundo Los Algarrobos	22,9	4,75
2	T. NUEVAS	Arena Verde S.A.C.	22,9	2,00
3	T. NUEVAS	Agro Visión Perú S.A.C.	22,9	2,00
4	T. NUEVAS	Bomarea S.R.L.	22,9	3,00
5	T. NUEVAS	Empresa Saludable en Tratamiento y Técnicas Agrarias S.A.C.	22,9	2,00
6	T. NUEVAS	Inversiones Mosqueta S.A.C.	22,9	5,00
7	T. NUEVAS	Inversiones Hefei S.A.C.	22,9	3,00
8	T. NUEVAS	Agro Latam S.A.C. - Fundo Terranova	22,9	5,35
9	T. NUEVAS	Agro Latam S.A.C. - Fundo Zorgal	22,9	8,93
10	T. NUEVAS	Damper Agrícola Olmos S.A.C. - Fundo Daosac	22,9	1,50
11	T. NUEVAS	Inka's Berries	22,9	5,00
12	T. NUEVAS	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani II	22,9	5,80
13	T. NUEVAS	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani	22,9	4,00
14	T. NUEVAS	Corporación Agrícola La Hacienda S.A.C. - Fundo Ancol	22,9	2,00
15	T. NUEVAS	Green Perú	22,9	5,00
16	T. NUEVAS	Inversiones Pirona SAC - Lote A2	22,9	5,00

Fuente: Formato F-113.
Elaboración: Osinergmin.

6.2.5 Proyección Global

Luego de unir la proyección de las demandas de Usuarios Regulados y Libres, a nivel de barras por cada subestación; según el procedimiento establecido en la NORMA TARIFAS, se obtiene la proyección global de la demanda de energía eléctrica correspondiente al Área de Demanda 2, la cual se muestra por nivel de tensión en el Cuadro N° 6.2:

Cuadro N° 6.2
PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
Área de Demanda 2 (GWh)

Año	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2021	0,0	0,0	1 244,2	1 244,2
2022	0,0	0,0	1 287,5	1 287,5
2023	0,0	0,0	1 368,1	1 368,1
2024	0,0	0,0	1 426,7	1 426,7

Año	MAT (1)	AT (1)	MT (1)	TOTAL
2025	0,0	0,0	1 489,7	1 489,7
2026	0,0	0,0	1 546,6	1 546,6
2027	0,0	0,0	1 608,6	1 608,6
2028	0,0	0,0	1 678,4	1 678,4
2029	0,0	0,0	1 737,2	1 737,2
2030	0,0	0,0	1 796,6	1 796,6

Notas:

(1) Sumatoria de los valores totales de los formatos "F-109" y "F-115".

- La tasa de crecimiento promedio anual en el período 2021-2030 asciende a 4,2% .

6.2.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico se ha determinado en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y la información disponible. Previamente, se han proyectado las ventas anuales de energía utilizando modelos econométricos y tendenciales. Con los resultados de ambos métodos se logró ajustar la proyección de demanda y posteriormente, se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión para obtener finalmente la proyección de demanda de energía de los Usuarios Regulados.

Dado que el objetivo final es proyectar la demanda por subestaciones, se hacen uso de los factores de caracterización de cada subestación. Estos factores son: Factor de Contribución a la Punta (FCP), Factor de Simultaneidad (FS), Factor de Carga (FC), Factor de participación en potencia a la hora de máxima demanda del sistema eléctrico (FPHMS) y Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del área de demanda (FPMWHS).

Luego, tomando en consideración lo señalado en los numerales 6.2.3 y 6.2.4 del presente informe, se desarrolló la proyección de demanda de los Usuarios Libres.

En el Cuadro N° 6.3, se obtiene la proyección que integra la demanda de Usuarios Regulados y Libres, conforme se muestra en el Cuadro N° 6.3:

Cuadro N° 6.3
MÁXIMA DEMANDA A NIVEL SISTEMA ELÉCTRICO POR BARRA
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 2 (MW)

Sistema	Barra	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CHICLAYO	SECHO10	13,70	13,87	14,14	14,38	14,62	14,82	15,02	15,23	15,45	15,67
CHICLAYO	SECHO10A	13,95	14,27	14,74	15,18	15,60	15,96	16,33	16,70	17,09	17,48
CHICLAYO	SECHO10B	8,09	8,28	8,57	8,84	9,10	9,32	9,54	9,78	10,01	10,26
CHICLAYO	SECHO23	18,32	18,70	19,28	19,81	20,33	20,76	21,21	21,67	22,14	22,62
CHICLAYO	CHICN010	19,23	19,57	20,09	20,57	21,04	21,44	21,84	22,26	22,69	23,12
CHICLAYO	CHICN010A	10,80	11,03	11,37	11,68	11,99	12,25	12,52	12,79	13,07	13,36
CHICLAYO	CHICN010B	11,18	11,37	11,65	11,91	12,16	12,38	12,60	12,82	13,05	13,29
CHICLAYO	LAMBA10A	7,76	7,83	7,93	8,03	8,13	8,21	8,29	8,37	8,46	8,55
CHICLAYO	LAMBA10B	8,92	8,94	8,96	8,98	9,01	9,02	9,04	9,06	9,08	9,10
CHOTA	CARH023	3,56	3,64	3,77	3,89	4,00	4,10	4,20	4,30	4,40	4,51
CHICLAYO BD	CAYAL023	4,45	4,47	4,50	4,53	4,56	4,58	4,60	4,63	4,65	4,68
CHICLAYO BD	ILLIM010	1,34	1,36	1,39	1,41	1,44	1,46	1,48	1,50	1,53	1,55
CHICLAYO BD	ILLIM010A	1,80	1,84	1,90	1,96	2,02	2,07	2,12	2,17	2,22	2,28
CHICLAYO BD	ILLIM023	3,39	3,45	3,96	4,46	4,96	5,86	6,76	8,09	8,99	9,90

Sistema	Barra	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CHICLAYO BD	ILLIM023A	1,17	1,20	1,24	1,28	1,32	1,35	1,38	1,42	1,45	1,49
CHICLAYO BD	MOTUP010	1,80	1,82	1,85	1,87	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00
CHICLAYO BD	MOTUP023	4,74	4,77	4,82	4,86	4,90	4,94	4,97	5,01	5,05	5,08
CHICLAYO BD	NMOTU023	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
CHICLAYO BD	OCCID023	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23
CHICLAYO BD	OLMOS010	1,09	1,11	1,15	1,19	1,22	1,25	1,28	1,31	1,35	1,38
CHICLAYO BD	OLMOS023	4,22	4,30	4,42	4,53	4,64	4,73	4,83	4,92	5,02	5,13
CHICLAYO BD	POMAL023	6,49	6,61	6,77	6,93	7,08	7,21	7,34	7,47	7,61	7,75
CHICLAYO BD	TUMAN023	2,28	2,34	2,42	2,49	2,57	2,63	2,69	2,76	2,82	2,89
CHICLAYO BD	LAVIN010	7,70	7,71	7,74	7,76	7,78	7,80	7,82	7,84	7,86	7,88
CHICLAYO BD	LAVIN010A	3,01	3,09	3,19	3,29	3,39	3,47	3,56	3,64	3,73	3,82
CHICLAYO BD	PAMPA023	0,91	0,93	1,32	1,72	2,11	2,86	3,61	4,72	5,47	6,23
CHICLAYO BD	TNUEVAS023	20,22	24,2	32,33	36,85	42,28	46,69	51,90	57,66	62,08	66,50
CUTERVO	CUTER013	2,80	2,86	2,96	3,06	3,15	3,22	3,30	3,38	3,46	3,55
CUTERVO	CUTER023	6,38	6,53	6,76	6,97	7,17	7,35	7,53	7,71	7,90	8,09
BAGUA-JAÉN	NJAEN023	5,85	5,95	6,10	6,24	6,37	6,48	6,60	6,72	6,84	6,97
BAGUA-JAÉN	JAEN010	8,52	8,72	9,03	9,31	9,59	9,82	10,06	10,30	10,55	10,81
BAGUA-JAÉN	JAEN023	6,88	7,03	7,26	7,48	7,68	7,86	8,04	8,23	8,42	8,61
BAGUA-JAÉN	BAGUA010	2,31	2,35	2,40	2,45	2,49	2,53	2,57	2,62	2,66	2,70
BAGUA-JAÉN	BAGUA023	1,19	1,22	1,26	1,30	1,34	1,37	1,40	1,44	1,47	1,51
BAGUA-JAÉN	MUYO023	2,14	2,19	2,27	2,34	2,41	2,47	2,53	2,59	2,65	2,72
BAGUA-JAÉN	BAGUG010	3,25	3,32	3,44	3,55	3,65	3,74	3,83	3,92	4,02	4,12
BAGUA-JAÉN	BAGUG023	1,26	1,29	1,33	1,38	1,42	1,45	1,49	1,52	1,56	1,60
CHACHAPOYAS	CACLIC023	9,03	9,24	9,57	9,86	10,16	10,40	10,65	10,91	11,18	11,45
TOTAL		**232,32**	**240,02**	**254,53**	**264,98**	**276,21**	**286,43**	**297,55**	**310,10**	**320,65**	**331,30**

Fuente: Formato F-121
Elaboración: Osinergmin

6.3 Análisis de los Pedidos de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025

En el proceso normal de aprobación del PI 2021-2025, Osinergmin procedió a determinar el mejor desarrollo de la transmisión para la atención de la demanda del Área de Demanda 2 en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible.

No obstante, bajo las mismas premisas que se han tenido en cuenta en el proceso normal de aprobación del Plan de Inversiones y con las condiciones actuales de demanda y costos, Osinergmin, para los casos donde amerita su modificación, ha procedido nuevamente, donde corresponda, a determinar el mejor desarrollo de la transmisión para la atención de la demanda del Área de Demanda 2, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por ENSA, se tiene lo siguiente:

- ENSA no identifica claramente las razones que motivan la inclusión de algunos proyectos (Ejemplo: solicitudes por demanda cuando deberían ser por confiabilidad, entre otros).
- ENSA no ha absuelto a cabalidad las observaciones realizadas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL.
- ENSA dentro del análisis para la modificación del PI 2021-2025, considera Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021, como que no han sido ejecutados, cuando estos Elementos no son materia de la presente modificación.

- COELVISAC no identifica claramente las razones que motivan la inclusión de algunos proyectos (Ejemplo: solicita todos sus proyectos por demanda, cuando las SETs no se sobrecargan).
- COELVISAC no ha absuelto a cabalidad las observaciones realizadas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL

6.3.1 Situación actual y Diagnóstico

La determinación de las condiciones actuales en las que se encuentra el sistema, permite establecer una base a partir de la cual se inicia el proceso de planeamiento del desarrollo de las instalaciones de transmisión. Así, Osinergmin ha procedido a realizar el diagnóstico de las instalaciones en base a la red actualizada del año 2021 y con la demanda determinada en la sección 6.2 del presente informe.

En el cuadro siguiente se presenta para el año 2025 el nivel de utilización de los transformadores de los sistemas eléctricos del Área de Demanda 2, que están relacionados con la solicitud de modificación del Plan vigente:

Cuadro Nº 6.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

Nombre	Pot.Nom. MVA	Dem. MVA	Factor de Utilización (%)	Comentarios
TR – Carhuaquero	3,60	4,21	117%	La sobrecarga aparece en el 2021
TR-Cutervo	10	10,86	109%	La sobrecarga aparece en el 2022
TR – Chiclayo Norte	65	38	59%	
TR – Lambayeque	8,75	8,57	98%	
TR – Lambayeque Sur	20	17,57	88%	
TR – Tierras Nuevas	60	45,56	76%	
TR – Pampa Pañalá	16	9,18	57%	
TR – Chota	15	4,48	30%	

Se debe señalar que, la sobrecarga en la SET Carhuaquero se trató en el PI 2021-2025 a solicitud de ENSA con traslados de carga a la SET Tumán y la nueva SET Chota, y que no tendrían problema en el periodo 2021-2025.

La sobrecarga de la SET Cutervo, se soluciona con el ingreso de la SET Chota.

En cuanto a las líneas de transmisión del Área de Demanda 2, para el período 2021 – 2025, de las simulaciones de flujo de carga, no se ha detectado casos con congestión.

En cuanto a los perfiles de tensión en las instalaciones de transmisión del Área de Demanda 2, para el período 2021 – 2025, de las simulaciones de flujo de carga, no se ha detectado casos.

6.3.2 Análisis de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 de ENSA

ENSA propone Elementos que se agregarían, se reprogramarían y retirarían respecto a lo previsto en el PI 2021-2025, muchos de ellos sin el debido sustento. A continuación, se pasa a realizar el análisis de acuerdo con la propuesta y sustento presentado por ENSA para cada solicitud.

Asimismo, ENSA en su ESTUDIO menciona proyectos que salen del periodo 2021-2025, ello sería analizado en el proceso del Plan de Inversiones 2025-2029, siempre que sea propuesto por la empresa, en la oportunidad correspondiente.

Cabe resaltar que cada propuesta de modificación, tiene que estar enmarcada en alguna de las causales especificadas en el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE. Asimismo, si se cumplen algunas de las causales, dichas propuestas de modificación, deben estar debidamente sustentadas mediante un análisis técnico y económico.

6.3.2.1 Sistema Eléctrico Chiclayo

Elementos que se deben reprogramar:

a) Respecto a la reprogramación del Transformador de SET Chiclayo Norte 60/10 kV de 30 MVA del año 2021 para el año 2023, ENSA menciona como sustento en el archivo “Anexo 02 Reprogramación.pdf” que es debido a la realización de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) en la SET Chiclayo Centro, las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA relacionados con los procesos de contratación y ejecución de servicios por parte de las contratistas.

   Se debe mencionar que, el EIA de la SET Chiclayo Centro no tiene relación con el Transformador de la SET Chiclayo Norte. Además, ENSA señala que, el Transformador fue aprobado en el PI 2017-2021 por presentar sobrecarga a partir del año 2018 y luego se reprogramó en el PI 2021-2025; sin embargo, el Transformador se aprobó en el PI 2021-2025 por confiabilidad, debido a que se verificó en la subestación el estado de operación del transformador. Por lo que, ENSA se encuentra monitoreando constantemente el Transformador.

   En ese sentido, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no menciona que la criticidad del Transformador se haya superado, y que puede soportar en operación hasta la fecha solicitada.

Elementos que se deben agregar:

b) Respecto a la solicitud de cambio de Transformador TP 6002 de 17,5 MVA en la SET Chiclayo Oeste, ENSA señala que cuenta con una antigüedad de 42 años, y propone un nuevo transformador de 60/10 kV de 30 MVA para el año 2025, en reemplazo del existente, se debe señalar que, en la toma fotográfica solo se aprecia la placa del Transformador, ENSA no presenta tomas fotográficas ni otros sustentos donde se verifique el mal estado del Transformador, además, en la visita que se realizó a la subestación en el PI 2021-2025 no se identificó el mal estado del Transformador.

   Por otro lado, ENSA señala que el cambio del transformador sería una solución de corto plazo, y que la solución a largo plazo, es la nueva SET

Monsefú, por ello, ENSA deberá presentar un análisis técnico económico de manera integral, cuando corresponda, de modo tal de evaluar, si considerando a la SET Monsefú, aún se requiere del Transformador en la SET Chiclayo Oeste. En ese sentido, al no haber el sustento en las imágenes de algún deterioro del Transformador, y no siendo considerada una solución definitiva, no se acepta la solicitud.

c) Respecto al cambio de tres (03) Celdas de Alimentador y Celdas de Transformador de 60 kV y 10 kV de la SET Chiclayo Norte por antigüedad, se debe señalar que, en las tomas fotográficas presentadas por ENSA no se puede verificar que las celdas estén en mal estado, asimismo, no se puede verificar la antigüedad de los equipos. En ese sentido, al no haber el sustento en las imágenes de algún deterioro de las celdas y no poder constatar las antigüedades de estos, no se acepta la solicitud.

d) Respecto al cambio de la Celdas de Transformador 60 kV de la SET Chiclayo Oeste, la solicitud es extemporánea, debido a que no fue solicitada en la PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, la solicitud deviene en improcedente. No obstante, se debe señalar que, ENSA no presenta sustento alguno, solo aparece en el cuadro de Elementos solicitados.

6.3.2.2 Sistema Eléctrico Chiclayo de baja densidad

Elementos que se deben reprogramar:

a) Sobre a la reprogramación solicitada de la Nueva SET Mórrope 60/22,9/10 kV y LT Íllimo – Mórrope, del año 2021 para el año 2024, ENSA menciona como sustento en el archivo "Anexo 02 Reprogramación.pdf" que es debido a las medidas restrictivas de la pandemia COVID - 19, que afectaron de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades de ENSA relacionados con los procesos de contratación y ejecución de servicios por parte de las contratistas.

Al respecto, se debe señalar que, la SET Mórrope se sustentó en las sobrecargas de las SETs Lambayeque y Lambayeque Sur, y las cargas cercanas justificadas por COELVISAC, de acuerdo con la proyección de demanda actualizada, la sobrecarga de la SET Lambayeque se produce el año 2027, asimismo, no se observa sobrecargas en las SET Lambayeque Sur hasta el año 2030.

Además, ENSA señala que las cargas incorporadas en el PI 2021-2025 que serían suministrados desde la SET Mórrope (Desarrollo Agroindustrial El Paraíso, Cerámicos del Norte SAC Fundo El Mango), no son consideradas por COELVISAC en su propuesta de Modificación del PI 2021-2025, y que dichas cargas no se encuentran conectadas hasta la fecha, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que las cargas mencionadas no son consideradas en la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, sin embargo, considera otras cargas que deberán ser suministradas de la SET Mórrope.

En ese sentido, no se acepta la reprogramación de la SET Mórrope por ser una subestación necesaria en este momento.

Elementos que se deben agregar:

b) Respecto al cambio de la LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca, por incumplimiento de DMS, por seguridad, la División de Supervisión de

Electricidad de Osinergmin (DSE) en su informe DSE-STE-298-2022 señala que, no se encuentra el detalle de los 10 vanos con incumplimientos a faja y distancia de seguridad, la solicitud no precisa los valores de las distancias de seguridad que incumplen el CNE-S 2021, ENSA no indica los resultados de las gestiones que se habrían realizado para acogerse a la Excepción 1 o Excepción 2 del CNE-S-2021, tampoco envían documentos que sustenten otras gestiones ante autoridades municipales y judiciales, así como, no se precisa la recurrencia de accidentes de terceros en los referidos vanos. Por ello, la propuesta no está debidamente sustentada como para acogerse al numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS. En ese sentido, no se acepta la solicitud.

c) Respecto al cambio de las Celdas de Transformador de 60 y 22,9 kV y dos Celdas de Alimentador 22,9 kV en la SET Pomalca, por antigüedad, se debe señalar que, de las tomas fotográficas presentadas por ENSA no se verifica deterioro en las celdas, además, presenta tomas fotográficas del Interruptor verificando que es del año 2017, Reconectador Sólido del año 2019 y Reconectador del año 2015, encontrándose dentro de su vida útil.

   Además, ENSA señala que la Celda de Transformador 60 kV ya fue reemplazada con el Transformador el año 2018, sin que esté aprobado en un Plan de Inversiones, al respecto, se debe señalar que, los Elementos del SST a ser cambiados por antigüedad deberán formar parte de los Planes de Inversión, debiendo la Titular presentarlos en cada oportunidad con el sustento adecuado, sin embargo, ENSA en este caso por motivación propia ha realizado el cambio. Además, no se puede verificar si a la celda mencionada le correspondía el cambio.

   Por las evidencias presentadas no se puede verificar que las Celdas se encuentran deteriorados. Asimismo, no se puede verificar la antigüedad. En ese sentido, no se acepta la solicitud

d) Respecto al cambio de las Celdas de Alimentador de 22,9 kV (02) y 10 kV (01) en la SET Tumán, por antigüedad, se debe señalar que, de las tomas fotográficas presentadas por ENSA, no se puede verificar deterioro en las Celdas de Alimentador, además, presenta toma fotográfica del Reconectador Sólido donde se verifica que es del año 2019, encontrándose dentro de su vida útil. En ese sentido, no se acepta la solicitud.

e) Respecto al cambio de dos (02) Celdas de Alimentador de 10 kV en la SET La Viña, por antigüedad, se debe señalar que, ENSA no presenta ningún sustento para verificar que las celdas se encuentran deterioradas. Asimismo, no se puede verificar la antigüedad. En ese sentido, no se acepta la solicitud.

f) Respecto al reconocimiento de dos (02) Celdas de Alimentador 10 kV en la SET La Viña, construidas en el año 2018, ENSA señala que en los Planes de Inversión 2013-2017 y 2017-2021 se omitió incluir dos celdas de alimentador. Se debe señalar que, según el formato F-204, tres (03) Celdas de Alimentador son necesarias para atender a la demanda, considerando que son reconocidos dos (02) Celdas de Alimentador en la subestación, se requeriría una Celda de Alimentador. En ese sentido, se aprueba incluir en el PI 2021-2025, una Celda de Alimentador de 10 kV en la SET La Viña.

   Por otro lado, se debe señalar que, en el numeral 5.8 de la Norma Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT (Norma Altas y Bajas) aprobadas con Resolución N° 057-2022-OS/CD, se señala que, “Se consideran como Altas, a los Elementos nuevos con una antigüedad de fabricación no mayor a dos (2) años respecto del inicio del periodo tarifario, dentro del cual es puesto en servicio. Elementos nuevos

con mayor antigüedad de fabricación al señalado deberán ser informados por el Titular, conjuntamente con el Proyecto de Acta de Verificación de Alta, presentando la justificación correspondiente, a fin de que la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin evalúe su aprobación mediante un informe y, de corresponder, proceda con la suscripción del Acta de Verificación de Alta".

g) Respecto al reconocimiento de tres (03) Celdas de Alimentador de 22,9 kV en la SET Nueva Motupe construidos en el año 2018, se debe señalar que, en el PI 2017-2021 se aprobó la SET Nueva Motupe, donde incluía una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV; sin embargo, ENSA manifiesta que puso en operación cuatro (04) Celdas de Alimentador, tres de ellos sin estar aprobado en un Plan de Inversiones. De la revisión del formato F-204, se verifica que se requiere una (01) Celda de Alimentador para atender la demanda. En ese sentido, no se acepta la solicitud, debido a que las celdas solicitadas no son necesarias.

Elementos que se deben retirar

h) Respecto al retiro de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí, ENSA señala que el elemento fue instalado por la empresa Electro Zaña S.A.C.; sin embargo, pide el reconocimiento del COyM debido a que ENSA será el que opere la celda, se debe señalar que, ENSA presentó toma fotográfica de la existencia de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí, por ello, se retira del PI 2021-2025.

Además, se debe señalar que la Celda de Línea incluida en el PI 2021-2025 surgió por la necesidad de darle confiabilidad a la demanda debido a que la Celda solo contaba con seccionadores de línea.

Por otro lado, ENSA solicita el reconocimiento del COyM debido a que operará la Celda de Línea y se hará cargo del mantenimiento; sin embargo, ENSA no menciona que Electro Zaña S.A.C. construyó la celda por iniciativa propia, debido a su necesidad de inyectar su generación al sistema, y que estaría operando su celda. La evidencia de algún convenio y/o transferencia de ENSA con Electro Zaña S.A.C. por la operación y mantenimiento de la Celda de Línea en caso llegue a formalizarse, será a responsabilidad de ENSA y no se incluirá en la tarifa. En ese sentido, no corresponde aprobar el reconocimiento del COyM.

6.3.2.3 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto

Elementos que se deben agregar:

a) Respecto a la solicitud del reconocimiento del COyM del Transformador de 220/138/22,9 kV – 100 MVA de la SET Carhuaquero, cuya inversión será realizada por GRENERGY, se debe señalar que, la solicitud es extemporánea, debido a que no fue solicitada en la PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, la solicitud es improcedente. No obstante, se debe señalar que, en el PI 2021-2025, ENSA señaló que la sobrecarga de la SET Carhuaquero se solucionaría con traslados de carga a la SET Tumán y la futura SET Chota, y no presentaría problemas de sobrecarga en el periodo 2021-2025, por lo que, no se incluye dentro del PI 2021-2025. Para que ENSA solicite el reconocimiento del COyM, se debe de cumplir que el Elemento debe estar incluido en el Plan de Inversiones, y que, debe ser para el uso de la demanda que, en este caso, el Transformador mencionado es por la necesidad del generador.

6.3.2.4 Sistema Eléctrico Chota rural

Elementos que se deben agregar:

a) Sobre la solicitud de la nueva SET Chimban 60/22,9/10 kV de 9 MVA para el año 2025, ENSA menciona como sustento que es para resolver los problemas de calidad del sistema de Transmisión "Cutervo -Nueva Jaén-Jaén-Bagua Chico-Muyo", al respecto, la División de Supervisión de Electricidad (DSE) en su informe DSE-STE-247-2022 señala que el Proyecto, no mejora la problemática actual del Sistema de Transmisión Cutervo – Nueva Jaén – Jaén – Bagua Chico – Muyo indicado por la Concesionaria ENSA como crítico.

Por otro lado, ENSA menciona que se debe a problemas de calidad y presenta algunos perfiles de tensión de alimentadores de las SETs Cutervo, Cerro Corona y Chota, sin embargo, en el gráfico indica que son de la SETs Tumán, Cerro Corona y Cerro Corona respectivamente, no pudiendo verificar si estas caídas de tensión existen, además, no se puede verificar si se solucionan con la SET Chota, así como no presenta evidencia que estas caídas de tensión se solucionarían con la SET Chimban, debido a que ENSA no presenta los archivos de sustento, y estos no están incluidos en su archivo "PFD".

Además, ENSA en el levantamiento de observaciones señala que la SET Cutervo se volvería a sobrecargar el año 2026, y que, por los tiempos de ejecución de proyectos de esta envergadura, tardan de dos a tres años, al respecto, se debe señalar que, según la proyección de demanda la SET Cutervo no se sobrecarga hasta el año 2031.

Asimismo, ENSA no presenta las características técnicas del proyecto Cerro Corona – Chota, así como la sección del conductor de la LT Cerro Corona – Chota, para una adecuada evaluación.

En ese sentido, no se acepta incluir en el PI 2021-2025 a la SET Chimban debido a que, no se justifica por demanda, el proyecto no mejora la problemática actual del Sistema de Transmisión Cutervo – Nueva Jaén – Jaén – Bagua Chico – Muyo considerado por ENSA como crítico, y no se puede verificar que existan las caídas de tensión de las subestaciones (ENSA no presentó el análisis desarrollado para esta afirmación). Sin perjuicio de lo señalado, dentro de su propuesta de alternativas, solo proponen proyectos en 60 kV, y no incluyó proyectos en 138 kV o 220 kV tales como LT 138 kV Cutervo – Chimban, SET Chimban 138/60/22,9 kV de 30 MVA.

6.3.2.5 Sistema Eléctrico Olmos

Elementos que se deben agregar:

a) Sobre el reconocimiento de una (01) Celda de Medición de 22,9 kV en la SET Pampa Pañalá, ENSA señala que en el Plan de Inversiones 2013-2017 (PI 2013-2017) se aprobó la SET Pampa Pañalá, donde se omitió incluir entre los Elementos a la Celda de Medición de 22,9 kV, además, en la ejecución del proyecto (2017), se incluyó dicha Celda por ser parte de un diseño Estándar considerado en la Base de Datos de Módulos Estándares, al respecto, se debe señalar que, de la revisión de los Elementos aprobados en el PI 2013-2017, se verificó que no se incluyó la Celda de Medición de 22,9 kV cuando

se aprobó dos Celdas de Alimentador de 22,9 kV, asimismo, no se consideró en los Planes de Inversiones 2017-2021 y 2021-2025. En ese sentido, se incluye dentro del PI 2021-2025 la Celda de Medición de 22,9 kV.

Por otro lado, se debe señalar que, en el numeral 5.8 de la Norma Altas y Bajas, se señala que, "Se consideran como Altas, a los Elementos nuevos con una antigüedad de fabricación no mayor a dos (2) años respecto del inicio del periodo tarifario, dentro del cual es puesto en servicio. Elementos nuevos con mayor antigüedad de fabricación al señalado deberán ser informados por el Titular, conjuntamente con el Proyecto de Acta de Verificación de Alta, presentando la justificación correspondiente, a fin de que la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin evalúe su aprobación mediante un informe y, de corresponder, proceda con la suscripción del Acta de Verificación de Alta".

6.3.3 Análisis de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 de COELVISAC

COELVISAC propone Elementos que se agregarían respecto a lo previsto en el PI 2021-2025, muchos de ellos sin el debido sustento. A continuación, se pasa a realizar el análisis de acuerdo con la propuesta y sustento presentado por COELVISAC para cada solicitud.

Cabe resaltar que cada propuesta de modificación, tiene que estar enmarcada en alguna de las causales especificadas en el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE. Asimismo, si se cumplen algunas de las causales, dichas propuestas de modificación, deben estar debidamente sustentadas mediante un análisis técnico y económico.

6.3.3.1 Sistema Olmos - Tierras Nuevas

<u>Elementos que se deben agregar:</u>

a) Respecto a incluir en el PI 2021-2025 la Nueva SET Arándanos 220/60/22,9 kV de 40 MVA, y LT Felam-Arándanos, se debe señalar que, la solicitud de este proyecto, tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por COELVISAC contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente Nº 01371-2021-0-1801-JR-CA-17 en el Décimo Séptimo Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo, encontrándose con un recurso de apelación presentado por COELVISAC. En ese sentido, Osinergmin no puede pronunciarse sobre este pedido, toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional. El Informe Legal correspondiente, desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio de lo señalado, se ha revisado la causal por la que COELVISAC solicita la nueva subestación, se verifica que es por demanda, debido al incremento de los clientes libres (incorporados) en la zona, es decir que, la necesidad de la nueva SET Arándanos es por la presencia y/o el incremento de los clientes libres. En ese sentido, de requerir los clientes libres una nueva subestación deberá ser costeada por ellos.

Por otro lado, en el PI 2021-2025 se comparó las alternativas entre la SET Arándanos y la SET Mórrope para cubrir las demandas existentes y futuras, quedando como la mejor alternativa técnico económico la SET Mórrope, desde donde, COELVISAC de requerir suministrar a sus clientes libres

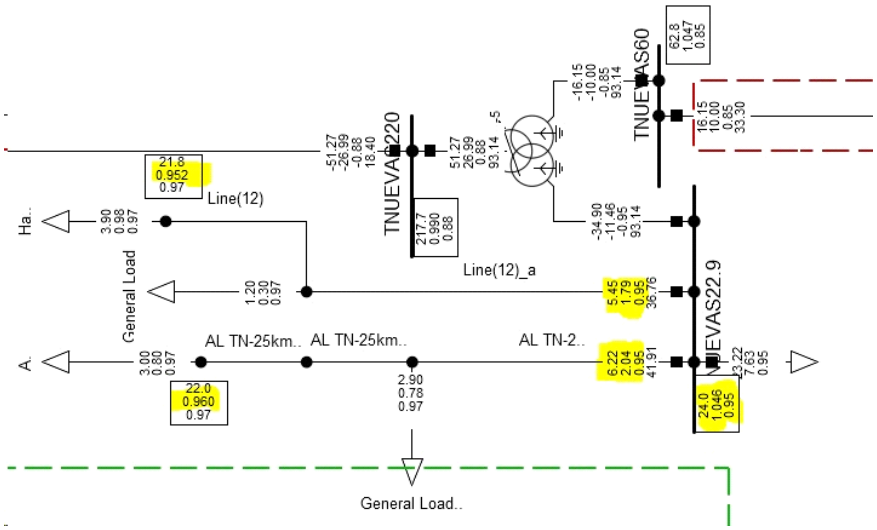
(propuestos como demanda incorporada) requerirá de Celdas de Alimentador que deberán ser costeados por los propios clientes libres.

Por ejemplo, como sustento presenta la carga del cliente libre Agro Latam Fundo Zorgal, cuya demanda contratada es de 9 MW, este cliente tendría problemas de atenderse desde la SET Mórrope con un solo alimentador, debido a que la carga es grande, para ello necesitaría el uso de reguladores de tensión y tener una buena calidad de suministro, sin embargo, se debe recomendar que este tipo de clientes, por si solos necesitan ser atendidos a un nivel de tensión más alto (60 kV), y que la inversión a realizar es a su propio costo.

b) Respecto a incluir en el PI 2021-2025 la Nueva SET Misteriosa 60/22,9 kV de 40 MVA y LT Tierras Nuevas-Misteriosa, se debe señalar que, si bien COELVISAC señala que la evaluación por proyecto no resolvía el problema de manera integral, se realiza el análisis por proyecto, debido que es la mejor alternativa para determinar la mejor alternativa técnico económica.

De la revisión de la causal por la que COELVISAC solicita la nueva subestación, se verifica que es por demanda, debido al incremento de los clientes libres en la zona, es decir que, la necesidad de la nueva SET Misteriosa es por la presencia y/o el incremento de los clientes libres. En ese sentido, de requerir los clientes libres una nueva subestación deberá ser costeada por ellos.

Por otro lado, de la revisión de la distribución de la carga y considerando la proyección de demanda del formato F-100 del presente proceso se concluye que, la carga que se pretende atender desde la SET Misteriosa se puede atender desde la SET Tierras Nuevas y desde la SET Pampa Pañalá, requiriendo para ello alimentadores, y que deberán ser costeados por los clientes libres, en la siguiente imagen se puede observar cómo quedaría la SET Tierras Nuevas con las cargas de la zona de Misteriosa para el año 2030.



Por otro lado, COELVISAC no sustentó que el alimentador que proviene de la SET Olmos y que pasa hacia el norte de la posible ubicación de la SET Misteriosa tiene caída de tensión, solo sustenta que es un alimentador largo,

y que es conveniente eléctricamente que sean atendidas desde una nueva SET a ser atendidas a 50 km, además se debe señalar que, el Titular del alimentador no menciona que este tenga problemas de caídas de tensión.

En ese sentido, no se acepta incluir en el PI 2021-2025 a la nueva SET Misteriosa.

c) Respecto a incluir en el PI 2021-2025 dos Celda de Alimentador de 22,9 kV en la SET Tierras Nuevas, se debe señalar que, de la revisión del formato F-204, se debe señalar que, la demanda en la SET Tierras Nuevas justifica el uso de cuatro (04) Celdas de Alimentador para suministrar toda la demanda, y considerando que la SET Tierras Nuevas cuenta con cinco (05) Celdas de Alimentador, no se requiere Alimentadores adicionales. En ese sentido, no se acepta la solicitud.

6.3.4 Respecto a las solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017,-2021 o anterior

De la revisión de la PROPUESTA FINAL se observa que, ENSA reitera su solicitud referida a modificación de Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021, aspecto que, tal como se ha señalado en las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, no corresponde ser analizado en el presente proceso de modificación del PI 2021-2025.

Al respecto, se debe señalar que, ENSA tuvo la oportunidad de modificar el Plan de Inversiones 2017-2021, tanto en el proceso de modificación del Plan de Inversiones 2017-2021 como en el proceso de determinación del PI 2021-2025, proceso en el cual se retiraron Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021 que no resultaban necesarios para el sistema; sin embargo, ENSA no presentó solicitud referida a los Elementos en cuestión, proponiendo en este proceso , que se proceda a su modificación o retiro.

No obstante, cabe indicar que, respecto a los Elementos aprobados en los Planes de Inversiones 2017-2021 y que han sido implementados con características distintas a las aprobadas en dichos planes de inversiones, ENSA, de considerarlo conveniente, podrá solicitar el reconocimiento de las inversiones en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, presentando para ello, el sustento necesario que justifique la inversión realmente ejecutada. Al respecto, de corresponder, Osinergmin evaluará y reconocerá dichas inversiones.

Finalmente, se debe señalar que, un mayor análisis al respecto, se desarrolla en el informe legal que acompaña al presente informe.

6.4 Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025

Como resultado del análisis realizado por Osinergmin, en los siguientes cuadros se detallan, los Elementos que se eliminan, agregan, se reprograman y se dan de Baja respecto de lo aprobado en el PI 2021-2025.

Cuadro Nº 6.5
ELEMENTOS QUE SE ELIMINAN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025

AÑO	TITULAR	PROYECTO	INSTALACIÓN
2021	ENSA	Celda de Línea 60kV	SET Cayaltí

Cuadro Nº 6.6
ELEMENTOS QUE SE AGREGAN AL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025

AÑO	TITULAR	PROYECTO	INSTALACIÓN
2023	ENSA	01 Celda de Alimentador 10 kV	SET La Viña
2023	ENSA	01 Celda de Medición 22,9 kV	SET Pampa Pañalá

Cuadro Nº 6.7
ELEMENTOS QUE SE REPROGRAMAN Y/O MODIFICAN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025

No se observan Elementos que se reprogramen.

Cuadro N° 6.8:
ELEMENTOS QUE SE DARÍAN DE BAJA PRODUCTO DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2021-2025

No se observan Elementos a dar de Baja.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado al ESTUDIO, a las respuestas de las observaciones formuladas al mismo, se presenta las conclusiones de las modificaciones más relevantes consideradas en el análisis del presente informe:

a) Del ESTUDIO presentado por ENSA como parte de su propuesta de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, se observa que dicha propuesta estaría referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos de la demanda proyectada, 2) por condiciones técnicas o constructivas, y 3) otras razones.

b) Del ESTUDIO presentado por COELVISAC como parte de su propuesta de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, se observa que dicha propuesta estaría referida a las siguientes causales: 1) cambios significativos de la demanda proyectada.

c) Respecto a la solicitud de reprogramación del Transformador de la SET Chiclayo Norte, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no sustenta que la criticidad del transformador existente en la SET Chiclayo Norte se haya superado.

d) Respecto al cambio del Transformador de la SET Chiclayo Oeste, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal b) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no sustenta en las imágenes algún deterioro del Transformador. Además, el cambio del Transformador no corresponde a una solución definitiva.

e) Respecto al cambio de tres Celdas de Alimentador y Celdas de Transformador de 60 y 10 kV en la SET Chiclayo Norte por antigüedad, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA en las imágenes no evidencia algún deterioro de las

celdas en mención, de igual forma no se puede constatar la antigüedad de estos.

f) Respecto al cambio de la Celda de Transformador 60 kV de la SET Chiclayo Oeste, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.1 (literal d) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que es extemporánea, además ENSA no presenta sustento alguno, solo aparece en el cuadro de Elementos solicitados.

g) Respecto a la reprogramación de la Nueva SET Mórrope y LT Íllimo - Mórrope, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, se tiene nuevas cargas que deben ser atendidos desde la SET Mórrope.

h) Respecto al cambio de la LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca por seguridad, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal b) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que en el informe DSE-STE-298-2022 se señala que la solicitud no está debidamente sustentada como para acogerse al numeral 12.3.5 de la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT.

i) Respecto al cambio de las Celdas de Transformador de 60 y 22,9 kV y dos (02) Celdas de Alimentador en la SET Pomalca por antigüedad, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes de algún deterioro de las celdas, además presenta placas de Interruptores y Reconectadores con años 2015, 2017 y 2019 encontrándose dentro de su vida útil. Por otro lado, respecto a que ya fue cambiado la Celda de Transformador 60kV en el año 2018, sin estar aprobado en el Plan de Inversiones, no se puede verificar si a la celda en cuestión le correspondía ser reemplazada, pues no ha sido sustentado por ENSA.

j) Respecto al cambio de las Celdas de Alimentador en la SET Tumán por antigüedad, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal d) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes de algún deterioro de las celdas, además presenta fotografía de la placa del Reconectador Sólido del año 2019, encontrándose dentro de su vida útil.

k) Respecto al cambio de las Celdas de Alimentador en la SET La Viña, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal e) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que, ENSA no presenta sustento en las imágenes presentadas de algún deterioro de las celdas, y no se pude verificar la antigüedad.

l) Respecto al reconocimiento de dos Celdas de Alimentador 10 kV en la SET La Viña, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal f) del presente informe, se concluye que, de acuerdo con el formato F-204 se evidencia la necesidad de tres (03) Celda de Alimentador en 10 kV y considerando que actualmente dos (02) Celdas

de Alimentador vienen siendo remunerados, se incluye en el Plan de Inversiones 2021-2025 una (01) Celda de Alimentador de 10 kV en la SET La Viña.

m) Respecto al reconocimiento de tres Celdas de Alimentador en la SET Nueva Motupe, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal g) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que cuando se aprobó la SET Nueva Motupe se incluyó una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV y de acuerdo con el Formato F-204 es necesario solamente una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV, por lo que, las tres Celdas de Alimentador adicionales no están justificadas.

n) Respecto al retiro de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.2 (literal h) del presente informe, se concluye que, se justifica el retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 de la Celda de Línea 60 kV de la SET Cayaltí, debido a que ya fue construido por la empresa Electro Zaña S.A.C, pero no se acepta el reconocimiento del COyM, debido a que la Celda es utilizada para inyectar generación por parte de Electro Zaña S.A.C.

o) Respecto a la solicitud del reconocimiento del COyM del cambio del Transformador de la SET Carhuaquero, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.3 (literal a) del presente informe, se concluye que, la solicitud es improcedente, debido a que es extemporánea, no obstante, el transformador no está aprobado en un Plan de Inversiones, asimismo, la sobrecarga en el Transformador según ENSA señaló en el Plan de Inversiones 2021-2025 se solucionaría por traslado de cargas.

p) Respecto a la solicitud de la nueva SET Chimban, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.4 (literal a) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que ENSA no presenta sustento de la mala calidad del servicio, y que en el informe DSE-STE-247-2022, se concluye que el proyecto no mejora la problemática actual del Sistema de Transmisión Cutervo – Nueva Jaén – Jaén – Bagua Chico – Muyo, identificado como crítico.

q) Respecto al reconocimiento de la Celda de Medición de la SET Pampa Pañalá, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.2.5 (literal a) del presente informe, se concluye que, se acepta la solicitud, debido a que en la aprobación de la nueva SET Pampa Pañalá se omitió la aprobación de la Celda de Medición habiéndose aprobado dos (02) Celdas de Alimentador. Por ello, se incluye en el Plan de Inversiones 2021-2025, una (01) Celda de Medición de 22,9 kV en la SET Pampa Pañalá.

r) Respecto a la solicitud de la Nueva SET Arándanos, LT Felam – Arándanos, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.3.1 (literal b) del presente informe, se concluye que, Osinergmin no puede pronunciarse sobre este pedido, toda vez que se trata de una causa pendiente de resolver por el órgano jurisdiccional.

s) Respecto a la solicitud de la Nueva SET Misteriosa, LT Tierras Nuevas – Misteriosa, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección

6.3.3.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que la demanda proyectada en el periodo del Plan de Inversiones 2021-2025 puede alimentarse desde las SETs Tierras Nuevas y Pampa Pañalá.

t) Respecto a la solicitud de Celdas de Alimentador en la SET Tierras Nuevas, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin en la sección 6.3.3.1 (literal c) del presente informe, se concluye que, no se acepta la solicitud, debido a que el formato F-204 justifica cuatro (04) Celdas de Alimentador y la SET Tierras Nuevas cuenta con cinco (05) Celdas de Alimentador.

Por lo tanto, se recomienda la emisión de una resolución que apruebe la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 del Área de Demanda 2, según se indica en detalle en la sección 6.4 del presente informe.

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

/hbc

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

Anexo A Análisis de Respuestas a las Observaciones formuladas a los ESTUDIOS.

Anexo B Diagrama Unifilar Actual del Área de Demanda 2.

Anexo C Diagrama Unifilar del Diagnóstico realizado por Osinergmin.

Anexo D Diagrama Unifilar según análisis de Osinergmin (año 2025).

Anexo A
Análisis de Respuestas a las Observaciones formuladas a los ESTUDIOS

Análisis de las Respuestas de ENSA a las Observaciones formuladas al ESTUDIO

1. Observaciones Generales

1.1. En el PI 2021-2025, el año base considerado fue 2018, en este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año base a considerarse es 2021, y como tal, será el último periodo histórico por considerar. Respecto al periodo proyectado en esta modificación del PI 2021-2025, se requiere que este sea desde el 2022 al 2050.

Respuesta

La "Propuesta Actualizada de Modificación de PI de ENSA correspondiente al período 2021- 2025 (en adelante, Propuesta Actualizada)" considera lo indicado en este punto; es decir, información histórica hasta el año 2021 y proyecciones hasta el 2050.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que corrige el periodo de proyección de manera que, este sea desde el año 2022 al 2050, de acuerdo con lo solicitado en la presente observación.

Conclusión

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

1.2. ENSA no presenta todas las fuentes y archivos de cálculo que sustenten los valores estimados de las variables explicativas de los formatos F-100 y en el Workfile (archivo E-Views). Asimismo, no adjunta una relación de toda la documentación presentada con la descripción de su contenido y aplicación, según lo establecido en el numeral 5.3 del Artículo 5 de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria (NORMA TARIFAS). Por lo que se requiere que ENSA presente sus archivos según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la carpeta "02 DEMANDA" se incluye las fuentes y archivos de cálculo que sustentan los resultados obtenidos en el Formato F-100 de la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que presenta las fuentes y archivos de cálculo que sustenten los valores estimados de las variables explicativas de los formatos F-100 y en el Workfile (archivo E-Views).

Conclusión

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

1.3. Los registros de ventas históricas de energía presentados por ENSA no corresponden a la base de datos del SICOM. En consecuencia, sus proyecciones no están debidamente sustentadas, por lo que, se requiere que ENSA valide, corrija y realice los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

Se ha actualizado las ventas históricas considerando la publicación actualizada de la Base SICOM correspondiente al año 2021. Los archivos que contienen dichos análisis se encuentran en la carpeta "02 DEMANDA".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que los valores de las ventas históricas de energía fueron corregidos de manera que corresponden a la base de datos del SICOM.

Conclusión

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

1.4. Los formatos F-100 del AD2 no consignan la información de acuerdo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, se requiere que ENSA revise, corrija y presente toda la información solicitada en los formatos F-100 de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha validado y actualizado el formato F-100 considerando la información histórica de las variables explicativas PBI, población y tarifas conforme a lo sugerido por Osinergmin; asimismo, sobre dicha base, la formulación de los modelos tendenciales y econométricos y de su validez según los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, para las proyecciones a corto, mediano y largo plazo se han considerado las sugerencias contenidas en las observaciones de Osinergmin.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que los formatos F-100 fueron corregidos consignando la información de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

1.5. Las fuentes y los cálculos que llevaron a obtener los valores proyectados de las variables explicativas deben ser presentados en archivos distintos y no dentro de los formatos F-100. Se requiere que ENSA revise y corrija donde corresponda, considerando que, en dichos formatos solo deben ir los valores históricos y/o los valores obtenidos de tales cálculos.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, en el archivo que contiene los formatos F-100 se ha retirado los cálculos complementarios realizados para las variables explicativas.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no todas las fuentes y los cálculos que llevaron a obtener los valores proyectados de las variables explicativas fueron presentados en archivos distintos a los formatos F-100. Por ejemplo, las fuentes y cálculos de los valores proyectados del PBI se consignan en el formato F-104.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.6. En las proyecciones de demanda vegetativa y de las variables explicativas no se están considerando los criterios de estimación que se establecieron y se usaron para todas las áreas de demanda del PI 2021-2025. Se requiere que ENSA revise y efectúe nuevamente sus proyecciones, considerando los criterios que ya se emplearon en el PI 2021-2025, los cuales se pueden verificar en los formatos F-100 (F-106, F-107 y F-108).

Respuesta

Se ha validado y actualizado la proyección de la demanda y variables explicativas considerando los criterios utilizados en el proceso de aprobación del PI 2021-2025; entre otros:

Las fuentes oficiales de las variables explicativas provienen de las siguientes direcciones:

- *Producto Bruto Interno por Departamentos 2007 – 2021. https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/3041934-productobruto-interno-por-departamentos-2007-2021-cifras-preliminares*
- *Población (INEI): https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta*

  Número de clientes y Tarifas Eléctricas: SICOM (OSINERGMIN) https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulaciontarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria

Proyección de PBI

Para la proyección del PBI del área de demanda, se tomará en cuenta las tasas de crecimiento anual para el PBI nacional provenientes de las encuestas macroeconómicas del BCRP (Analistas Económicos).

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/

Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
Expectativas anuales de 2022			
27 de julio de 2022	2.7%	2.5%	3.0%
Expectativas anuales de 2023			
27 de julio de 2022	2.8%	2.3%	3.0%
Expectativas anuales de 2024			
27 de julio de 2022	3.1%	2.6%	3.0%

1/ Mediana.
Fuente: Encuesta de expectativas macroeconómicas BCRP.
Elaboración: Departamento de Indicadores de Actividad Económica.

Proyección de Número de Clientes:

Con respecto a la proyección del número de clientes, se ha procedido a corregir el modelo tendencial siguiendo la sugerencia de Osinergmin.

Dependent Variable: CLI02
Method: Least Squares
Date: 09/04/22 Time: 02:42
Sample: 1996 2021
Included observations: 26

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	73025.21	10268.84	7.111339	0.0000
@TREND	17695.30	704.4367	25.11978	0.0000

R-squared	0.963359	Mean dependent var	294216.4
Adjusted R-squared	0.961832	S.D. dependent var	137892.8
S.E. of regression	26939.52	Akaike info criterion	23.31438
Sum squared resid	1.74E+10	Schwarz criterion	23.41116
Log likelihood	-301.0869	Hannan-Quinn criter.	23.34225
F-statistic	631.0036	Durbin-Watson stat	0.518650
Prob(F-statistic)	0.000000		

Proyección de energía:

Se ha procedido a corregir los resultados de los modelos tendenciales y econométricos conforme a las sugerencias de Osinergmin.

El modelo tendencial seleccionado es el siguiente:

Dependent Variable: ENE02
Method: Least Squares
Date: 09/05/22 Time: 09:54
Sample (adjusted): 1996 2021
Included observations: 26 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	121023.7	18334.30	6.600943	0.0000
@TREND	30959.85	1257.723	24.61580	0.0000

R-squared	0.961901	Mean dependent var	508021.7
Adjusted R-squared	0.960314	S.D. dependent var	241441.3
S.E. of regression	48098.64	Akaike info criterion	24.47370
Sum squared resid	5.55E+10	Schwarz criterion	24.57048
Log likelihood	-316.1581	Hannan-Quinn criter.	24.50157
F-statistic	605.9374	Durbin-Watson stat	0.227146
Prob(F-statistic)	0.000000		

El modelo econométrico seleccionado es el siguiente:

Dependent Variable: ENE02
Method: Least Squares
Date: 09/05/22 Time: 11:01
Sample: 1996 2021
Included observations: 26

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-29605.21	76917.47	-0.384896	0.7042
TARAD02	-4741.315	1463.911	-3.238800	0.0039
PBIAD02	70.23822	9.105377	7.713928	0.0000
CLIAD02	0.479963	0.150290	3.193588	0.0044
D2016	70704.17	26813.85	2.636853	0.0154

R-squared	0.990805	Mean dependent var	508021.7
Adjusted R-squared	0.989053	S.D. dependent var	241441.3
S.E. of regression	25261.35	Akaike info criterion	23.28298
Sum squared resid	1.34E+10	Schwarz criterion	23.52492
Log likelihood	-297.6787	Hannan-Quinn criter.	23.35265
F-statistic	565.6893	Durbin-Watson stat	1.766198
Prob(F-statistic)	0.000000		

Asimismo, se ha considerado el ajuste final de la proyección en base al criterio adoptado en el estudio del PI 2021-2025.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que en las proyecciones de ventas de energía (ajuste final) no se consideran todos los criterios de estimación que se establecieron y se usan para todas las áreas de demanda del PI 2021-2025. Al respecto, no se usó el criterio respecto a que las proyecciones anuales a partir del año 2026 hacia adelante sean constantes e igual a la tasa de crecimiento resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2021 al 2050.

Conclusión

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

1.7. ENSA no ha realizado la depuración de datos atípicos de los registros de energía cada 15 minutos de los clientes regulados. Se requiere que ENSA presente el sustento del por qué no sería necesario dicha depuración, de lo contrario, corrija y presente la depuración mencionada.

Respuesta

En la hoja "Registros" del formato F-100 se ha vinculado a la hoja de cálculo "SET Saneado 2021.xlsx" que contiene los registros de 15 minutos de cada devanado

secundario de los transformadores de 60/22,9/10 kV del Área de Demanda 2. Con respecto a los datos atípicos, éstos se revisaron y depuraron de forma individual.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que realiza la depuración de datos atípicos para algunas barras, debiendo realizarse para todas las barras o en su defecto presentar el sustento del por qué no sería necesaria dicha depuración, conforme se señala en el análisis de la respuesta a la observación específica 2.3.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.8. Respecto a la incorporación de cargas nuevas dentro de la proyección de la demanda, según lo señalado en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación. Se requiere que ENSA complete los sustentos necesarios para solicitar la incorporación de nuevas cargas.

Respuesta

En base a lo establecido en la NORMA TARIFAS, se ha actualizado las solicitudes de factibilidad de suministro tomando en consideración lo indicado por Osinergmin. En el siguiente cuadro se muestra el listado de nuevas y/o ampliaciones de carga:

Factibilidad de Nuevas Cargas

ZONA ó PREDIO A ELECTRIFICAR	SET	MAXIMA (kW)
URB. Vista Alegre	CHICLAYO NORTE	586
Futura Hab. Urbana "Progresiva Nuevo Chacupe II" ubicado en Predio Chacupe	CHICLAYO NORTE	554
HOSPITAL I NAYLAMP	CHICLAYO NORTE	920
PLANTA OXIGENO HOSPITAL ALMANZOR AGUINAGA ASENJO	CHICLAYO NORTE	800
LATERCER S.A.C.	CHICLAYO NORTE	1 000
Futura Habilitación Urbana "Estancia del Valle" V, VI y VII Etapa	CHICLAYO NORTE	606
H:U: LAS BRISAS DEL SOL Predio Chacupe- La Victoria	CHICLAYO OESTE	735
Futura Habilitación Urbana denominada "Valle Del Sol Chiclayo	CHICLAYO OESTE	1 604
BM Clínica de Ojos	CHICLAYO OESTE	740
Futura Habilitación Urbana denominada "Campo Real"	CHICLAYO OESTE	581
Consorcio Coar - Lambayeque	CHICLAYO OESTE	600
Empresa AZUCARERA NAYLAMP SAC	CHICLAYO OESTE	750
CONSORCIO CISSAC SCANDER S.A.C	CHICLAYO OESTE	1 027
CONSORCIO GRUPO VELASQUEZ S.A.C	CHICLAYO OESTE	1 078
MURANO INVESTMENT S.A.C	CHICLAYO OESTE	770
futura Habilitación Urbana "Residencial Mar Azul" - Pimentel	CHICLAYO OESTE	792
CONSTRUTORES SRL Habilitación Urbana "Residencial Mar Azul"- Pimentel	CHICLAYO OESTE	792
Sist. Utilización Media Tensión EMPRESA RED DE DISTRIBUCION GALVEZ S.A.C	CHICLAYO OESTE	1 100
futuro H.U.- Muralla Norte SAC ubicado km 768.5 Car. Panamericana Norte-Reque	CHICLAYO OESTE	929
futura H.U. "CHICLAYO BONITO" ubicado Sub Lote N°1B predio rural,Distritos Reque	CHICLAYO OESTE	2 365
Futura Habilitación Urbana "Campo Real", ubicado en el predio Los Arenales	CHICLAYO OESTE	581

ZONA Ó PREDIO A ELECTRIFICAR	SET	MAXIMA (kW)
Ampla.Pote.Sist. Utilización M.T. para AJEPER S.A.en Carret. Panameri. Sur Km 774	CHICLAYO OESTE	1000
Habilitación Urbana denominada "Valle Reque II	CHICLAYO OESTE	929
Habilitación Urbana "Las Praderas de La Victoria II"	CHICLAYO OESTE	623
Habilitación Urbana denominada "Chiclayo Bonito"	CHICLAYO OESTE	2 377
Futura H.U. "Las Brisas de Pimentel"	CHICLAYO OESTE	904
Ppiladora ubicado en Carretera a Monseñú S/N Fundo Chacupe	CHICLAYO OESTE	1 423
S.U. COMITÉ DE AGUAS CALERA - MONTEGRANDE	CHICLAYO OESTE	500
H.U. VILLAS DE CHICLAYO SECTOR COINS	CHICLAYO OESTE	1 353
H.U. VALLE REQUE	CHICLAYO OESTE	995
U.T.P CHICLAYO	CHICLAYO OESTE	300
H.U. PALMA REAL	CHICLAYO OESTE	500
Proyecto Integral "Villas y Torres de Pimentel"	CHICLAYO OESTE	960
Proyecto Inmobiliario Multifamiliar en el predio Santa Teresita o San José Sub-Lote 03	CHICLAYO OESTE	600
Futura Habilitación Urbana "Nuevo Eten"	CHICLAYO OESTE	597
Futura Habilitación Urbana "Sol De Pimentel III"	CHICLAYO OESTE	850
Futuro Conjunto Residencial "Nueva Victoria"	CHICLAYO OESTE	668
Predios del "Drenaje Pluvial de La Ciudad de Chiclayo"	CHICLAYO OESTE	589
Empresa PILADORA SOL DE ORO S.A.C	LAMBAYEQUE	550
GRUPO MOLINERO CONTRERAS ASTORAYME S.A.C	LAMBAYEQUE	500
Propietario predio Sector San José – Coloche, Predio Sialupe, Distrito San Jose	LAMBAYEQUE	700
Predio industrial en Mochumí de REYDINOR SAC - Mochumí Chiclayo	LAMBAYEQUE	890
Predio Rural Sector San José – Coloche, Predio Sialupe	LAMBAYEQUE	700
Carr.Panamericana Norte - Km799 INVERSIONES MOCCE S.A Lambayeque	LAMBAYEQUE	1 350
Sist.Utiliz. M.T. GRUPO MOLINERO CONTRERAS ASTORAYME S.A.C-MOCCE-LAMBAY	LAMBAYEQUE	1 000
Molino Don Julio SAC	LAMBAYEQUE	750
Fundo Sector Arbusto-Mochumi-Lambayeque	LAMBAYEQUE SUR	1 760
Comercial Molinera San Luis COMOLSA Carretera Panamericana Km 778 Lambayeque	LAMBAYEQUE SUR	762
Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo	LAMBAYEQUE SUR	932
Fundo Sector Arbusto-Mochumi-Lambayeque	LAMBAYEQUE SUR	1 760
COMERCIALIZADORA EXPORTADORA INBC S.R.L.	LAMBAYEQUE SUR	600
CONSORCIO HOTELERO WALU S.C.R.L. La Laguna, carr. Lambayeque km 776.6	LAMBAYEQUE SUR	560
Sistema de Utilización de Media Tensión Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo	LAMBAYEQUE SUR	1 500
PROCESADORA V&F SAC., ubicado Carretera Panamericana Norte Km. 776 - 784	LAMBAYEQUE SUR	1 250
Predio industrial de Molinos Los Angeles S.R.L.	LAMBAYEQUE SUR	1 100
PAN NORTE KM 775 - LAMBAYEQUE	LAMBAYEQUE SUR	800

ZONA Ó PREDIO A ELECTRIFICAR	SET	MAXIMA (kW)
Predio industrial ubicado en la carretera Panamericana Norte Km. 775	LAMBAYEQUE SUR	800
Empresa AGROINDUSTRIAL CAYALTI S.A.A.	CAYALTI	966
Sistema de Utilización de Media Tensión AGRÍCOLA CERRO PRIETO S.A Lagunas	CAYALTI	4 400
PREDIO FERNANDA LA VIÑA - NUEVA RICA	CAYALTI	500
Futura Planta Conservadora de Fruta Carretera Chiclayo Morrope Km 808-Morrope	ILLIMO	1 166
Proietario predio una Planta industrial (Ladrillera),	ILLIMO	516
Mejoramiento y Ampliación Servicio Eléctrico de 21 Caseríos de Tucume	ILLIMO	670
A Pote. Empr.Ladrillos TYSON SAC Fdo.Carmencita S/N Paredones Pan.Sur Km 807,	ILLIMO	700
Predio ubicado en carretera Panamericana Norte Nº 807 Caserío Paredones Bajo	ILLIMO	500
Predio agrícola, ubicado en sector Pacora - Jayanca	ILLIMO	660
Predio ubicado en carretera Panamericana Norte km 817.5	ILLIMO	1 000
Predio industrial ubicado en el Sector Comunal Paredones – La Zorra, Distrito Mórrope	ILLIMO	700
Empresa Agrcola - Distrito de Jayanca-Lambayeque	LA VIÑA	500
Planta De Arandano del Complejo Agroindustrial BETA S.A.	LA VIÑA	1 200
Fundo "Maseriz"	LA VIÑA	750
Los cocos I etapa	LA VIÑA	714
MURANO INVESTMENT S.A.C	LA VIÑA	1 400
Electrificación del Sector Sancarranco y Puerto Rico	LA VIÑA	657
Predio industrial, ubicado en el Sector Tongorrape	NUEVA MOTUPE	2 000
Frutos Tongorrape S.A.	NUEVA MOTUPE	1 250
CREACION ALIM PAMPA PAÑALA HACIA PAMPAS DE OLMOS NORTE	PAMPA PAÑALÁ	5 400
Molino Cristo Morado SAC- Km 3 de la carretera chiclayo ferreñafe-Ferreñafe	POMALCA	530
Proyecto del Local del IESTP República Federal de Alemania en el Lote Nº 01 Mz. A, Sector 05 Del Centro Poblado Pomalca	POMALCA	589
Corporación Asfaltos y Pavimentos Castillo S.A.C. Mesones Muro Ferreñafe	POMALCA	550
H.U. "Progresiva Señpr De Los Milagros"	POMALCA	1 361
Habilitación Urbana "Los Castaños de Ferreñafe"	POMALCA	930
Habilitación Urbana denominada "Villa Rosita" - Picsi	POMALCA	913
H.U. "Pradera Del Norte"	POMALCA	1 637
Red Asistencial Essalud- Lambayeque	TUMAN	840
Futura HU "Nueva Zaña"	TUMAN	2 900
CENTRO SALUD POSOPE ALTO	TUMAN	530
Municipalidad Distrital de Llama	CARHUAQUERO	541
A.de Pot. Sistema de Utilización Media Tensión "Empresa Agrícola San Juan S.A."	CARHUAQUERO	1 200
Dirección General de Electrificación Rural	CUTERVO	1 187

ZONA ó PREDIO A ELECTRIFICAR	SET	MAXIMA (kW)
Electrificación 42 Comunidades Rurales del Distrito de Huambos, Provincia de Chota	CUTERVO	1 330
Ampliación de la Electrificación de las Comunidades Rurales del Distrito de Huambos, Provincia de Chota,	CUTERVO	1 330
Mejoramiento de los Servicios de Salud del Hospital José Soto Cadenillas	CUTERVO	1 730

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no presenta los documentos que sustenten la magnitud de la carga, según los criterios establecidos en el ítem B.3.3 del Anexo B del Informe Técnico N° 342-2020-GRT y la NORMA TARIFAS. El detalle de la evaluación de las factibilidades se indica en el formato F-100 de la publicación (hojas "ENSA 2020" y "ENSA 2021").

Conclusión

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

1.9. En el ESTUDIO, la totalidad de las nuevas demandas incorporadas se considera con un ingreso de carga proyectado para el año 2022 sin mayor sustento. Se requiere que ENSA sustente el año de ingreso indicado de cada carga.

Respuesta

Complementando lo observado en el punto anterior, se ha actualizado la "toma de carga" progresiva, partiendo de 5% al inicio (año 2022) y un crecimiento gradual en el mismo porcentaje.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no presenta la documentación que sustente la magnitud de la carga, así como la toma gradual de la misma.

Conclusión

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

1.10. El numeral VII) del literal d) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que, "En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a Osinergmin la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado...". En tal sentido, no corresponde evaluar, en el presente proceso de modificación del PI 2021-2025, solicitudes referidas a Elementos del Plan de Inversiones 2017-2021 (en adelante "PI 2017-2021"), el cual no se encuentra vigente, por lo cual, se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO aquellas solicitudes referidas a dicho Plan de Inversiones o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación.

Respuesta

Es correcto lo indicado por Osinergmin respecto a los alcances del presente estudio que sustenta la Modificación del PI 2021-2025 de ENSA; sin embargo, solicitamos una

revisión de los informes de reprogramación desarrollados en el Anexo 2 de la Propuesta Actualizada, correspondiente a los siguientes proyectos que no fueron ejecutados debido al COVID 19:

- *Nueva subestación "Chiclayo Centro 60/22,9/10 kV-30 MVA" y línea de conexión 60 kV "Chiclayo Sur - Chiclayo Centro": Año 2024.*
- *Instalación de celda de alimentador de 10 kV en la subestación Nueva Motupe: Año 2022*

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que persiste en su solicitud de Elementos del PI 2017-2021.

Conclusión

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

1.11. Las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones deben ceñirse a las razones establecidas en el numeral VII) del literal d) del artículo 139 del RLCE; sin embargo, en el ESTUDIO se incluyen solicitudes sin precisar a qué causal están asociadas según la normativa, por ejemplo, se incluyen solicitudes de reprogramación. Por ello, se requiere que ENSA modifique y/o aclare la causal sobre la cual basa su solicitud de modificación del PI 2021-2025, conforme a lo señalado en el numeral 5.8.1 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, en el Anexo 2 del presente informe se sustenta la solicitud de reprogramación de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones. En resumen, son dos las causales:

- *Realización de estudios de impacto ambiental en cumplimiento de la Ley 27446 "Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental" publicado el 2017 y de su Reglamento. Esto debido a que las subestaciones no cuentan con dicho Estudio y cualquier ampliación significa la realización y aprobación de dicho Estudio. Esta Ley y su Reglamento fueron aprobados posterior a la aprobación del Plan de Inversiones 2017-2021.*
- *La demanda registrada en las subestaciones involucradas resultó menor que las estimaciones obtenidas en su aprobación; y*
- *Demora en los procesos de adquisición de bienes y servicios y contagios de personal debido a la pandemia del COVID-19, los cuales han retrasado las gestiones para el desarrollo de nuevos proyectos, el mantenimiento y operación del sistema eléctrico.*

Asimismo, respecto a la solicitud de nuevos Elementos considerados en la Modificación del PI 2021-2025, en el Volumen 4 del informe se desarrolla las causales que la motivan y que se resume a continuación:

- *Crecimiento sustancial de la demanda en la subestación Cutervo, respecto a lo estimado en la aprobación del PI 2021-2025;*
- *Antigüedad de instalaciones del SST y que se propone su reemplazo, como parte de un programa de reemplazo progresivo para garantizar la continuidad del suministro eléctrico en cumplimiento de la normatividad vigente;*
- *Problemas de calidad en el sistema de transmisión "Cutervo – Nueva Jaén – Jaén – Bagua – Chico – Muyo" evaluados por la Dirección General de Electricidad del*

Ministerio de Energía y Minas en coordinación con ELECTRONORTE y ELECTROORIENTE; y propuesta de solución que se solicita incluir al PI 2021-2025 para su ejecución;

- *Incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (DMS) en la línea L-6051 "Chiclayo Norte - Pomalca"; y*
- *Reconocimiento de Elementos instalados y en servicio que no están reconocidos.*

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que precisa las causales en las que se basa su solicitud.

Conclusión

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

1.12. ENSA presenta formatos con datos en valores, entre otros, el formato F-202, por lo que se requiere que ENSA verifique y corrija conforme con lo establecido en el numeral 5.6 del Artículo 5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la Propuesta Actualizada los formatos F-202, F-203 y F-204 se encuentran con su respectiva formulación y están debidamente vinculados.

Análisis

Al respecto, de la revisión la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que los formatos F-202, F-203 y F-204 se encuentran vinculadas.

Conclusión

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

1.13. Es necesario que, para todos los efectos del ESTUDIO, ENSA mantenga la numeración de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 y que, la solicitud de modificación se presente en función a cada proyecto, con todos los Elementos que están contenidos. Asimismo, en caso de incluir en el PI 2021-2025 nuevos proyectos, deberán seguir con el número correlativo correspondiente.

Respuesta

En la Propuesta Actualizada se modificó la numeración de los nuevos proyectos según lo indicado en este punto; asimismo, se mantiene la numeración de los Elementos ya aprobados en el PI 2021-2025. En el siguiente cuadro se lista a los Elementos incluidos en la Propuesta Actualizada:

Elementos de Propuesta Actualizada de MPI 2021-2025

Código	Nombre	Instalación	Elemento	Módulo Estándar
SE025	TP 60/10 KV - 30 MVA	SET Chiclayo Oeste	TP	TP-060MT-030COE
SE026	Celda de Transformación 60 KV	SET Chiclayo Oeste	Celda	CE-060COC1ESBTR
SE027	TP 220/138/23 KV - 100 MVA	SET Carhuaquero	TP	TP-220ATMT-100COE
SE028	Celda de Transformación 60 KV	SET Chiclayo Norte	Celda	CE-060COC1ESBTR
SE029	Celda de Transformación 10 KV	SET Chiclayo Norte	Celda	CE-010COMCISBTR
SE030	Celda de Alimentador 10 KV	SET Chiclayo Norte	Celda	CE-010COMCISBAL
SE031	Celda de Alimentador 10 KV	SET Chiclayo Norte	Celda	CE-010COMCISBAL
SE032	Celda de Alimentador 10 KV	SET Chiclayo Norte	Celda	CE-010COMCISBAL
SE033	Celda de Transformador 60 KV	SET Pomalca	Celda	CE-060COC1ESBTR
SE034	Celda de medición 60 KV	SET Pomalca	Celda	CE-060COC1ESBMD
SE035	Celda de Transformador 22,9 KV	SET Pomalca	Celda	CE-023COC1ESBTR
SE036	Celda de medición 22,9 KV	SET Pomalca	Celda	CE-023COC1ESBMD

Código	Nombre	Instalación	Elemento	Módulo Estándar
SE037	Celda de Alimentador 22,9 KV	SET Pomalca	Celda	CE-023COC1ESBAL
SE038	Celda de Alimentador 22,9 KV	SET Pomalca	Celda	CE-023COC1ESBAL
SE039	Celda de Medición 22,9 kV	SET Tuman	Celda	CE-023COC1ESBMD
SE040	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Tuman	Celda	CE-023COC1ESBAL
SE041	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Tuman	Celda	CE-023COC1ESBAL
SE042	Celda de Alimentador 10 kV	SET Tuman	Celda	CE-010COC1ESBAL
SE043	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Viña	Celda	CE-010COMCISBAL
SE044	Celda de Alimentador 10 kV	SET La Viña	Celda	CE-010COMCISBAL
SE045	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Nueva Motupe	Celda	CE-023COMCISBAL
SE046	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Nueva Motupe	Celda	CE-023COMCISBAL
SE047	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Nueva Motupe	Celda	CE-023COMCISBAL
SE048	Celda de Medición 22,9 kV	SET Pampa Pañala	Celda	CE-023COMCISBMD
SE049	Celda de Línea 60 kV a SET Chimban	SET Chota	Celda	CE-060COC1ESBLI
SE050	Celda de Línea 60 kV a SET Chota	SET Chimban	Celda	CE-060COC1ESBLI
SE051	Celda de Transformador 60 kV	SET Chimban	Celda	CE-060COC1ESBTR
SE052	Celda de Medición 60 kV	SET Chimban	Celda	CE-060COC1ESBMD
SE053	TP 60/22.9/10 KV - 9 MVA	SET Chimban	TP	TP-060MTMT-009COE
SE054	Celda de Transformador 23 kV	SET Chimban	Celda	CE-023COC1ESBTR
SE055	Celda de Medición 23 kV	SET Chimban	Celda	CE-023COC1ESBMD
SE056	Celda de Alimentador 23 kV	SET Chimban	Celda	CE-023COC1ESBAL
SE057	Celda de Alimentador 23 kV	SET Chimban	Celda	CE-023COC1ESBAL

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no mantiene la numeración de los nuevos proyectos solicitados.

Conclusión

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

1.14. Respecto a la solicitud de Elementos por antigüedad, se requiere que ENSA explique las razones por las cuales considera que, la antigüedad de un Elemento por sí sola, es sustento suficiente para plantear la renovación de éste, asimismo, se requiere que verifique y replantee su solicitud, en caso corresponda, con los sustentos adecuados que permita evaluar la propuesta.

Respuesta

ELECTRONORTE cuenta con muchas instalaciones del SST que tienen equipos de más de treinta (30) años de antigüedad. En ese contexto, uno de los criterios considerado por ELECTRONORTE para su propuesta de renovación de Elementos del SST fue el de "antigüedad de los equipos"; sin embargo, no es el único criterio.

Para garantizar la operatividad del sistema en cumplimiento de lo establecido en la normatividad vigente, respecto a los Elementos que cuentan con una antigüedad

mayor a 30 años, el objetivo principal es cambiarlos y/o proponer su reposición de forma progresiva, considerado entre otros, los siguientes criterios:

- *Mayor confiabilidad operativa: Al tener equipos con más de 30 años de antigüedad la probabilidad de falla se incrementa debido a la disminución y/o deterioro de las condiciones de aislamiento, entre otros.*
- *Mayor seguridad para el personal operativo: La probabilidad de fallas internas de los equipos se incrementa por la antigüedad, esto pone en riesgo al personal técnico durante las labores de mantenimiento y/o durante la operación. Al respecto, la frecuencia de mantenimiento se incrementa cuando se trata de equipos antiguos, lo que incrementa la exposición del personal operativo al peligro.*

Para los Elementos, se complementan los análisis realizados para cada caso en la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no responde esta observación, no explica si la antigüedad de un Elemento por sí sola, es sustento suficiente para plantear la renovación de éste, debido a que los argumentos señalados por ENSA se basan en la antigüedad.

Conclusión

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

1.15. Las propuestas deben estar desarrolladas tomando en cuenta los proyectos aprobados en los planes de inversión, y no en el plan de obras de la propia empresa.

Respuesta

En el Anexo N° 2 de la Propuesta Actualizada se complementa el sustento correspondiente a la reprogramación de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones y que aún no fueron ejecutados. Sobre dicha base se realizó el diagnóstico del sistema y la planificación de la expansión de la transmisión al año 2030.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que considera en su solicitud a los Elementos que ya están aprobados y que debieron ser ejecutados.

Conclusión

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

1.16. ENSA presenta proyectos en su ESTUDIO que están fuera del periodo del PI 2021-2025, se debe señalar, que este es un proceso de modificación del PI 2021-2025, por lo que los proyectos futuros deberán ser analizados en el siguiente proceso de Plan de Inversiones 2025-2029, en ese sentido, se requiere que verifique su propuesta y se enfoque en el periodo del PI 2021-2025.

Respuesta

Conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, la propuesta de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 abordó la planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de 10 años (hasta al año 2030). Sobre dicha

base, se formuló la propuesta de Modificación del Plan de Inversiones correspondiente al período 2021-2025.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que realiza su evaluación conforme lo establece la NORMA TARIFAS en lo referente al horizonte de 10 años.

Conclusión

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

2. Observaciones Específicas

Sobre Proyección de la Demanda

2.1. Con relación a las variables explicativas del modelo

Se solicita a ENSA corregir o justificar donde corresponda los siguientes hallazgos:

i) Sobre la variable del PBI del AD2, se verifica que ENSA no sustenta los valores de PBI departamental del año 2021 y que solo cuenta con información histórica hasta el año 2020. Asimismo, en el formato F-104 se verifica que el valor del PBI de los años 2019 al 2021 son valores a mano alzada, cuya estimación no se puede verificar con la información reportada. Por lo que se requiere se presente los cálculos de dichos valores.

De otro lado, ENSA sostiene que el PBI que interviene en el modelo de proyección solo considera los PBI de los departamentos de Piura y Tumbes. No obstante, el AD2 está conformada por los departamentos de Amazonas, Cajamarca y Lambayeque.

Para el periodo 2019-2021, ENSA deberá usar el valor del PBI departamental publicado por el INEI y construir el PBI del AD2 mediante una ponderación de las ventas de energía en cada departamento que conforma el área de demanda.

Por consiguiente, ENSA debe considerar emplear los valores de PBI por departamento del PI 2021-2025 para el periodo 1996-2018, y calcular el valor del PBI del AD2 a partir de los PBI departamentales que reporta el INEI en https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta para el periodo 2019-2021. En ese mismo enlace también se podrá acceder al PBI nacional de los últimos tres años (2019-2021).

En relación con el PBI Nacional, ENSA no presentó la fuente de los valores históricos, ni los archivos de sustento del cálculo y proyección de dicha variable, la cual es necesaria para realizar la trazabilidad de los mismos. Asimismo, de acuerdo a la información presentada en el ESTUDIO, ENSA ha considerado las tasas de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI publicadas por el Banco Central de Reserva (BCRP), realizadas el 31 de diciembre de 2021 para proyectar el PBI nacional de los años 2021, 2022 y 2023. Además, en el ESTUDIO, ENSA indica que para el periodo 2024-2050 se propone una tasa de crecimiento del PBI nacional de 3% al año.

Al respecto, en la proyección del PBI nacional, ENSA debe utilizar las tasas que resultan de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 28 de febrero de 2022 a Analistas Económicos y que además esas tasas deben ser aplicadas al PBI nacional y en función de este, realizar la proyección de dicha variable por Área de Demanda.

Por otro lado, las fuentes y los cálculos que llevaron a obtener los valores proyectados del PBI del AD2 y que están consignados en el formato F-104 del archivo "F-100-AD02-Excel", deben ir en un archivo distinto y no dentro del formato, por lo que se sugiere que en ese formato solo se presente información que corresponde al cuadro que figura en él.

De la revisión del workfile (archivo E-Views) se evidencia que el valor del PBI del AD2 para el año 2021 corresponde a un valor proyectado, sin embargo, para este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año 2021 corresponde al año base, es decir, corresponde a un valor histórico.

En relación con el modelo empleado en las proyecciones del PBI del AD2 se ha verificado que la ecuación de regresión empleada carece de sustento en su especificación, en cuanto se ha verificado un modelo autorregresivo construido sobre un retardo. Al respecto, es importante saber que un modelo sin sustento sobre la elección de las variables explicativas es propenso al fenómeno de regresión espuria o regresión sin relación, así lo precisa (Gujarati, 2010). Por lo que se necesita una explicación sobre el planteamiento del modelo.

Dicho ello, se requiere que ENSA actualice y complete la información necesaria en sus archivos, corrija las proyecciones del PBI y, presente el archivo de sustento de dicha proyección adjuntando sus respectivas fuentes, tal como lo establece la NORMA TARIFAS.

ii) Respecto a la variable CLIENTES, se observa que los valores correspondientes al periodo 2019-2021 no coinciden con los de la base de datos del SICOM. Por otro lado, se ha observado que en la proyección de la variable CLIENTES, ENSA no está considerando los criterios de estimación que se establecieron y se usaron para todas las Áreas de Demanda en el PI 2021-2025. Al respecto, ENSA utiliza un modelo autorregresivo para la proyección de la variable CLIENTES y no una proyección tendencial lineal simple como debe ser.

En ese sentido, se requiere que ENSA valide y corrija la información señalada y efectúe nuevamente las proyecciones de la variable CLIENTES del AD2, considerando los criterios que ya se emplearon en el PI 2021-2025.

iii) Respecto a la variable POBLACIÓN del AD2, la fuente de información utilizada por ENSA para la construcción y proyección de la variable es el Boletín de Análisis Demográfico N° 35 del INEI (2001), sin embargo, no sería el más actual. Por otro lado, para la proyección de esta variable en el AD 2, ENSA indica haber usado un modelo de extrapolación polinómica de segundo orden.

Al respecto, ENSA deberá actualizar los valores departamentales de población del periodo 2019-2021 utilizando las estimaciones y proyección de población del INEI (Población Estimada al 30 de junio, por años calendario y sexo, según departamento: https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/); y calcular la población del AD2 en función de las ventas de energía en los departamentos que conforman dicha área de demanda. Asimismo, para las proyecciones de la población departamental, ENSA deberá usar el último boletín de Análisis Demográfico publicado por el INEI, N° 39 (2019), el cual se sugiere que se considere como fuente.

Ahora bien, este último boletín contiene proyecciones de POBLACIÓN hasta solamente el 2030. Así que, para los años posteriores, debe tomarse constante la tasa de crecimiento promedio anual de población del periodo 1996-2030. Por tanto, se sugiere a ENSA que emplee la fuente y el criterio indicados para la construcción y proyección de la variable POBLACIÓN.

iv) Respecto a la variable TARIFA del AD2, se observa que los valores considerados en su cálculo (facturación en miles de soles y ventas en MWh) del periodo 2019-2021 no corresponden a los valores del SICOM. En ese sentido, se requiere que ENSA valide y corrija la información señalada.

Por lo anterior, ENSA deberá revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información presentada (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles y entre otros) asegure una correcta actualización en la proyección de la demanda y guarde coherencia con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

i)

En el informe y formato F-104 se especifica las fuentes de información de cada variable. Con respecto al PBI del área, en base a la sugerencia de Osinergmin, se consideran las tasas de crecimiento esperados para el PBI nacional, los mismos que se encuentran publicados en el último reporte de inflación del BCR y se complementó con las encuestas de expectativas macroeconómicas (Analistas Económicos):

https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2022/junio/reporte-deinflacion-junio-2022.pdf

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/

Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
Expectativas anuales de 2022			
27 de julio de 2022	2.7%	2.5%	3.0%
Expectativas anuales de 2023			
27 de julio de 2022	2.8%	2.3%	3.0%
Expectativas anuales de 2024			
27 de julio de 2022	3.1%	2.6%	3.0%

1/ Mediana.
Fuente: Encuesta de expectativas macroeconómicas BCRP.
Elaboración: Departamento de Indicadores de Actividad Económica.

Por lo tanto, el crecimiento de PBI considerado en la Propuesta Actualizada fue:

- 2022: 2,7%

- 2023: 2,7%

- 2024-2050: 3,1%

ii)

Se ha procedido a corregir la fuente de información de la variable Población acorde a lo señalado por Osinergmin. Asimismo, para la construcción de la serie regional que se muestra en la figura, se tomó en cuenta la participación de las ventas de energía por departamento del año 2021 y las tasas de crecimiento propuestos por el INEI.

Fuente: INEI – Estimaciones y Proyecciones de Población.

iii)

La variable Tarifas de los años 2019, 2020 y 2021 se calcularon en base a la Facturación, las ventas de energía del mercado regulado y el Índice de Precios de Consumidor. Para el horizonte restante se consideró constante la Tarifa calculada el año 2021.

IPC	2019	2020	2021
Lambayeque	136	140	154
Amazonas	136	131	147
Cajamarca	127	132	141
AD02	134	138	151

(1) Fuenre: INEI
https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta

Facturación	2019	2020	2021
Soles	432,936	446,310	505,541

Ventas	2019	2020	2021
MWh	806,359	809,497	841,728

(1) Fuentes: SICOM Osinergmin 2019, 2020 y 2021

Tarifa	2019	2020	2021
cts. S/. de 2009	39.97	39.94	39.64

Respecto a la variable población, las estimaciones realizadas se explica en el literal ii) anterior.

iv)

Con respecto a la variable clientes, se evaluó un modelo lineal donde el R2 resultó cercano al 97%.

Dependent Variable: ENE02
Method: Least Squares
Date: 09/05/22 Time: 09:54
Sample (adjusted): 1996 2021
Included observations: 26 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	121023.7	18334.30	6.600943	0.0000
@TREND	30959.85	1257.723	24.61580	0.0000

R-squared	0.961901	Mean dependent var	508021.7
Adjusted R-squared	0.960314	S.D. dependent var	241441.3
S.E. of regression	48098.64	Akaike info criterion	24.47370
Sum squared resid	5.55E+10	Schwarz criterion	24.57048
Log likelihood	-316.1581	Hannan-Quinn criter.	24.50157
F-statistic	605.9374	Durbin-Watson stat	0.227146
Prob(F-statistic)	0.000000		

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que:

i) Sustenta los valores de la variable del PBI departamental del año 2021, pudiendo verificar la estimación respecto a la información reportada en la fuente indicada, de acuerdo con lo solicitado en la presente observación.

Respecto a que ENSA sostiene que el PBI que interviene en el modelo de proyección solo considera los PBI de los departamentos de Piura y Tumbes; en la página 13 del archivo "Anexo01 Estudio Demanda.pdf" sigue consignando la misma información; pese a que en la presente observación se solicitó corregirla; ya que el Área de Demanda 2 está conformada por los departamentos de Amazonas, Cajamarca y Lambayeque.

Asimismo, se evidencia que para el periodo 2019-2021, presenta las fuentes y cálculos, así también usa el valor del PBI departamental publicado por el INEI para luego construir el PBI del Área de Demanda 2 mediante una ponderación de las ventas de energía en cada departamento que conforma el área de demanda; considerando para el periodo 1996-2018 los valores del PI 2021-2025 vigente, conforme a lo solicitado en la presente observación. Sin embargo, las fuentes y los cálculos que llevaron a obtener los valores proyectados del PBI del Área de Demanda 2 y que están consignados en el formato F-104 del archivo "F-100-AD02-Excel", no fueron presentados en un archivo distinto como se solicitó, sino dentro del formato.

Por otro lado, se evidencia que ENSA, en la proyección del PBI nacional, no utiliza las tasas que resultan de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 28 de febrero de 2022 a Analistas Económicos, conforme a lo indicado en la observación.

Respecto al workfile (archivo E-Views), este no presenta la ecuación de proyección de la variable PBI, por lo que la proyección mostrada carece de sustento.

ii) Respecto a la variable CLIENTES, se observa que los valores correspondientes al periodo 2019-2021 fueron corregidos de forma que coinciden con los de la base de datos del SICOM; y que la proyección de la variable CLIENTES, considera los criterios de estimación que se establecieron y se usan para todas las Áreas de Demanda en el PI 2021-2025, de acuerdo con lo requerido en la observación.

iii) Respecto a la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 2, no consigna la fuente de información utilizada para la construcción y proyección de la variable. Asimismo, se evidencia que los valores del periodo 1996-2018 no concuerdan con los valores aprobados en el PI 2021-2025 vigente. Por otro lado, si bien presenta el archivo

"Población_estimada.xlsx", el cálculo que presenta no sigue la metodología y/o criterios sugeridos por Osinergmin en la observación.

Respecto a la variable TARIFA del Área de Demanda 2, si bien ENSA corrige los valores correspondientes a los años 2020 y 2021, se evidencia que el valor correspondiente al año 2019 no corresponde al valor obtenido a partir del SICOM.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.2. Los datos históricos de las ventas de energía no concuerdan con la Base de Datos del SICOM

En el formato F-105 del ESTUDIO, se advierte diferencias entre los valores históricos de las ventas de energía a usuarios regulados presentados por ENSA y lo reportado en la base de datos del SICOM para el periodo 2019-2021, tal como se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1

AÑO	ENSA			SICOM		
	MT	BT	TOTAL	MT	BT	TOTAL
2019	205 597,44	596 076,31	801 673,75	206 233,00	600 125,68	806 358,68
2020	188 057,04	621 440,43	809 497,47	188 057,04	621 440,43	809 497,47
2021	188 273,20	651 508,62	839 781,82	190 993,00	650 734,76	841 727,76

Al respecto, se requiere que ENSA valide y corrija dichas ventas de energía.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, se ha verificado y validado las cifras mostradas en el cuadro, consecuentemente, se ha actualizado los análisis y cálculos correspondientes considerando dicha información.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que los valores históricos de las ventas de energía del periodo 2019-2021 fueron corregidos de manera que concuerdan con la base de datos del SICOM, de acuerdo con lo solicitado en la presente observación.

Conclusión

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

2.3. Registros de mediciones de 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "F-100-AD02-Excel" se muestra las máximas potencias a nivel del Barra, SET, SE y SEIN, los cuales se presentan como valores numéricos y no se encuentran vinculados al archivo de sustento "SET Saneado 2021_rev3.xlsx". Además, se observa que, en ese archivo no se ha realizado el proceso de depuración de datos atípicos, como se aprecia en las Figuras 1 y 2.

Figura 1: Registros de la Barra Chiclayo Oeste - 10 kV

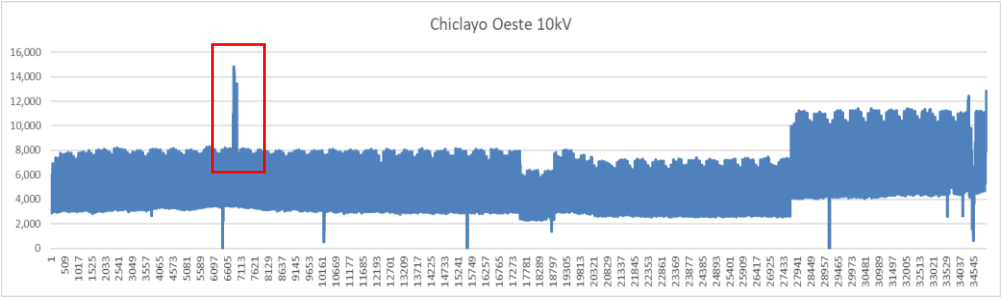
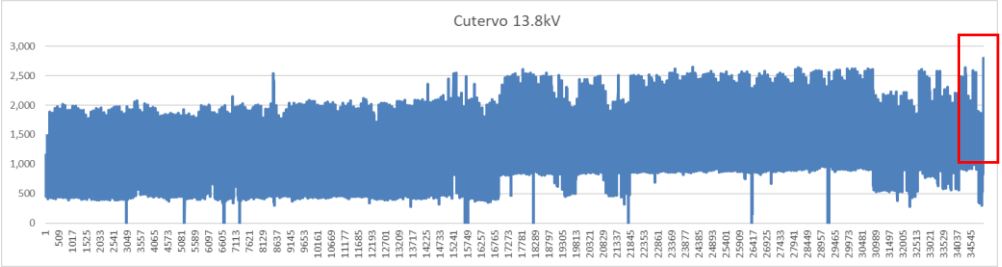


Figura 2: Registros de la Barra Cutervo - 13,8 kV



Al respecto, se debe considerar que los ejemplos mostrados no son los únicos casos que han sido observados del total de registros presentados.
Por tanto, se requiere que ENSA presente la metodología y los resultados finales de la depuración de datos atípicos.

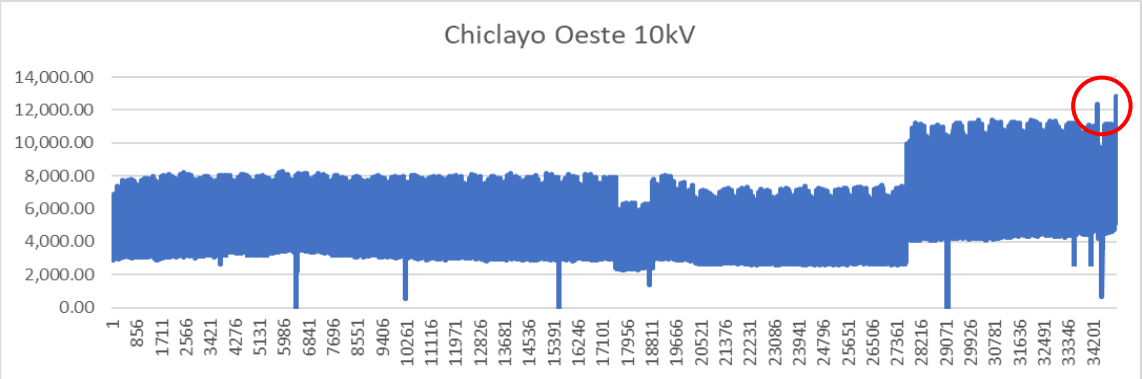
Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, se ha depurado los registros atípicos en los transformadores de la subestación Chiclayo Oeste y Cutervo. El análisis se realizó de forma individual para todos los transformadores.

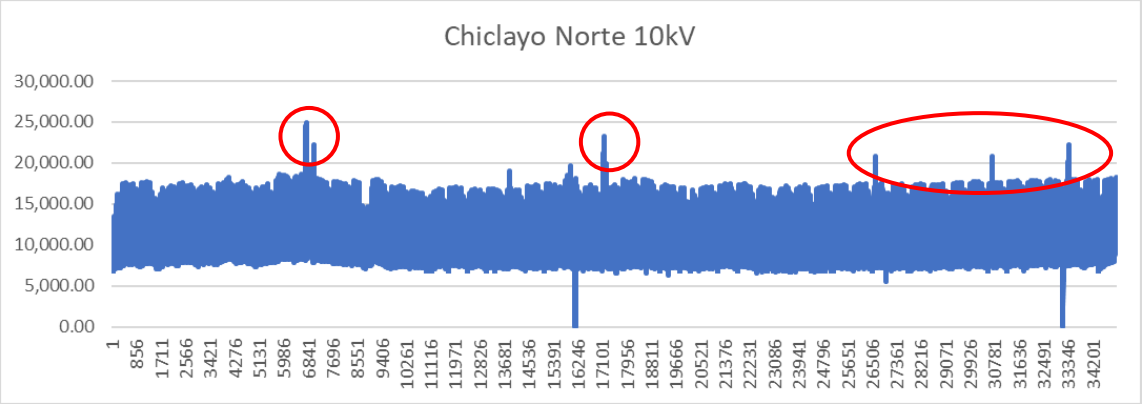
Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que realiza la depuración de datos atípicos para algunas barras. Como se menciona en la observación, se citó como ejemplo solo algunas barras indicándose que no son los únicos casos. En las siguientes imágenes se puede observar que aún falta efectuar la depuración de datos atípicos en otras barras.

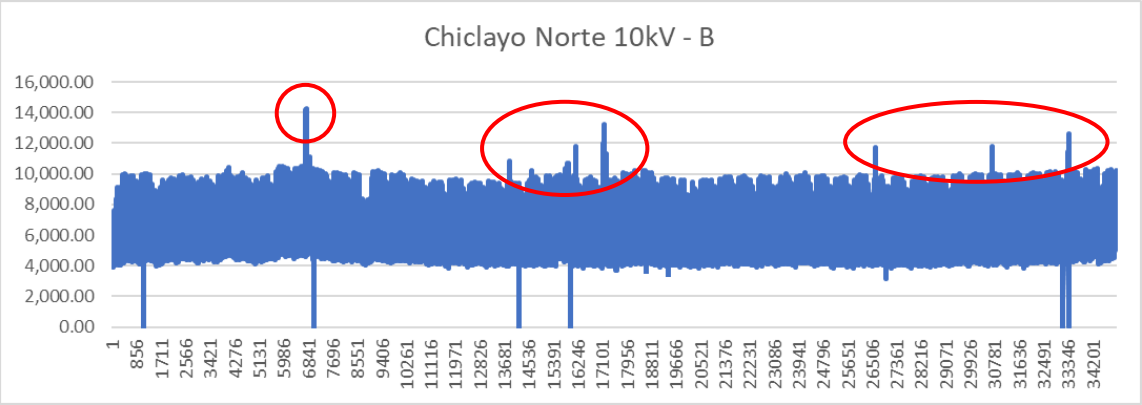
Registros de la barra Chiclayo Oeste 10 kV (TP6018) presentados por ENSA



Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV (TP6015) presentados por ENSA



Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV (TP6004) presentados por ENSA



Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.4. Factores de caracterización de la carga

En los formatos F-101 y F-102, los factores de caracterización y las máximas demandas no se encuentran debidamente sustentados, en razón que han sido obtenidos sobre la base de información de registros de mediciones sin la debida depuración de los datos atípicos. Se requiere que ENSA sustente adecuadamente.

Respuesta

Los factores de caracterización y las máximas demandas consignados en los formatos F-101 y F-102 fueron actualizado considerando las depuraciones indicadas en la observación anterior.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que la pestaña “Registros” y “F-102” se encuentran debidamente vinculados, sin embargo, como se mencionó en el análisis a la respuesta de la observación 2.3, no realiza una completa depuración de datos atípicos para todas las barras, por lo que los resultados mostrados en la pestaña “F-101” no corresponden en su totalidad a una base de información debidamente procesada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.5. Con relación a la proyección de las ventas de energía de los usuarios regulados

En los formatos F-106 y F-107 donde se muestra los resultados de las proyecciones de ventas de energía mediante el método tendencial y econométrico, respectivamente, se ha verificado que para el año 2021 se ha consignado las ventas históricas, cuando lo correcto es que se mencione las ventas proyectadas aplicando el modelo planteado, pues lo que se muestra en esos formatos son únicamente proyecciones. Por lo que se requiere que ENSA realice las correcciones del caso.

Sobre el modelo econométrico elegido para la proyección de demanda vegetativa, en el formato F-107 (Modelo 3), ENSA no ha proporcionado mayor sustento y explicación sobre la especificación de la ecuación de regresión, en cuanto se ha observado que entre las variables explicativas hay un variable dicotómica (D2016).

Al respecto, se desconoce qué ha motivado a ENSA el uso de dichas variables para explicar el comportamiento futuro de las ventas de energía del AD2, ya que un modelo sin sustento sobre la elección de las variables explicativas es propenso al fenómeno de regresión espuria o regresión sin relación, así lo precisa (Gujarati, 2010). Por lo que se necesita una explicación sobre el planteamiento del modelo.

De la revisión de la información presentada por ENSA, se observa que no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación del ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía para el AD2.

Por ello, ENSA, en el ajuste final (formato F-108), debe corregir o justificar donde corresponda, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios de estimación:

- Las proyecciones anuales del 2022 al 2025 se realiza en base a las tasas anuales resultantes del modelo econométrico validado de esos años respectivos; y,
- Las proyecciones anuales a partir del año 2026 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2021 al 2050.

Considerando lo anterior, ENSA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025, los cuales se pueden verificar en los formatos F-100 (F-106, F-107 y F-108).

Respuesta

Modelos Tendenciales

Una vez corregida la demanda histórica, se elaboraron las proyecciones de demanda de los modelos tendenciales obteniéndose los siguientes resultados:

Proyección Tendencial Área de Demanda 2 (MWh)

OSINERGMIN F-106

PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES[1] DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS
METODO DE TENDENCIAS

SISTEMA ELÉCTRICO: 2

AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2021	895,020	1,048,395	735,703	907,641	823,029	762,486
2022	925,980	1,122,176	745,231	941,883	807,459	779,641
2023	956,940	1,201,150	754,412	976,377	782,210	796,537
2024	987,899	1,285,681	763,271	1,011,123	746,544	813,187
2025	1,018,859	1,376,162	771,829	1,046,122	699,726	829,603
2026	1,049,819	1,473,010	780,107	1,081,373	641,021	845,795
2027	1,080,779	1,576,673	788,122	1,116,876	569,692	861,775
2028	1,111,739	1,687,632	795,890	1,152,632	485,004	877,551
2029	1,142,699	1,806,400	803,427	1,188,641	386,221	893,132
2030	1,173,658	1,933,527	810,745	1,224,902	272,608	908,526
2031	1,204,618	2,069,599	817,857	1,261,415	143,428	923,741
2032	1,235,578	2,215,248	824,774	1,298,181	-2,054	938,783
2033	1,266,538	2,371,148	831,506	1,335,199	-164,574	953,659
2034	1,297,498	2,538,018	838,064	1,372,470	-344,868	968,375
2035	1,328,458	2,716,632	844,455	1,409,993	-543,671	982,937
2036	1,359,417	2,907,817	850,689	1,447,768	-761,719	997,350
2037	1,390,377	3,112,455	856,772	1,485,796	-999,748	1,011,620
2038	1,421,337	3,331,496	862,713	1,524,076	-1,258,494	1,025,751
2039	1,452,297	3,565,951	868,517	1,562,609	-1,538,693	1,039,748
2040	1,483,257	3,816,907	874,190	1,601,394	-1,841,080	1,053,615
2041	1,514,217	4,085,523	879,738	1,640,432	-2,166,390	1,067,356
2042	1,545,177	4,373,044	885,168	1,679,722	-2,515,361	1,080,974
2043	1,576,136	4,680,799	890,483	1,719,265	-2,888,727	1,094,475
2044	1,607,096	5,010,212	895,688	1,759,059	-3,287,224	1,107,860
2045	1,638,056	5,362,808	900,788	1,799,107	-3,711,588	1,121,134
2046	1,669,016	5,740,218	905,788	1,839,407	-4,162,556	1,134,299
2047	1,699,976	6,144,189	910,690	1,879,959	-4,640,861	1,147,359
2048	1,730,936	6,576,589	915,499	1,920,763	-5,147,241	1,160,316
2049	1,761,895	7,039,419	920,217	1,961,821	-5,682,432	1,173,172
2050	1,792,855	7,534,821	924,850	2,003,130	-6,247,168	1,185,932

ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG(VENTAS) C T	VENTAS C LOGT	VENTAS C T^2	VENTAS C T T^2 T^3	LOGVENTAS C LOGT
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r^2)	0.9619	0.9629	0.7675	0.9626	0.9916	0.8682

ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	6.60	306.02	99.35	5.03	13.54	99.35
	Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Variable 2	Valor	24.62	24.94	12.57	5.65	-3.03	12.57
	Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0061	0.0000
Variable 3	Valor				0.66	8.82	
	Prob.				0.5134	0.0000	
Variable 4	Valor					-8.72	
	Prob.					0.0000	
Variable 5	Valor						
	Prob.						

ESTADISTICO F:						
Valor	605.94	622.24	158.11	296.13	866.24	158.11
Prob.	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Notas:

Del cuadro se observa que en todos los casos el coeficiente de determinación es menor al 96%. El modelo lineal es el que más se ajusta al crecimiento histórico, con un crecimiento promedio anual de 3,1%, pero cuenta con un R2 de 0,9619.

Para el mercado regulado del Área de Demanda 2, los modelos tendenciales presentan serias limitaciones debido a los cambios estructurales en su serie histórica y que se manifiestan en indicadores estadísticos (R2) de baja representatividad y capacidad predictiva de los modelos, lo que no garantiza una proyección apropiada para el corto y mediano plazo.

Por tal motivo, se propone tomar en cuenta los resultados del modelo econométrico propuesto, el cual se encuentra debidamente validado con pruebas de correlación serial de los errores y la independencia entre variables exógenas, aspectos fundamentales en el análisis de series de tiempo.

En ese contexto, para este estudio se considera los siguientes criterios:

- *Periodo 2022 – 2025: Tasas de crecimiento provenientes del modelo econométrico.*
- *Periodo 2026 – 2050: Tasas de crecimiento del modelo tendencial.*

Para la definición de los modelos tendencial y econométrico se consideraron los comentarios y/o sugerencias indicadas por Osinergmin.

En los formatos F-106 y F-107 se muestran las proyecciones para el período 2022-2050 provenientes de los modelos tendencial y econométrico. En ambos casos, la información histórica incluye el año 2021.

Modelos Econométricos:

El modelo econométrico seleccionado en el formato F-107 y que fue considerado para la proyección de demanda en el período 2022-2025 se muestra a continuación:

Dependent Variable: ENE02
Method: Least Squares
Date: 09/05/22 Time: 11:01
Sample: 1996 2021
Included observations: 26

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-29605.21	76917.47	-0.384896	0.7042
TARAD02	-4741.315	1463.911	-3.238800	0.0039
PBIAD02	70.23822	9.105377	7.713928	0.0000
CLIAD02	0.479963	0.150290	3.193588	0.0044
D2016	70704.17	26813.85	2.636853	0.0154

R-squared	0.990805	Mean dependent var	508021.7
Adjusted R-squared	0.989053	S.D. dependent var	241441.3
S.E. of regression	25261.35	Akaike info criterion	23.28298
Sum squared resid	1.34E+10	Schwarz criterion	23.52492
Log likelihood	-297.6787	Hannan-Quinn criter.	23.35265
F-statistic	565.6893	Durbin-Watson stat	1.766198
Prob(F-statistic)	0.000000		

El R2 estimado es de 0,9908, luego de corregida un problema de correlación, lo que significa que la regresión explica hasta el 99.1% de la variación de las ventas de energía de los clientes regulados. Asimismo, cada una de las variables consideradas también son relevantes de manera individual de acuerdo con sus respectivas pruebas t-student (pvalue<0,5%).

El impacto del número de clientes es positivo por lo que el aumento del consumo residencial crece proporcionalmente menos que el aumento del número de abonados al servicio.

Asimismo, el impacto de la variable D2016 fue positiva y estadísticamente significativas. Dicha variable se explica ante el cambio estructural de la serie por efecto de la migración de clientes regulados al mercado libre.

Se evaluaron especificaciones alternativas que incluían la variable cantidad de usuarios (con uno y dos rezagos) y el impacto de la tarifa eléctrica, pero fueron descartados por diversos aspectos (ver detalle en los archivos Eviews y los formularios de demanda).

iii)

Con respecto a los resultados de los modelos tendenciales consignados en el formato F-106, se corrigieron los vínculos respectivos y coherencia con los resultados obtenidos en el archivo de modelación Eviews.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que en los formatos F-106 y F-107 corrigen los valores proyectados para el año 2021, mostrando en ambos casos las ventas proyectadas aplicando el modelo correspondiente.

En el ajuste final (formato F-108), no usa el criterio sugerido, respecto a que las proyecciones anuales a partir del año 2026 hacia adelante son constantes e igual a la

tasa de crecimiento resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2021 al 2050; conforme a lo solicitado.

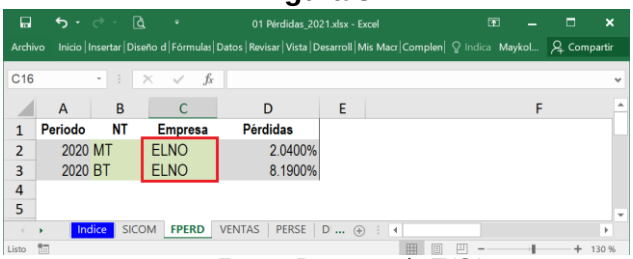
Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.6. Factores de expansión de pérdidas utilizados

En los archivos "01 Pérdidas_2019.xlsx", "01 Pérdidas_2020.xlsx" y "01 Pérdidas_2021xlsx" se ha observado que ENSA ha tomado los factores de expansión de pérdidas de forma errónea, porque dichos factores corresponden a la empresa Electronoroeste S.A. la cual no forma parte del AD2, como se aprecia en la Figura 3.

Figura 3



Periodo	NT	Empresa	Pérdidas
2020	MT	ELNO	2.0400%
2020	BT	ELNO	8.1900%

Fuente: Propuesta de ENSA

De otro lado, se observa un factor de pérdidas calculado a nivel de Sistema Eléctrico, sin embargo, el cálculo y aplicación del factor de pérdidas se debe realizar a nivel del Área de Demanda.

Se requiere que ENSA valide y corrija los factores de pérdidas PEMT y PEBT utilizados, tomando en consideración las empresas que pertenecen al AD2. Asimismo, actualice el cálculo presentado del factor de pérdidas equivalente a nivel de Área de Demanda y luego aplicarlo a todos los Sistemas Eléctricos en la hoja "Tasas".

Respuesta

Se realizó la actualización de los cálculos considerando las pérdidas reconocidas a las empresas del Área de Demanda 2.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que consigna un valor de 5,37% para el factor de expansión de pérdidas en BT de la empresa COELVISAC, cuando debió haber tomado 9,84% por ser el factor aprobado y vigente según resolución N° 210-2018-OS/CD.

Conclusión

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

2.7. Inconsistencias en la metodología de cálculo de las Demandas Representativas

En los formatos F-109, F-110, F-111 y F-112, las demandas representativas han sido calculadas aplicando factores de pérdidas equivocados, se requiere que ENSA valide y corrija, considerando los factores vigentes a la fecha y aplicar donde corresponda.

Respuesta

Se realizó la actualización de los cálculos correspondientes a los formatos F-109, F-110, F-111 y F-112, considerando los factores de pérdidas reconocidas a las empresas del Área de Demanda 2.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no se encuentra actualizado completamente por el factor en BT usado por COELVISAC.

Conclusión

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

2.8. Clientes libres existentes

En el formato F-113, se observa que las Máximas Demandas de algunos clientes considerados por ENSA difieren de los valores que figuran en la base de datos del SICLI 2021. Al respecto, se debe actualizar los valores con la información de ese SICLI. Así también, la totalidad de clientes libres existentes en el AD2 debe coincidir con la del SICLI 2021.
Se ha verificado información incompleta de Demanda de Potencia Coincidente con la SET para algunos clientes. Se requiere que ENSA complete la información donde corresponda.

Respuesta

Se realizó la actualización del formato F-113, considerando la información del SICLI 2021; asimismo, se completó la demanda coincidente para todos los clientes listados en dicho formato.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que la lista de clientes libres mostrada en el formato “F-113” ha sido actualizada con información del SICLI 2021, sin embargo, la cantidad de clientes libres consignados no corresponden a los indicados en la referida base de datos. Por ejemplo, no se ha considerado los clientes libres “AGRÍCOLA PAMPA BAJA”, “BROOM HOLDING MORROPE”, “LADRILLOS TORRE FUERTE”, “LADRILLOS TYSON”.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.9. Incorporación de nuevas demandas

ENSA ha presentado como sustento 1043 factibilidades de suministro eléctrico otorgadas como requerimiento a solicitudes de los usuarios. Al respecto, se requiere que ENSA presente el sustento solo de aquellas cargas que cumplen con los criterios para ser consideradas como nuevas demandas a incorporar. Cabe indicar que los criterios para el sustento de las demandas a incorporar se encuentran en los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025, en el Anexo B.3.3.

En ese sentido, ENSA debe considerar lo siguiente:

Según la NORMA TARIFAS, la proyección de las demandas incorporadas debe estar sustentadas con solicitudes de factibilidad, factibilidades otorgadas por los concesionarios, cartas y/o estudios de entidades pertinentes (Gobiernos regionales, locales, MINEM, etc.); esta información debe estar debidamente documentada y en concordancia con criterios de validación y descarte para cargas nuevas a incorporase.

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

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, no deberán tener una antigüedad mayor de 2 años (con fecha de referencia de inicio del proceso tarifario para contabilizar el tiempo).
- Las demandas incorporadas de clientes libres menores a 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador. Asimismo, se debe indicar el tipo de actividad de la carga, ubicación, año de ingreso de la carga, la potencia y nivel de tensión solicitado. Además, se deberá considerar la correspondencia de esta solicitud en los formatos F-100.
- Para cargas mayores a 1 MW, deben adjuntar adicionalmente a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y compromiso de inversión.
- 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 a 200 kW, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estos se encuentran incorporados en la proyección de la demanda a usuarios regulados.
- Finalmente, los factores de carga, de coincidencia y de contribución de las nuevas demandas serán definidos considerando la información presentada en los sustentos, los cuales deberán tener coherencia con el tipo de actividad de los suministros similares existentes.

Respuesta

En base a lo establecido en la NORMA TARIFAS, se ha actualizado las solicitudes de factibilidad de suministro tomando en consideración lo indicado por Osinergmin. El cuadro final considerado para las nuevas factibilidades se muestra en la respuesta a la observación 1.8, desarrollado líneas arriba.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no presenta la documentación que sustente la magnitud de la demanda a incorporar, según los criterios establecidos en el ítem B.3.3 del Anexo B del Informe Técnico N° 342-2020-GRT y la NORMA TARIFAS, según se indica en el formato F-100 de la publicación (hojas “ENSA 2020” y “ENSA 2021”).

Conclusión

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

Sobre la determinación del SER

2.10. Respecto a las solicitudes por temas de seguridad, la evaluación correspondiente será realizada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE), quien validará y/o propondrá la relación de Elementos a incluirse en la referida modificación, sin perjuicio de ello, se requiere que ENSA mencione cuales son los aspectos nuevos de su solicitud, debido a que en el proceso del PI 2021-2025 se analizó dichas solicitudes.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, en el Anexo 8 de la Propuesta Actualizada se desarrolla el sustento de correspondiente al proyecto de seguridad.

Análisis

Al respecto, de la revisión del Anexo 8 de su PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que es la misma información remitida en la PROPUESTA INICIAL, y no presenta los aspectos nuevos de su solicitud comparados con los presentados en el PI 2021-2025 que ya fueron analizados.

Conclusión

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

2.11. Asimismo, respecto a la solicitud de soterrado de la LT Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur por seguridad, se debe señalar que la línea en mención pertenece al Sistema Complementario de Transmisión (SCT), por ello, se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO su solicitud o justifique las razones por las cuales solicita su evaluación, debido a que la normativa establece la aprobación de proyectos por seguridad para los SST, sin embargo la LT 60kV Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur es un SCT, conforme con lo señalado en el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, se está retirando dicha solicitud en la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira su solicitud.

Conclusión

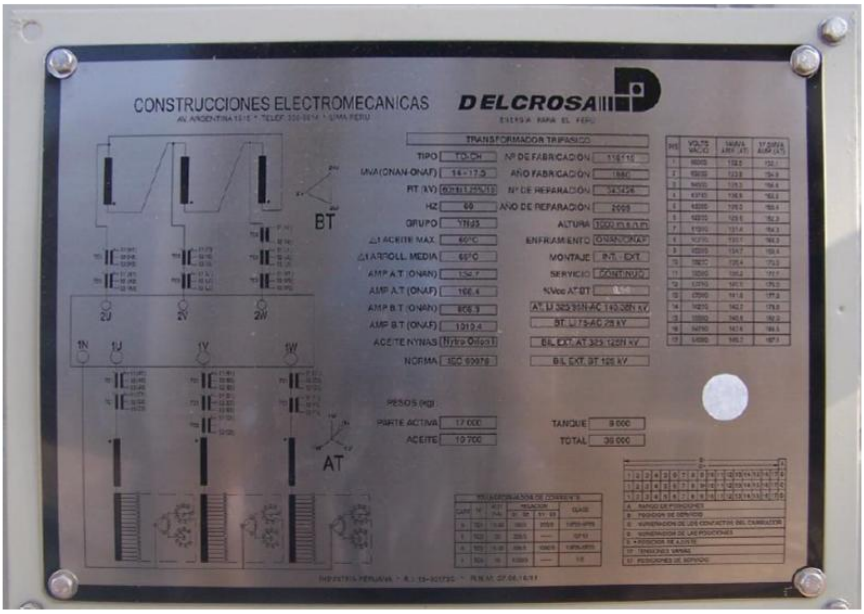
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada.

2.12. Respecto a la propuesta de incluir en el PI 2021-2025 la instalación de un transformador 60/10 kV de 30/30/30 MVA en la SET Chiclayo Oeste, ENSA señala que el transformador se adquirió el año 1980 y que cuenta con más de 42 años de antigüedad, se requiere que ENSA verifique el año del transformador, asimismo, envíe fotos de la placa y del transformador, así como, los registros de falla que justifique su cambio, ya que no se observa sobrecargado.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, se adjunta la foto de placa del transformador de 60/10 kV – 17,5 MVA, que cuenta con más de 42 años en operación. Al respecto, como se puede visualizar en la placa, el año 2009, de dicho transformador tuvo una reparación.

Transformador de 60/10 kV – 17,5 MVA de SET Chiclayo Oeste



Se propone su renovación para garantizar la continuidad del suministro eléctrico en caso ocurra una contingencia en el transformador de 17,5 MVA. Asimismo, mejorar la confiabilidad en la subestación Chiclayo Oeste.

Las estadísticas son importantes para evaluar las frecuencias de mantenimientos, determinar la reserva de transformación, entre otros; más no para garantizar la operatividad de un transformador de más de 40 años de antigüedad y cuya probabilidad de falla es mayor y de alto grado de incertidumbre.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, no se observa sustento de que el Transformador funcione en condiciones no adecuadas, solo se limita a presentar foto de la placa del Transformador.

Conclusión

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

2.13. Asimismo, ENSA menciona que, para el largo plazo se requería de una nueva SET en la zona de Monsefú, y que con esta SET se descargaría la SET Chiclayo Oeste. Al respecto, se requiere que ENSA presente una evaluación de alternativas para determinar si es conveniente instalar primero el transformador y luego la SET, o si, solo es necesario la nueva SET.

Respuesta

La nueva subestación Monsefú propuesto para el largo plazo, obedece a un desarrollo eficiente de la red de distribución; asimismo, mejora de la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Sin embargo, en atención a lo indicado en este punto y considerando dichas sugerencias, se ha actualizado la evaluación de la necesidad subestación Monsefú, postergando su necesidad para el año 2030.

Se recomienda actualizar dicha evaluación en el proceso de aprobación de Plan de Inversiones 2025-2029.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que muestra la necesidad de la SET Monsefú para el año 2030, sin embargo, no presenta

la evaluación de alternativas solicitada, para determinar si la necesidad del cambio del transformador de la SET Chiclayo Oeste desaparece con la SET Monsefú.

Conclusión

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

2.14. Respecto a la propuesta de incluir en el PI 2021-2025 la instalación de un transformador de reserva 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, no se evidencia en el ESTUDIO una evaluación técnica ni económica respecto a la necesidad de los transformadores de reserva. Se requiere que ENSA presente el sustento necesario para el análisis de esta solicitud, asimismo, se requiere que presente el listado de los transformadores que se encuentran en reserva y su condición, asimismo, incluir el comportamiento histórico de estos transformadores, precisando cuantas veces han sido requeridos y por cuanto tiempo. Además, se requiere que ENSA presente el histórico de fallas de su parque de transformadores.

Respuesta

En base a lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución Osinergmin N° 094-2022-OS/CD, la necesidad de "transformadores de reserva" será evaluada en el PI 2021-2025 considerando la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que desiste de la solicitud, y menciona que , la necesidad de "transformadores de reserva" será evaluada en el PI 2021-2025 considerando la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", sin embargo, la Norma señalada estará en vigencia para el Plan de Inversiones 2025-2029, y que en este proceso pudo solicitar los transformadores de reserva con el debido sustento (que en la PROPUESTA INICIAL no presentó), asimismo, no presenta la información solicitada respecto a cuantas veces se necesitaron y por cuanto tiempo.

Conclusión

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

2.15. Respecto a la propuesta de incluir en el PI 2021-2025 la instalación de un transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA en la SET Lambayeque, ENSA señaló en el PI 2021-2025 que, el crecimiento de la demanda se encuentra al norte de la SET Lambayeque Sur y las sobrecargas de las SET Lambayeque y Lambayeque Sur se solucionarían con el ingreso de la SET Mórrope; por ello, se requiere que, ENSA verifique el sector del crecimiento de la demanda y sustente los motivos de la variación de su solicitud del PI 2021-2025. Asimismo, se solicita que verifique la cargabilidad del transformador de la SET Lambayeque, debido a que se observa que recién se sobrecarga en el año 2026, tal como se observa en el formato F-203, quedando fuera del periodo 2021-2025.

Respuesta

En la Propuesta Actualizada se retira la solicitud de instalación de un transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA en la SET Lambayeque.

Análisis

Al respecto, de la revisión la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que el transformador solicitado fue retirado del PI 2021-2025, sin embargo, en el informe menciona que la sobrecarga aparece en el año 2027, siendo así la SET Mórrope no solucionaría el problema de sobrecarga.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.16. Adicionalmente, ENSA menciona que el transformador debe tener el tercer devanado en 22,9 kV para que en el futuro tome carga, a fin de resolver los problemas de calidad en la red de distribución, dado lo extenso de la red existente. En ese sentido, se requiere que ENSA sustente cuándo se requerirá este devanado y la carga a ser trasladada.

Respuesta

Por lo indicado en el punto anterior, la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en la SET Lambayeque y la implementación de la barra en 22,9 kV será evaluada en el siguiente proceso PI 2025-2029.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira su solicitud.

Conclusión

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

2.17. Respecto a la nueva SET Chimban, ENSA menciona que la sobrecarga en la SET Cutervo se solucionaría con el traslado de carga hacia la SET Chota, cuya puesta en operación comercial sería el año 2023, y que se volvería a cargar en el año 2026, fecha que sale del periodo PI 2021-2025. Se requiere que ENSA verifique la posible fecha de entrada en operación de la SET Chimban y de ser el caso corrija su solicitud.

Respuesta

Se solicita la aprobación del proyecto "SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA" cuya ejecución estará a cargo de la DGER, para el año 2025.

A continuación, se desarrolla el análisis correspondiente:

Según lo establecido el literal a) del numeral 6.2 del Reglamento de la Ley 28479:

Artículo 6.- Sistemas Eléctricos Rurales

6.1. Los SER a los que se refiere el artículo 3 de la LEY son todas las instalaciones eléctricas ubicadas fuera de una zona de concesión otorgada en el marco de la LCE, que sirven para abastecer al SPE según lo establecido en el artículo 2 de la LCE, por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social.

6.2. El MINEM otorga la calificación de SER conforme al procedimiento establecido en el REGLAMENTO, la misma que puede incluir una o más de las instalaciones siguientes:

a) Sistemas eléctricos de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia que alimenten a sistemas eléctricos rurales, los cuales deben estar incluidos en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias.

En ese contexto, el proyecto "SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA" será desarrollo y ejecutado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). Dicho proyecto cuenta con estudio de preinversión viable en el banco de inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

Para continuar con el proceso de solicitud de financiamiento se solicita la aprobación en la Modificación del PI 2021-2025 acorde a lo requerido en el literal c) del artículo 21 "Solicitud de financiamiento" del Decreto Supremo N° 018-2020-EM que aprueba el Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.

Según las estimaciones realizadas, la subestación Cutervo se volvería a sobrecargar a partir del año 2026; sin embargo, dado que los tiempos de ejecución de proyectos de esta envergadura tardan de dos a tres años, es necesario que ésta se apruebe en el PI 2021-2025. Postergar su aprobación para el siguiente Plan de Inversiones 2025-2029, significaría que el proyecto estaría en operación comercial después del año 2027.

Por lo expuesto, solicitamos aprobación y el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento correspondiente del proyecto "SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA", para el año 2025.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, reitera su solicitu de la SET Chimban, y que, en la proyección de demanda se verifica que la SET Cutervo no se sobrecarga hasta el año 2031, y no en el año 2026 como lo señala ENSA.

Conclusión

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

2.18. Respecto a la LT 60 kV Chota – Chimban, se requiere que ENSA verifique el calibre del conductor de la LT Cerro Corona – Chota debido a que el proyecto LT Cerro Corona Chota se aprobó con un conductor de 150 mm^2 de diámetro, sin embargo, para la LT Chota – Chimban solicita un conductor de 240 mm^2, se requiere que ENSA verifique y replantee sus alternativas. Asimismo, se requiere que ENSA envíe los datos técnicos del proyecto SET Chota, así como de la LT Cerro Corona – Chota. Asimismo, se requiere que ENSA presente el sustento del dimensionamiento de la LT conforme al numeral 11.5 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La propuesta considera una sección de 240 mm^2 debido a que la Base de Datos de Módulos Estándar no contiene módulos de líneas de transmisión en 60 kV con conductores de 150 mm^2.

Asimismo, se define la sección de 240 mm^2 como solución de largo plazo.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que no remite la información solicitada con respecto al proyecto de la SET Chota, así como de la LT Cerro Corona – Chota, solo menciona que la sección del proyecto es de 240mm^2 como solución de largo plazo, sin embargo, no ha verificado que esta sección sería mayor a la sección de la LT Cerro Corona – Chota.

Conclusión

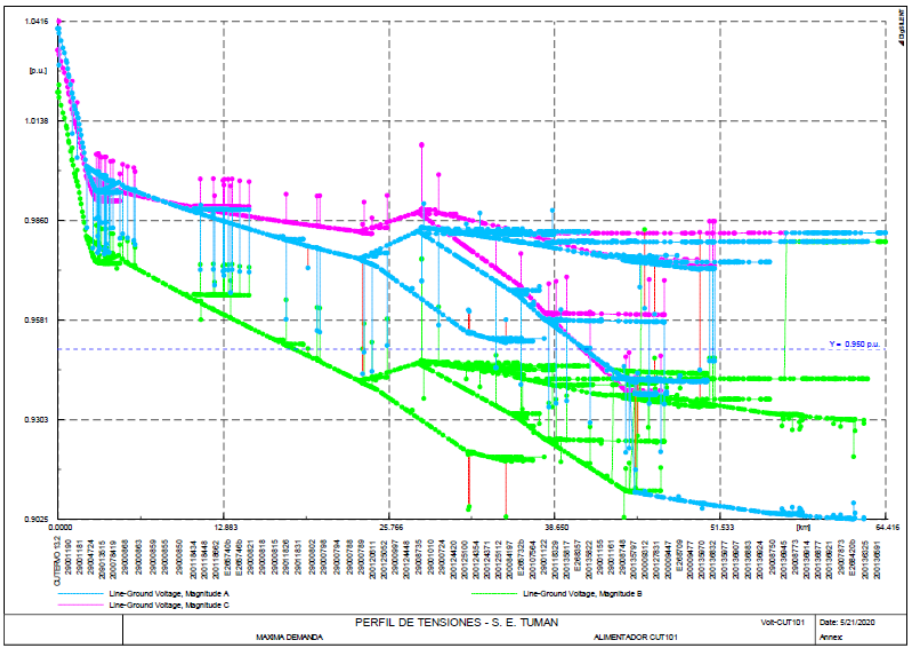
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

2.19. ENSA señala que, considerando la nueva subestación Chota, la red de media tensión de la subestación Cerro Corona sería mayor a 50 km, a partir del cual, técnicamente no se pude garantizar un servicio de calidad de la población rural en dicha zona, se requiere que ENSA sustente mediante flujos de carga lo señalado.

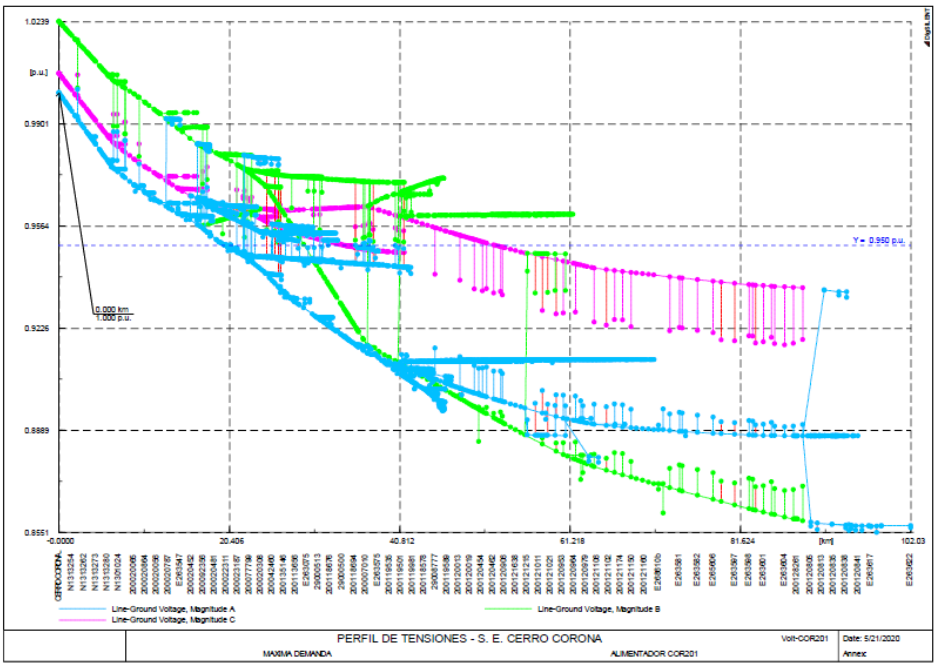
Respuesta

A continuación, se muestra el perfil de tensiones en los alimentadores de la SET Cutervo:

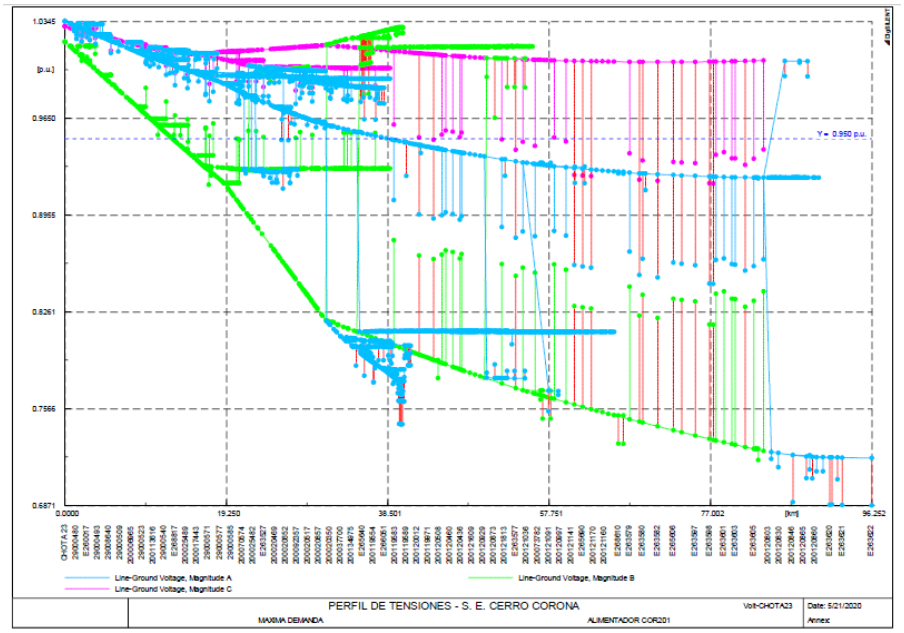
Perfil de tensiones en Alimentador AL-101



Perfil de tensiones en Alimentador AL-201



Perfil de tensiones en Alimentador de SET Chota



Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que presenta diagramas de los perfiles de tensión de los alimentadores de las SETs Tumán y Cerro Corona, sin embargo, no presenta los perfiles de tensión desde la SET Cutervo y de la SET Chota. Además, no presenta el sustento de estos diagramas (archivo ".PFD").

Conclusión

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

2.20. Respecto al análisis de alternativas, ENSA considera en una alternativa la alimentación de la SET Chota, proyecto financiado por el Ministerio de Energía y Minas, por lo que se requiere que ENSA señale de manera clara que, para el proyecto SET Chimban y su línea asociada está solicitando el reconocimiento en las tarifas solo por el Costo de Operación y Mantenimiento.

Respuesta

Por lo expuesto en la respuesta a la observación 2.17, para el proyecto "SET Chimban y Línea Asociada" solicitamos aprobación y el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) correspondiente.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que solicita solo el reconocimiento del COyM.

Conclusión

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

2.21. Respecto a la propuesta de la LT Chiclayo Centro – Pomalca por contingencia N-1, en el diagnóstico realizado por ENSA no se considera a la SET Chiclayo Centro, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones 2013-2017, razón por la cual, se presenta la sobrecarga de la línea en 20% en contingencia N-1. En ese sentido, se requiere que

ENSA realice la evaluación considerando todos los elementos aprobados en los planes de inversión.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto; asimismo, considerando la proyección de demanda actualizada que absuelve las observaciones de demanda listadas líneas arriba, se han actualizado los cálculos correspondientes al proyecto de confiabilidad N-1 para el sistema "CHICLAYO OESTE-CHICLAYO NORTE-POMALCA-TUMÁN-CAYALTÍ, FUTURA SET MOCUPE Y LÍNEA 60 KV ASOCIADA".

De los resultados obtenidos en el Anexo N° 4 de la Propuesta Actualizada se tiene que la línea 60 kV "Chiclayo Centro – Pomalca" se requiere para el año 2028. Por lo tanto, se retira dicho proyecto de la propuesta.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira su solicitud.

Conclusión

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

2.22. Asimismo, se ha revisado la carga de la SET Chiclayo Centro que es menor a 30 MW, asimismo, las cargas de Pomalca, Tumán y Cayalti, no llegan a 30 MW, solo la carga de la SET Chilayo Norte es superior a los 30 MW; sin embargo, con la contingencia de la LT Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte, la segunda terna se sobrecarga hasta un 5% que está dentro de los límites técnicos, por lo que se requiere que ENSA especifique cual es la carga que pasa los 30 MW y requiera una evaluación por contingencia N-1, conforme el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, asimismo, verifique si en contingencia las líneas se sobrecargan más del 20%.

Respuesta

Similar a lo indicado en el punto anterior, considerando los resultados de la proyección de demanda actualizada, se verifica que la máxima demanda de la subestación Chiclayo Centro y el subsistema Pomalca – Tumán – Cayaltí, en menor a 30 MW en el período 2021-2025. Por lo tanto, se retira la línea 60 kV "Chiclayo Centro – Pomalca" en la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de NESA, se verifica que retira su solicitud.

Conclusión

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

2.23. Respecto a la solicitud de incluir la renovación de las celdas de transformador de 60 kV y 10 kV, así como de las tres celdas de alimentador en la SET Chiclayo Norte, y que ENSA refiere que los cambios son por antigüedad; sin embargo, no presenta ninguna evidencia que los Elementos en mención están deteriorados o presentan fallas, es necesario que ENSA envíe los registros fotográficos de las placas, de las celdas, así como el registro de fallas de los elementos en mención.

Respuesta

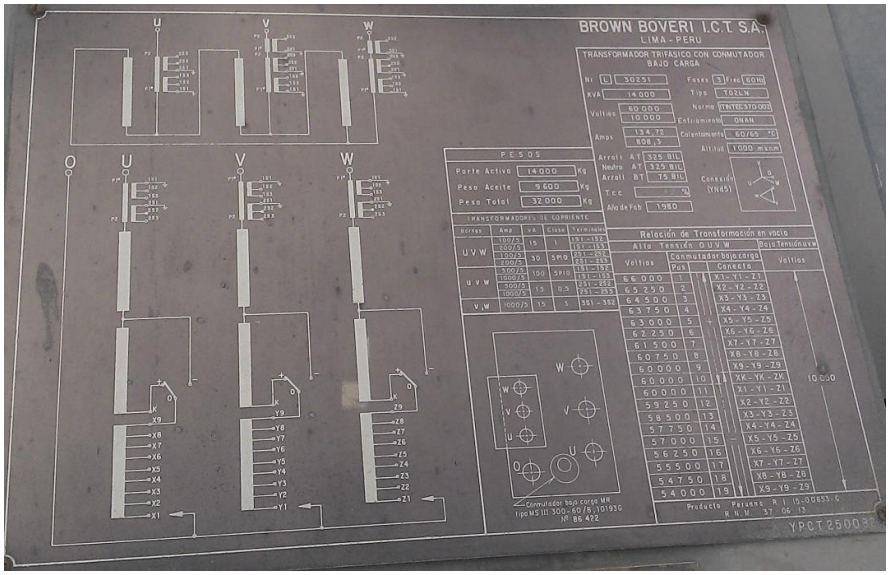
Como se explicó en la respuesta a la observación 1.14, adicional a la antigüedad de los equipos se consideró los siguientes criterios:

- Mayor confiabilidad operativa: Al tener equipos con más de 30 años de antigüedad la probabilidad de falla se incrementa debido a la disminución y/o deterioro de las condiciones de aislamiento, entre otros.

- Mayor seguridad para el personal operativo: La probabilidad de fallas internas de los equipos se incrementa por la antigüedad, esto pone en riesgo al personal técnico durante las labores de mantenimiento y/o durante la operación. Al respecto, la frecuencia de mantenimiento se incrementa cuando se trata de equipos antiguos, lo que incrementa la exposición del personal operativo al peligro.

A continuación, se muestran las fotos correspondientes:

TP 6003



INTERRUPTOR DE POTENCIA IN 6019 (TP 6003)

CELDA DE LLEGADA TRANSFORMADOR IN 1009 (TP 6003)

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de NESA, se verifica que no presenta evidencia que los Elementos están deteriorados o presentan fallas, presenta registros fotográficos de las placas, pero no de las celdas donde se pueda apreciar deterioro, asimismo, no presenta el registro de fallas de los elementos en mención.

Conclusión

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

2.24. Respecto a la solicitud de incluir la renovación de las celdas de transformador de 60 kV y 22,9 kV, así como de las dos celdas de alimentador en la SET Pomalca, y que ENSA refiere que los cambios son por antigüedad; sin embargo, no presenta ninguna evidencia que los Elementos en mención están deteriorados o presentan fallas, es necesario que ENSA envíe los registros fotográficos de las placas, de las celdas, así como el registro de fallas de los elementos en mención.

Respuesta

Adicional a los criterios de confiabilidad operativa y seguridad, los equipos de las celdas convencionales cuentan con interruptores de tecnología de aislamiento en volumen reducido de aceite, dicha tecnología esta descontinuada y no se encuentran

fácilmente repuestos para atender situaciones de contingencia; sumado a ello la contaminación ambiental que éstos generan.

A continuación, se muestran las fotos correspondientes:

CELDA DE ALIMENTADOR RE-A (POM-201)

CELDA DE ALIMENTADOR RE-A (POM-202)

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se observa que no presenta evidencia que los Elementos están deteriorados o presentan fallas, presenta registros fotográficos de las placas, pero no de las celdas donde se pueda apreciar deterioro, asimismo, no presenta el registro de fallas de los elementos en mención.

Conclusión

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

2.25. Respecto a la solicitud de incluir la renovación de las dos celdas de alimentador de 22,9 kV y de una celda de alimentador de 10 kV en la SET Tumán, y que ENSA refiere que los cambios son por antigüedad; sin embargo, no presenta ninguna evidencia que los Elementos en mención están deteriorados o presentan fallas, es necesario que ENSA envíe los registros fotográficos de las placas, de las celdas, así como el registro de fallas de los elementos en mención.

Respuesta

Como se explicó en la respuesta a la observación anterior, a continuación, se muestran las fotos correspondientes:

CELDA DE ALIMENTADOR RE-00A (TUM-201)

CELDA DE ALIMENTADOR RE-00B (TUM-202)

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se observa que ENSA no presenta evidencia que los Elementos están deteriorados o presentan fallas, presenta registros fotográficos de las placas, pero no de las celdas donde se pueda apreciar deterioro, asimismo, no presenta el registro de fallas de los elementos en mención.

Conclusión

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

2.26. Respecto a las celdas que ENSA refiere se encuentran en operación en las SET La Viña y SET Nueva Motupe y que solicita su incorporación en el PI 2021-2025, se debe señalar que, la necesidad de estas celdas deben estar sustentados en el formato F-204, asimismo, se debe recordar a ENSA que los proyectos y/o Elementos a ser reconocidos, primero deben estar aprobados en los procesos del Plan de Inversiones o su modificación, luego de ello, ejecutar, ya que, es en un estudio del Plan de Inversiones, donde se puede verificar si el Elemento o Proyecto corresponde a la mejor alternativa técnico-económica. Se requiere que ENSA, justifique la necesidad de estas celdas en los formatos F-204.

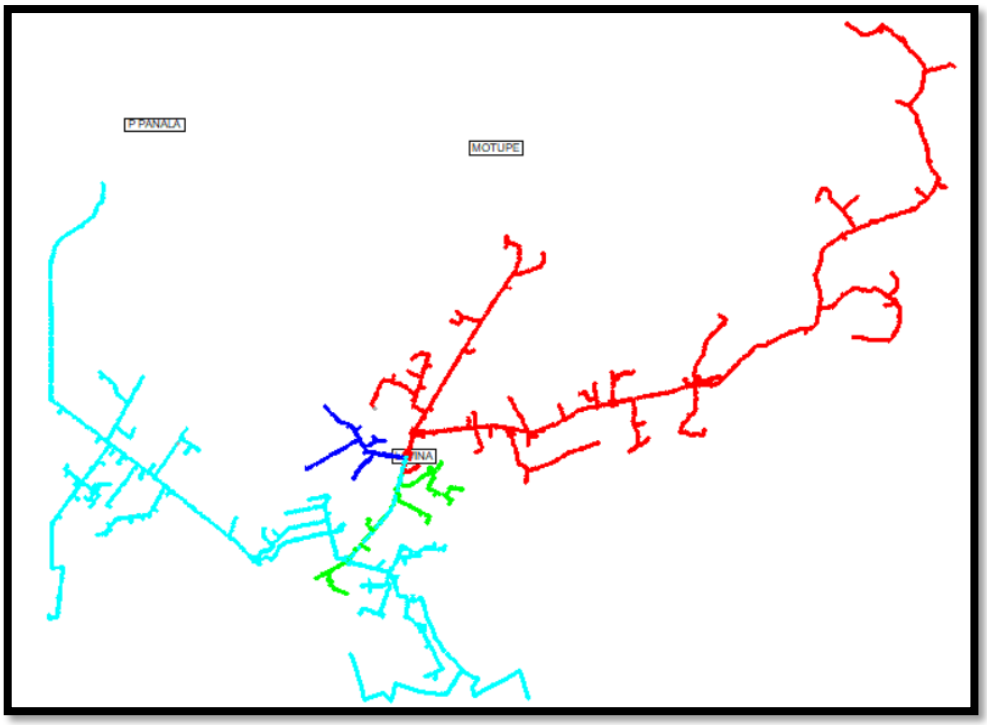
Respuesta

Respecto a la subestación La Viña, considerando las nuevas proyecciones, se determina la necesidad de tres (03) de media tensión (10 kV).

Alimentadores necesarios en SET La Viña

ALIMENTADORES	TENSIÓN	Años				
	(KV)	-2	-1	0	1	2
		2021	2022	2023	2024	2025
Demanda (1)	10	12	12	13	13	14
Capacidad por Alimentador (2)	10	5	5	5	5	5
Alimentadores Existentes	10	4	4	4	4	4
Alimentadores Necesarios	10	3	3	3	3	3

Adicionalmente, el desarrollo de la red de distribución se muestra en la siguiente figura:



A partir de dicho esquema, se observa que el desarrollo de la red de distribución tiene cuatro (04) direcciones. Considerar sólo tres alimentadores (uno atendiendo radiales con distinta dirección), reduce la confiabilidad en la red de distribución, ya que se tendría una mayor cantidad de clientes afectados en caso de fallas.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, señala que según el F-204, se requieren de tres alimentadores, en la SET La Viña, para suministrar a la demanda, y por direcciones de la red de distribución se requiere de cuatro alimentadores. Sin embargo, los recorridos de los alimentadores no son marcados, pudiendo compartir la Celda de Alimentador los alimentadores resaltados en azul y verde.

Por otro lado, no presenta justificación para la SET Motupe.

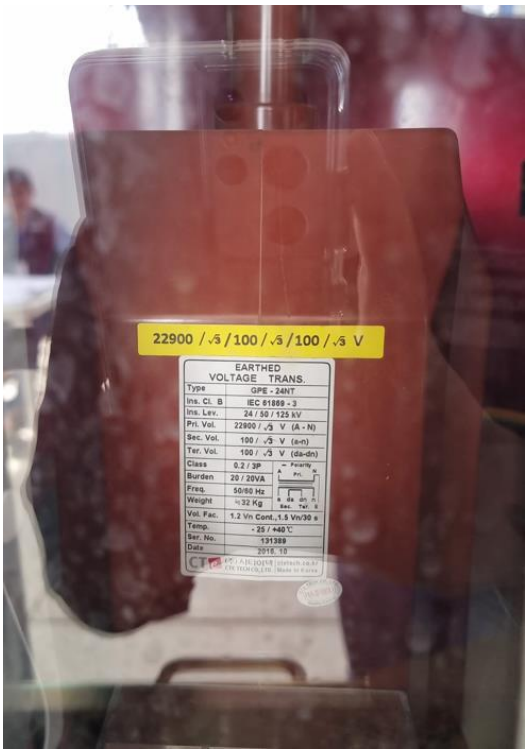
Conclusión

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

2.27. Respecto a la celda de medición que ENSA refiere se encuentran en operación en la SET Pampa Pañalá. Se requiere que ENSA presente los datos de placa de la celda de medición instalada.

Respuesta

Fotos de celda de medición instalada.



Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que presenta las fotos de la celda de medición.

Conclusión

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

2.28. Respecto al proyecto Nueva SET Mocupe 220/60/22,9 kV, ENSA menciona que será propuesto en el siguiente Plan de Inversiones y solicita que Osinergmin valide y confirme la necesidad de dicho proyecto, al respecto, se debe señalar que, las empresas son las responsables de evaluar las necesidades en su zona concesión (diagnóstico), así como el análisis de alternativas que sustente la mejor solución técnica y económica, por ello, se requiere que ENSA analice, valide y presente, en el siguiente proceso del Plan de Inversiones, dicho proyecto de ser el caso con su respectivo análisis.

Respuesta

La subestación Mocupe es el resultado del plan de expansión del sistema de transmisión en el largo plazo, período 2021-2030. Al respecto, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS, la propuesta de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 abordó la planificación hasta al año 2030 (horizonte de 10 años).

En la Propuesta Actualizada, se propone la necesidad de la subestación Mocupe para el año 2028; sin embargo, conforme a lo indicado por Osinergmin, dicho proyecto será evaluado nuevamente en el siguiente PI 2025-2029.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de NESA, se verifica que retira su solicitud del PI 2021-2025.

Conclusión

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

2.29. Respecto a la reprogramación de la nueva SET Mórrope, en el Anexo 2 del ESTUDIO, ENSA señala que la necesidad de esta subestación fue debido a la sobrecarga de la SET Lambayeque y Lambayeque Sur, y que el crecimiento de la demanda es ligeramente menor a la proyección de demanda del PI 2021-2025; así, el transformador de la SET Lambayeque Sur no tendría problemas y el transformador de la SET Lambayeque se sobrecargaría el año 2024; sin embargo, ENSA propone el cambio del transformador de la SET Lambayeque el año 2023, por lo que se requiere que ENSA evalúe de forma conjunta su solicitud, debido a que, si la sobrecarga se solucionaría con el cambio del transformador en la SET Lambayeque, ya no sería necesario la SET Mórrope.

Respuesta

Considerando los resultados de actualización de la proyección de demanda se ha verificado que para el período 2021-2025 no se requiere ampliar la capacidad de transformación de la subestación Lambayeque.

Por lo tanto, se retira de la Propuesta Actualizada la ampliación en la subestación Lambayeque.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira del PI 2021-2025 la propuesta del transformador en la SET Lambayeque, sin embargo, indica que se requerirá en el año 2027.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.30. Asimismo, se requiere que ENSA analicé como se atendería hasta el año 2024 la demanda que sustentó Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y que en el PI 2021-2025 se propuso sea atendida desde la SET Mórrope a partir del año 2021.

Respuesta

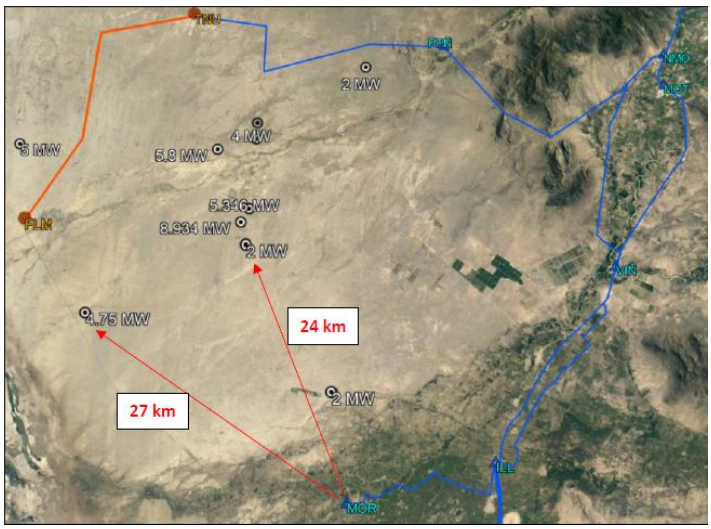
En la aprobación del PI se consideró a "Cerámicos del Norte SAC Fundo El Mango (0,52 MW)" como nueva carga a ser atendido desde la SET Mórrope. Al respecto, dicha carga no se encuentra en servicio hasta la fecha; asimismo, no está considerando en la propuesta de Modificación PI 2021-2025 presentada por COELVISAC.

En la propuesta de Modificación de PI 2021-2025 del Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (COELVISAC) está incluyendo 18 nuevas factibilidades de carga cuyas demandas y ubicaciones se muestran en el siguiente cuadro y esquema, respectivamente:

Nuevas Factibilidades en Propuesta de COELVISAC

Cliente	MW
Ásica Farms	4.75
Arena Verde	2.00
Agrovisión A9	2.00
Bomárea	3.00
Estrata	2.00
Mosqueta	5.00
Hefei	3.00
Agroinversiones Olmos	1.00
Agrolatam - Terranova	5.35
Agrolatam - Zorgal	8.93
Danper	1.50
Inkas Berries	4.75
Trapani II	5.80
Trapani	4.00
Agrícola La Hacienda	2.00
Beta	2.00
Green Peru	5.00
Pirona	5.00
Total	**67.08**

Ubicación de Nuevas Factibilidades en Propuesta de COELVISAC



De dicho cuadro y esquema se observa que las nuevas demandas se encuentran a más de 24 km de la subestación Mórrope (excepto Arena Verde de 2,0 MW).

Dada la magnitud de las nuevas factibilidades de carga presentadas por COELVISAC y de sus ubicaciones respecto a la futura subestación Mórrope, se procede a evaluar

la "tensión óptima" para la atención óptima de dichas cargas en el corto plazo, mediano y largo plazo.

Al respecto, la literatura especializada, propone técnicas que permiten resolver de forma simplificada, dicho problema. Entre ellos tenemos el método americano y el método sueco, que determinan el "nivel de tensión óptimo" para los sistemas eléctricos en función de la potencia a transmitir y la distancia entre el punto de inyección y la carga.

Para dicho análisis se consideran dos escenarios:

- Demanda total: 67,08 MW

- Demanda parcial (color azul): 23,03 MW

METODO AMERICANO:

Para determinar el nivel de tensión a transmitir se utiliza la siguiente expresión:

$$kV = 5.5 * \sqrt{\left(\frac{L}{1.609} - \frac{P}{100}\right)}$$

Donde; L es la longitud de la línea de transmisión, expresado en km; y P es la carga y/o demanda a atender, expresado en MW.

En el siguiente cuadro se muestra la tensión obtenida para distintos valores de potencia "P" a transmitir (MW) y longitud de línea de transmisión "L" (km).

Tensión Óptima (kV): Método Americano

P↓ | L→	10	15	20	25	30	35	40	45	50
5	41	42	43	45	46	47	48	49	50
10	57	58	58	59	60	61	61	62	63
15	69	69	70	71	71	72	73	73	74
20	79	80	80	81	81	82	82	83	84
25	88	89	89	90	90	91	91	92	92
30	96	97	97	98	98	99	99	100	100
35	104	104	105	105	106	106	106	107	107
40	111	111	112	112	113	113	113	114	114
45	117	118	118	119	119	119	120	120	121
50	124	124	125	125	125	126	126	126	127
55	130	130	130	131	131	132	132	132	133
60	135	136	136	136	137	137	137	138	138
65	141	141	142	142	142	143	143	143	144
70	146	146	147	147	147	148	148	148	149
75	151	152	152	152	152	153	153	153	154
80	156	156	157	157	157	158	158	158	159

METODO SUECO:

Para determinar el nivel de tensión a transmitir se utiliza la siguiente expresión:

$$kV = 8.5 * P^{0.45} * (Ln(L) - 1.9)$$

Donde; L es la longitud de la línea de transmisión, expresado en km; y P es la carga y/o demanda a atender, expresado en MW.

En el siguiente cuadro se muestra la tensión obtenida para distintos valores de potencia "P" a transmitir (MW) y longitud de línea de transmisión "L" (km).

Tensión Óptima (kV): Método Sueco

P↓ | L→	10	15	20	25	30	35	40	45	50
5	7	14	19	23	26	29	31	33	35
10	10	19	26	32	36	40	43	46	48
15	12	23	32	38	43	48	51	55	58
20	13	26	36	43	49	54	59	62	66
25	15	29	40	48	54	60	65	69	73
30	16	32	43	52	59	65	70	75	79
35	17	34	46	56	63	70	75	80	85
40	18	36	49	59	67	74	80	85	90

P↓ | L→	10	15	20	25	30	35	40	45	50
45	19	38	52	62	71	78	84	90	95
50	20	40	54	65	74	82	88	94	99
55	21	42	57	68	77	85	92	98	104
60	22	43	59	71	81	89	96	102	108
65	22	45	61	73	83	92	99	106	112
70	23	46	63	76	86	95	103	110	116
75	24	48	65	78	89	98	106	113	119
80	25	49	67	81	92	101	109	116	123

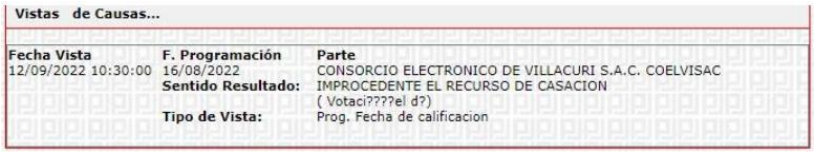
De los cuadros se observa que, para atender las nuevas factibilidades de carga consignadas en la propuesta de Modificación de PI COELVISAC, mayor a 20 MW y ubicado a más de 25 km, no sería posible atender en la distribución a partir de 22,9 kV.

Según el método americano, para atender la demanda de 23,03 MW se requeriría una tensión de 60 kV; y para una demanda mayor a 67,08 MW se requeriría una tensión de 138 kV.

Por otro lado, para el caso del método sueco, para atender la demanda de 23,03 MW y 67,08 MW se requeriría una tensión de 60 kV.

Por lo tanto, en base a análisis realizado, para la atención de las nuevas factibilidades propuestas por COELVISAC es necesario la construcción de una futura subestación ubicado en el centro de carga.

Finalmente, informamos que, se ha realizado la "consulta de expedientes judiciales (CEJ)" del Poder Judicial respecto al RECURSO DE CASACIÓN presentado por COELVISAC contra la Resolución Suprema N° 019-2014-EM que aprobó la 5° Ampliación de Concesión de ELECTRONORTE S.A., el reporte indica que ha sido declarado IMPROCEDENTE por la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema.



Vistas de Causas...

Fecha Vista	F. Programación	Parte
12/09/2022 10:30:00	16/08/2022	CONSORCIO ELECTRONICO DE VILLACURI S.A.C. COELVISAC
	Sentido Resultado:	IMPROCEDENTE EL RECURSO DE CASACION (Votaci????el d?)
	Tipo de Vista:	Prog. Fecha de calificacion

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA y COELVISAC, se verifica que algunas cargas que COELVISAC mencionó entrarían el año 2021 aún no ingresan, por otro lado, ENSA no menciona que esta carga no ingresó porque la carga está a la espera del punto de conexión de la SET Mórrope.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.31. Respecto a la reprogramación del transformador de la SET Chiclayo Norte, ENSA indica que es un transformador que se aprobó en el PI 2017-2021 para resolver problemas de sobrecarga, posteriormente debido a que las nuevas cargas no se

concretaron, el proyecto de ampliación fue incluido en el PI 2021-2025, al respecto se indicar que, el transformador aprobado en el PI 2021-2025 no se sustenta en la sobrecarga sino en el estado del transformador que se observó en campo, además, no fue aprobado en el PI 2017-2021 como lo afirma la empresa, por lo que se requiere que ENSA solicite, con información real y con el debido sustento, la reprogramación del transformador.

Respuesta

Es correcto lo indicado por Osinergmin en este punto, para la subestación Chiclayo Norte se aprobó en el PI 2021-2025 el reemplazo del transformador de 60/10 kV - 17,5 MVA por uno nuevo de 30 MVA, por antigüedad.

Al respecto, como es de conocimiento público, el 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró que el COVID-19 era una pandemia, situación que subsiste hasta el presente. En cuanto a nuestro país, en dicho mes, el Gobierno Peruano declaró el Estado de Emergencia Nacional mediante D.S. N° 044-2020-PCM (prorrogado hasta el 30 de noviembre de 2021 por el D.S. N° 167-2021-PCM). Asimismo, se declaró el estado de Emergencia Sanitaria Nacional mediante el Decreto Supremo N° 008-2020-SA, el cual ha venido siendo prorrogado sucesivamente, hasta que con D.S. N° 025-2021-SA, de fecha 13 de agosto del 2021, se ha dispuesto la correspondiente prórroga por 180 días calendario más (hasta el 02 de marzo de 2022).

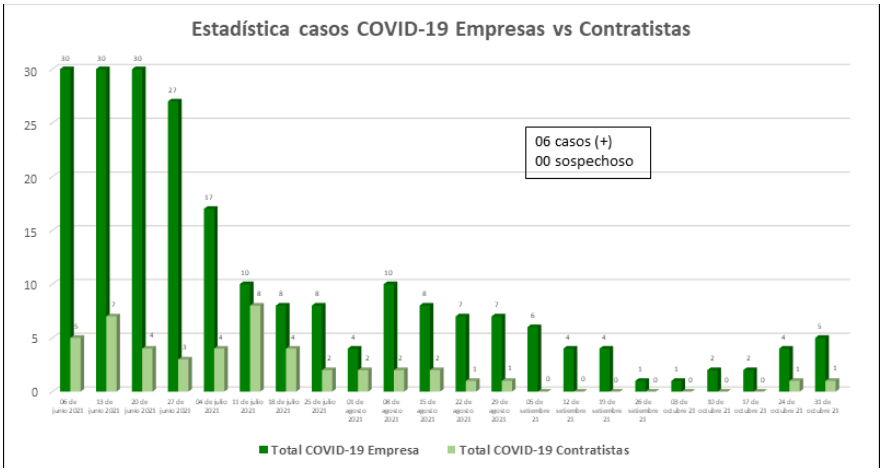
La señalada pandemia ha tenido y tiene impactos negativos en prácticamente todas las actividades comerciales en todos los países del mundo y el Perú no es ajeno a dicha realidad.

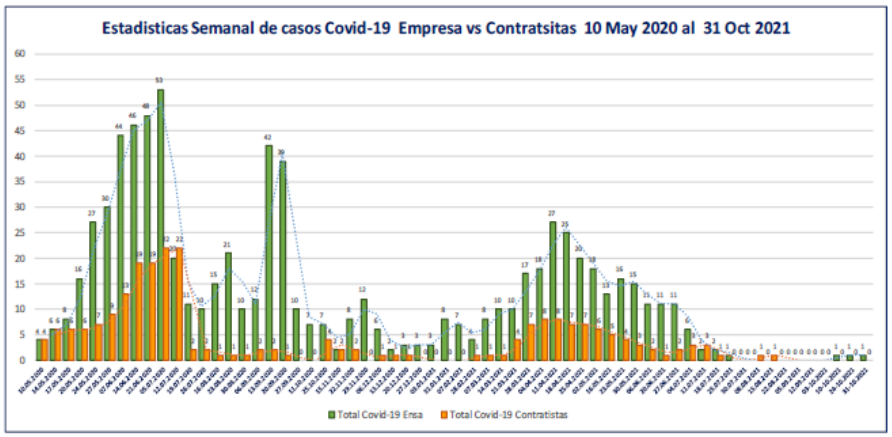
- La pandemia del COVID-19 también ha impactado en la demanda de energía eléctrica, en la capacidad operativa de las contratitas de servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, así como al personal de supervisión por los contagios que conllevan al aislamiento obligatorio del personal. Asimismo, en los procesos de adquisición de bienes y servicios, los cuales han retrasado las gestiones para el desarrollo de nuevos proyectos, el mantenimiento y operación de las empresas, además de la subsanación de deficiencias por seguridad pública y ampliaciones de redes.

- Al respecto, recientemente el MINEM, ente rector del sector eléctrico, ha reconocido que la propagación del COVID-19 ha afectado la ejecución de proyectos de transmisión contenidos en los respectivos planes de inversiones. Así, por ejemplo, en la página 4 de la Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 018-2021-EM ("Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión") se menciona textualmente que la emergencia sanitaria que atraviesa el país desde marzo de 2020 no ha permitido que los indicadores relacionados a la ejecución de proyectos de transmisión mejoren de manera sustancial.

Para el caso de Electronorte S.A. y de sus contratistas, los casos de contagio registrados al mes de noviembre de 2021 se muestran en el siguiente cuadro:

Casos Detectados	Ensa	Contratistas	Total Casos
Total Casos Confirmados Positivos Covid-19	329	65	**394**
Casos Positivos aun en Aislamiento	1	0	**1**
Casos Sospechosos en Aislamiento	0	0	**0**





Asimismo, al cierre del mes de octubre 2021, se observa un ligero repunte de casos COVID-19 positivos, sobre todo en personal que cuenta con vacunación completa.

De lo señalado en los numerales precedentes, es claro que la Pandemia del COVID-19 y las medidas restrictivas adoptadas a nivel mundial, que han afectado de manera negativa el crecimiento de la demanda y el desarrollo de las actividades comerciales e industriales, califican como un caso de fuerza mayor se encuentra fuera de control de Electronorte S.A., lo cual además ha sido reconocido por el MINEM tal como señalamos en el literal precedente.

Situación actual del proyecto

Como se indicó líneas arriba, el 5 de noviembre de 2020 se aprobó de forma definitiva el PI 2021-2025. Sobre dicha base, en cumplimiento de la Ley N° 30225, "Ley de Contrataciones del Estado", y su "Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado" aprobado por Decreto Supremo N° 344-2018-EF, se elaboró el expediente del proyecto y el 30 de diciembre de 2020 se publicó en el portal del Organismo Supervisor de Contrataciones con el Estado (OSCE) el expediente de "Adjudicación Simplificada Nº 017-2020-Electronorte S.A., denominado "Consultoría de Obra para la Elaboración de Perfil y Estudio Definitivo del proyecto: "Ampliación de la Capacidad de Transformación, Optimización y reposición de equipos en la SET Chiclayo Norte".

El 02 de febrero de 2021 se declaró "desierto" dicho proceso de concurso debido a que un único postor que se presentó al concurso fue descalificado; posteriormente, el 17 de junio de 2021, se realizó la segunda convocatoria y se otorgó la buena pro al ganador. El 25 de agosto de 2021 se procedió con la firma del Contrato GR-69-2021.

Sobre dicha base, se estima que el proyecto debe ingresar a operación comercial en setiembre de 2023.

Estado del transformador

El transformador existente se encuentra monitoreado constantemente y hasta la fecha no se ha registrado eventos que originen su desconexión.

Por lo expuesto, solicitamos su reprogramación para el año 2023.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que si bien en la respuesta a las observaciones da la razón a Osinergmin y que el Transformador fue aprobado en el PI 2021-2025 por confiabilidad, sin embargo, en el sustento (Anexo02 Reprogramacion.pdf) sigue mencionando que las razones son por demanda y que el Transformador fue aprobado en el PI 2017-2021 y que luego fue reprogramado en el PI 2021-2025. Es decir, no sustenta de manera adecuada la reprogramación.

Conclusión

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

2.32. Respecto a la reprogramación de las celdas de transformador y medición en 22,9 kV en la SET Lambayeque Sur, se debe señalar que, este proyecto está incluido en el Grupo de Reforzamientos (G-II) del Decreto Supremo 018-2021-EM, Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "DS018"), donde ENSA presentó para ello, su respectivo Anteproyecto. Se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO su solicitud o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación, considerando que se encuentra en dicho mecanismo. Asimismo, hay que mencionar que, no presenta sustento alguno.

Respuesta

De acuerdo con lo indicado en el último párrafo del numeral 1.8 del Decreto Supremo N° 018- 2021-EM:

…

De no reasignarse el proyecto nuevo o el reforzamiento en la segunda convocatoria, ya no podrá ser objeto de un nuevo proceso de reasignación, correspondiendo a la empresa titular ejecutar el proyecto, de acuerdo a los plazos definidos por Osinergmin en la resolución que se cita en el numeral 1.2. En caso de incumplimiento en la ejecución de los proyectos, se aplican las multas y sanciones establecidas por Osinergmin para tal fin.

En la Propuesta Actualizada se retira dicha solicitud de reprogramación.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira la solicitud de reprogramación.

Conclusión

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

2.33. Respecto a la reprogramación de las celdas de línea 60 kV en las SET Chiclayo Oeste y SET Chiclayo Norte y celda de acoplamiento en 60 kV en SET Chiclayo Norte, se debe señalar que, la celda de línea de la SET Chiclayo Oeste está incluido en el Grupo de Reforzamientos (G-II) del DS018, donde ENSA presentó para ello, su respectivo Anteproyecto. Se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO su solicitud o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación, considerando que se

encuentra en dicho mecanismo. Asimismo, respecto a las celdas de la SET Chiclayo Norte, se requiere que ENSA presente un sustento adecuado, ya que no presentó sustento alguno.

Respuesta

Similar al punto anterior, de acuerdo con lo indicado en el último párrafo del numeral 1.8 del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, se retira dicha solicitud de reprogramación en la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que retira la solicitud de reprogramación.

Conclusión

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

2.34. Respecto a la reprogramación de las celdas de línea 60 kV en SET Pomalca y Tumán, se debe señalar que, estos proyectos están incluidos en el Grupo de Reforzamientos (G-II) del DS018, donde ENSA presentó para ello, su respectivo Anteproyecto. Se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO su solicitud o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación, considerando que se encuentra en dicho mecanismo. Asimismo, hay que mencionar que, no presenta sustento alguno.

Respuesta

Similar al punto anterior, de acuerdo con lo indicado en el último párrafo del numeral 1.8 del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, se retira dicha solicitud de reprogramación en la Propuesta Actualizada.

Análisis

Al respecto, de la revisión PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA retira la solicitud de reprogramación.

Conclusión

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

2.35. Respecto a la solicitud de reprogramación de los proyectos aprobados en el PI 2017-2021, se debe señalar que, el numeral VII) del literal d) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece el respectivo titular podrá solicitar a Osinergmin la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, por ello, se requiere que ENSA valide y/o retire del ESTUDIO su solicitud o justificar las razones por las cuales solicita su evaluación de los elementos y/o proyectos que se aprobaron en el PI 2017-2021.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, en el Anexo 2 del presente informe se sustenta la solicitud de reprogramación de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones. En resumen, son dos las causales:

Realización de estudios de impacto ambiental en cumplimiento de la Ley 27446 "Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental" publicado el 2017 y de su

Reglamento. Esto debido a que las subestaciones no cuentan con dicho Estudio y cualquier ampliación significa la realización y aprobación de dicho Estudio.

Esta Ley y su Reglamento fueron aprobados posterior a la aprobación del Plan de Inversiones 2017-2021.

- La demanda registrada en las subestaciones involucradas resultó menor que las estimaciones obtenidas en su aprobación; y

- Demora en los procesos de adquisición de bienes y servicios y contagios de personal debido a la pandemia del COVID-19, los cuales han retrasado las gestiones para el desarrollo de nuevos proyectos, el mantenimiento y operación del sistema eléctrico.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que insiste en reprogramar proyectos que fueron aprobados en el PI 2017-2021.

Conclusión

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

2.36. Respecto a la solicitud del retiro de la Celda 60 kV de la SET Cayaltí, aprobado PI 2021-2025, ENSA señala que la celda fue implementada por Electro Zaña S.A.C. y actualmente se encuentra en operación, y solicita el reconocimiento solo del COyM. Al respecto, se requiere que ENSA presente evidencia que la celda en mención se encuentre en operación, así como el convenio y/o transferencia que tiene con Electro Zaña S.A.C. que sustente que ENSA será la responsable de la operación y mantenimiento de la Celda en mención.

Respuesta

En la carpeta "Celda60kV-SET Cayalti" se incluye los registros de medición de la celda de 60 kV de la SET Cayaltí. Asimismo, en las siguientes imágenes se adjunta foto de dicha celda instalada:

Fotos de equipos de celda 60 kV en la SET Cayaltí

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que la celda se encuentra en operación y que no hay evidencia que ENSA será la responsable de la operación y mantenimiento de la Celda en mención.

Conclusión

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

2.37. Respecto a la solicitud de bajas de las instalaciones existentes, se requiere que ENSA actualice la lista de Elementos a dar de Baja considerando los cambios que pueda tener a partir de las observaciones realizadas.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto y considerando los nuevos resultados del Estudio, se propone la BAJA de las siguientes instalaciones de transmisión existentes:

- Transformador de 60/10 kV – 17,5 MVA de subestación Chiclayo Oeste: Año 2025

- Celdas de alimentador (03) en la subestación Chiclayo Norte: Año 2024.

- Celdas de transformación en 60 y 22,9 kV y 02 celdas de alimentadores de 22,9 kV en la subestación Pomalca: Año 2024.

- Celdas de alimentador de 22,9 kV (02) y de 10 kV (01) en la subestación Tumán: Año 2024.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que faltan elementos a dar de Baja, según los proyectos solicitados por ENSA.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.38. Respecto al archivo de simulación “MPIT 2021-2025_vz19.pfd” se tiene:

- Se ha encontrado que los parámetros eléctricos y longitudes de varias líneas del AD2 han sido modificados, en comparación con el archivo publicado en el PI 2021-2025. Al respecto, se requiere que ENSA incluya los sustentos de dichas modificaciones. Cabe señalar que, estando en el proceso regulatorio de modificación del PI 2021-2025, las premisas deben ser las mismas, salvo una justificación suficiente para modificarlas.

Respuesta

En la Propuesta Actualizada se ha actualizado los parámetros de las líneas considerando los archivos de modelación utilizados en la aprobación del PI 2021-2025. Respecto a la longitud de las líneas, éstas se validaron con los esquemas reales de ENSA.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se verifica que en el archivo de simulación “MPIT 2021-2025_vz21.pfd” se sigue presentado diferencias entre los parámetros eléctricos y longitudes de las líneas de transmisión del Área de Demanda 2. Tampoco, se presenta justificación de las modificaciones.

Conclusión

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

- De manera similar, se ha encontrado modificaciones de parámetros eléctricos de los transformadores del AD2 en comparación al archivo publicado en el PI 2021-2025. Al respecto, se requiere que ENSA incluya los sustentos de dichas modificaciones.

Respuesta

En la Propuesta Actualizada se ha actualizado los parámetros de las líneas considerando los archivos de modelación utilizados en la aprobación del PI 2021-2025.

Análisis

Al respecto, de la revisión se verifica que en el archivo de simulación "MPIT 2021-2025_vz21.pfd" se sigue presentado diferencias entre los parámetros eléctricos de los transformadores del Área de Demanda 2. Tampoco, se presenta justificación de las modificaciones.

Conclusión

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

Análisis de las Respuestas de COELVISAC a las Observaciones formuladas al ESTUDIO

1.1. En el PI 2021-2025, el año base considerado fue 2018, en este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año base a considerarse es 2021. Respecto al periodo proyectado en esta modificación del PI 2021-2025, se requiere que esté sea desde el 2022 al 2050.

Respuesta

De acuerdo con lo observado por Osinergmin, se procede a cambiar los años del periodo de estudio, siendo el último año histórico 2021 y el periodo proyectado desde el 2022 hasta el 2050.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que corrige el periodo proyectado de manera que este sea desde el 2022 al 2050.

Conclusión

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

1.2. No se ha presentado todas las fuentes y archivos de cálculo que sustenten los valores presentados en los formularios. Asimismo, no se ha adjuntado una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación; de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 del Artículo 5 de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria (NORMA TARIFAS). En tal sentido, se requiere que COELVISAC presente todas las fuentes y archivos de cálculo y sustento empleados, de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Las fuentes y sustentos de cálculos que se usaron para elaborar el archivo F-100 se detallan a continuación:

i) Registros de medición de las barras F-102: se encuentra en la carpeta "5. Proyección de demanda/5.1 Registros de medición", esta información sustenta los formatos F-101 y F-103.

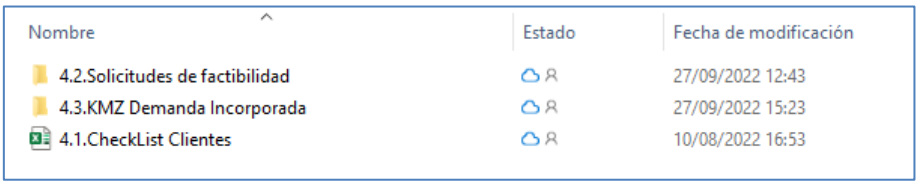
ii) Información fuente de proyección de demanda regulada F-104 al F-112: se encuentra en la carpeta "5. Proyección de demanda/5.3 proyección de demanda regulada".

Nombre	Estado	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
5.3.1.Archivos SICOM		6/09/2022 09:22	Carpeta de archivos	
5.3.2.Clientes		20/09/2022 16:43	Carpeta de archivos	
5.3.3.PBI		20/09/2022 15:23	Carpeta de archivos	
5.3.4.Población		6/09/2022 09:22	Carpeta de archivos	
5.3.5.Ventas		21/09/2022 09:57	Carpeta de archivos	

iii) Respecto al sustento de los clientes libres F-113: esta información fue obtenida del Portal Web de Osinergmin (base de datos SICLI 2021 descargada el 18 de Julio de 2022) y se encuentra en la carpeta "5. Proyección de demanda/5.2 SICLI". Esta información sustenta la demanda proyectada de los clientes libres F-113 al F-118.

iv) Respecto al sustento de la demanda incorporada F-113: este formato es sustentado con las solicitudes de factibilidad y cronogramas de ingreso de carga mostrados en la carpeta "4. Sustento de la demanda", esta información sustenta la

demanda proyectada de la demanda incorporada incluida en los formatos del F-113 al F-118.



Nombre	Estado	Fecha de modificación
4.2.Solicitudes de factibilidad		27/09/2022 12:43
4.3.KMZ Demanda Incorporada		27/09/2022 15:23
4.1.CheckList Clientes		10/08/2022 16:53

v) F-119 al F-123: la información contenida en estos formatos se obtiene a partir de operaciones con los formatos anteriores, por lo que se encontrarían sustentados.

vi) F-124: No aplica para COELVISAC, ya que no hay grupos generadores a los cuales se asigna la responsabilidad de pago de la transmisión.

Respecto a los formatos F-200 y F-300 estos se encuentran debidamente vinculados para su correcta trazabilidad.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que presenta las fuentes y los archivos de cálculo.

Conclusión

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

1.3. Los valores históricos de las variables explicativas citadas en el documento "5. Informe de proyección de demanda - AD02.docx" no corresponden a los archivos de sustento ni a las fuentes. En tal sentido, se requiere que COELVISAC presente sus archivos e información de manera que toda la información presentada en el ESTUDIO guarde coherencia.

Respuesta

Se han actualizado las variables explicativas y se ha uniformizado tanto en el "informe de proyección de demanda", así como en los archivos de sustento y las fuentes citadas en el mismo.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no corrige todos los valores históricos de las variables explicativas, por lo que en algunos casos (por ejemplo, la variable TARIFA) no corresponden a la fuente citada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.4. Los registros de ventas de energía presentados por COELVISAC para la proyección de demanda no corresponden a la base de datos del SICOM. En ese sentido, las proyecciones de energía no están debidamente sustentadas, se requiere que COELVISAC valide y/o corrija dichos valores y luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

Respecto a los registros de ventas de energía, estos fueron actualizados tomando como fuente la base de datos del SICOM tal como se respondió la observación especifica N° 2.2.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que corrige los valores históricos de las ventas de energía de manera que ahora corresponden a la base de datos del SICOM.

Conclusión

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

1.5. No se ha presentado los registros de energía cada 15 minutos para sustentar los cálculos correspondientes de los factores de caracterización, se requiere que COELVISAC valide y envíe dichos registros.

Respuesta

Se procedió a usar la información de los registros de medición de energía cada 15 minutos presentada por los agentes del AD02 en la solicitud de modificación del PI 2021-2025, y se le añadió los registros de la barra Tierras Nuevas 22,9 kV, de esta manera se obtienen los valores de máxima demanda anual del sistema eléctrico, máxima demanda anual de la SET, máxima demanda anual coincidente con el SEIN, máxima demanda anual por devanado, datos mostrados en el F-102.

Con esta información se calculó los factores de caracterización de la carga (FPHMS, FC, FCP y FS). La información se encuentra en la carpeta "5. Proyección de demanda/5.1.Registros de medición".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que presenta los registros de la barra Tierras Nuevas en conjunto con las demás barras reportadas por las otras empresas pertenecientes al Área de Demanda 2.

Conclusión

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

1.6. No se ha usado correctamente los factores de expansión de pérdidas, que deben ser los aprobados y vigentes a la fecha, se requiere que COELVISAC valide y/o corrija donde corresponda.

Respuesta

Esta observación ha sido desarrollada más adelante en la observación específica "2.3".

Análisis

Dado que los factores de expansión de pérdidas se aplican por empresa y por sistema eléctrico. En el Área de Demanda 2, hay instalaciones de transmisión que le pertenecen a ENSA, COELVISAC y Electro Oriente S.A. (ELOR), por lo que se debe usar los factores de todas esas empresas porque también se encuentran en el Área de Demanda 2. Sin embargo, COELVISAC para todos los sistemas eléctricos, utiliza sólo los factores de ENSA.

Por ejemplo, para el sistema eléctrico de BAGUA (que es de ELOR) COELVISAC debe haber utilizado el factor de ELOR, pero utilizó el de ENSA.

Conclusión

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

1.7. La información básica de los clientes libres existentes presentados en el formato F-113 no corresponde a la Base de datos del SICLI 2021. Se requiere que COELVISAC verifique y actualice dicha información, considerando que el año base para el presente proceso de modificación del PI 2021-2025 es el año 2021.

Respuesta

Se procedió a actualizar el F-113, empleando la base de datos SICLI, publicada por Osinergmin, obteniendo de esa base la cantidad de 130 clientes.

La fuente de esta información se encuentra en la carpeta "5.Proyeccion de demanda/5.2.SICLI" en el archivo llamado "Usuarios Libres AD02".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que actualiza los clientes libres con información del año 2021, sin embargo, no incluye a todos los clientes que reporta el SICLI, por ejemplo, los clientes libres "AGRÍCOLA PAMPA BAJA", "AGROLMOS", "BROOM HOLDING MORROPE", "LADRILLOS TORRE FUERTE", "LADRILLOS TYSON".

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.8. En el ESTUDIO se verifica la existencia de nuevas demandas incorporadas cuyo ingreso de carga se tiene proyectado para el año 2022. Al respecto, se requiere que COELVISAC indique cómo se está atendiendo dichas cargas y desde qué puntos de suministros, de manera que se permita evaluar la situación actual de atención de demanda en la zona.

Respuesta

Respecto a las solicitudes de factibilidad, presentadas por COELVISAC en el proceso de modificatoria PI 2021-2025, es preciso señalar que la atención de estos clientes aún está en curso, respecto a los puntos de suministros mediante los cuales se atenderán estas cargas estas se muestran en los archivos de sustento de demanda incluidos en la carpeta "4. sustento de demanda".

Análisis

La respuesta brindada no responde específicamente cómo se está atendiendo estas cargas. Sin embargo, se verifica que en el otorgamiento de factibilidad COELVISAC presentó el punto de conexión y en el expediente técnico alcanzó la información requerida para la evaluación de las demandas incorporadas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.9. En la sección 5. Demanda Incorporada de su informe "5. Informe de proyección de demanda - AD02.docx", COELVISAC señala que ha considerado como demanda incorporada a potenciales usuarios que han comunicado su requerimiento de energía, los mismos que serían considerados como demanda nueva. Al respecto, se ha

identificado que algunas solicitudes de factibilidad de suministro ya fueron presentadas en el PI 2021-2025 por COELVISAC habiéndose aprobado en ese entonces y, no habiéndose llegado a concretar el ingreso de esas cargas. Ahora en este proceso de modificación del PI 2021-2025, y en base a esa documentación se estaría solicitando nuevamente evaluarlas. Por lo que, se requiere a COELVISAC precisar los requerimientos de demanda tomando en cuenta las observaciones específicas.

Respuesta

Esta observación será atendida en la observación específica N° 2.8.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que presenta la documentación solicitada para la evaluación del sustento de la magnitud de las cargas.

Conclusión

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

1.10. Respecto a la concesión de distribución otorgada por el Gobierno Regional de Lambayeque a favor de COELVISAC, cabe mencionar que de acuerdo con la RM 139-2008-MEM/DM, la concesión definitiva otorgada por los Gobiernos Regionales (GORE), corresponde a una demanda no mayor a 30 MW y en caso, se requiera atender una demanda mayor, se tendrán que pedir permisos adicionales a los otorgados por el GORE. No obstante, en el ESTUDIO, se proyecta una demanda a ser atendida por COELVISAC que supera los 30 MW en el periodo 2021-2025, lo cual no podría ser atendido en la zona de distribución otorgada por el Gobierno Regional de Lambayeque a dicha empresa. En ese sentido, se requiere que COELVISAC sustente la magnitud de demanda proyectada y los permisos asociados y revise en qué oportunidad realmente se atenderán las nuevas cargas presentadas.

Respuesta

Al respecto, efectivamente, la concesión otorgada por el Gobierno Regional de Lambayeque a COELVISAC es para una demanda no mayor a 30 MW, en virtud de la Resolución Ministerial N° 330-2020-MINEM-DM, en concordancia con el artículo 6° y 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas. En esa línea, debemos aclarar que la demanda señalada en nuestra propuesta de modificatoria del PI 2021-2025 es una proyección a largo plazo. Tener en cuenta que nuestra propuesta se trata de un sistema de transmisión complementaria para atender a la región de Lambayeque, por lo cual no solo se atenderán a clientes dentro de zona de concesión de COELVISAC, sino también se podrá atender a otros clientes fuera de zona de concesión.

Sin perjuicio de lo antes señalado, aclaramos que, de ampliarse efectivamente la demanda dentro de nuestra zona concesión de distribución, llegado ese momento se tramitarán los derechos correspondientes ante la autoridad competente; asimismo, en caso se requiera que las redes distribución de COELVISAC se extiendan más allá de nuestra zona de concesión de distribución, se realizará la gestión correspondiente ante la entidad competente.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no presenta la documentación correspondiente a los permisos adicionales que el GORE debe otorgar, teniendo en cuenta que la demanda proyectada de COELVISAC al año 2022 es de 50,46 MW, con lo cual, se estaría excediendo del permiso otorgado, asimismo, no se presenta algún avance de los trámites para tal fin.

Conclusión

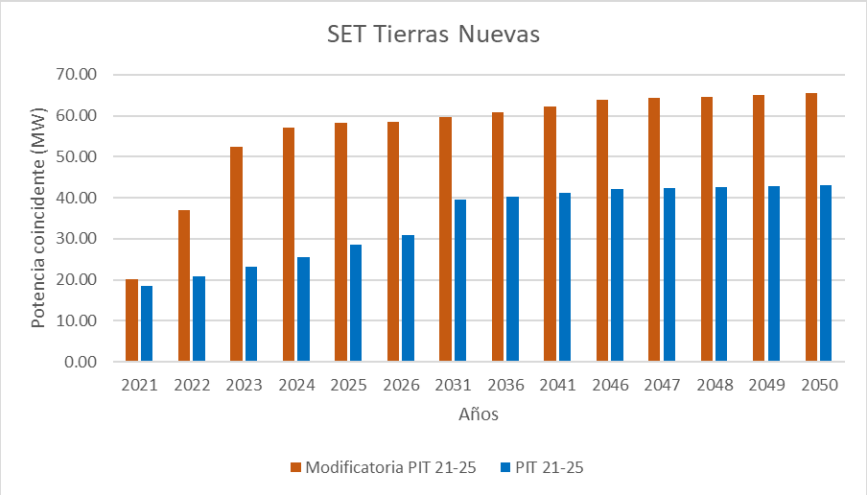
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera no subsanada.

1.11. Las solicitudes de modificación del Plan de Inversiones deben ceñirse a las razones establecidas en el numeral VII) del literal d) del artículo 139 del RLCE; sin embargo, en el ESTUDIO, COELVISAC no menciona la causalidad de la solicitud. Por ello, se requiere que COELVISAC señale claramente la causal sobre la cual basa su solicitud de modificación del PI 2021-2025, conforme a lo señalado en el numeral 5.8.1 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La solicitud de modificación del PI 2021-2025, es sustentada debido a los cambios significativos de la demanda proyectada de electricidad, esto concordante con el numeral VII) del literal d) del artículo 139 del RLCE.

Esto se puede verificar en el objetivo del informe tanto en la propuesta inicial como en la propuesta final del estudio, así como también en el resumen ejecutivo, por otro lado, en el numeral 3.2 del informe técnico de nuestra propuesta inicial y final se muestra la siguiente gráfica, que evidencia el cambio significativo de la demanda.



Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que son por los cambios significativos de la demanda, sin embargo, señala que se debe a que también se debe al no ingreso de la SET Mórrope.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

1.12. Es necesario que, para todos los efectos del ESTUDIO, COELVISAC mantenga la numeración de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 y que, en caso de incluir al PI 2021-2025 nuevos proyectos, deberán seguir con el número correlativo correspondiente.

Respuesta

Se procede a actualizar el expediente respetando la numeración de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025, considerando los proyectos propuestos en la modificatoria del PI con numeración 10 hacia adelante ya que en el Plan regular

PI 2021-2025 se aprobó una relación de 9 proyectos, tal como muestra la siguiente imagen.

PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 (NUEVAS INSTALACIONES)
Cuadro A2.1: Proyectos necesarios en el Período 2021-2025 – Área de Demanda 2

Proyecto N°	Año previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión US$ (**)
1	2021	ENSA	Implementación de 01 Celda de Medición 22,9 kV + 01 Celda de Transformación 22,9 kV	SET Lambayeque Sur	95 112
2	2021	ENSA	Implementación de 01 Celda de Transformación 10 kV	SET Nueva Motupe	69 415
3	2022	ENSA	Implementación de 01 TP 60/10 kV + 02 Celdas de Línea 60 kV + 01 Celda de Acoplamiento 60kV	SET Chiclayo Norte	1 361 255
4	2022	ENSA	Implementación de 02 Celdas de Línea 60 kV	SET Chiclayo Oeste	487 120
5	2022	ENSA	Implementación de 02 Celdas de Línea 60 kV	SET Tumán	487 120
6	2022	ENSA	Implementación de 02 Celdas de Línea 60 kV	SET Pomalca	487 120
7	2022	ENSA	Implementación de 01 Celda de Línea 60 kV	SET Cayalti	243 560
8	2021	ENSA	Nueva SET Mórrope + Celdas de Línea en 60kV +LT 15km Illimo Mórrope	SET Mórrope	3 603 879
9	2021	COELVISAC	Implementación de 01 Celda de Medición 60 kV 01 celda de Alimentador 22,9 kV	SET Pampa Pañalá	79 056

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de Coelvisac, se verifica que la numeración de los proyectos es continuada.

Conclusión

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

1.13. COELVISAC señala en el Ítem 1.6.1 del ESTUDIO los criterios generales que, el planeamiento debe considerar todas las instalaciones de SST y SCT que alimentan una misma Área de Demanda; sin embargo, se limita al análisis a la SET Tierras Nuevas, por lo que se requiere que COELVISAC realice el análisis completo del AD2.

Respuesta

El análisis planteado por COELVISAC tanto en la PROPUESTA INICIAL como FINAL contempla la proyección de demanda (Regulados y Libres) de toda el AD02 no solo Tierras Nuevas, sin embargo, para el planeamiento de alternativas se está valorizando sólo las alternativas de solución para nuestro Sistema eléctrico Tierras Nuevas.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, no contempla todas las cargas del Área de Demanda 2.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2 Observaciones Específicas

Sobre Proyección de la Demanda

2.1 Con relación a la información de las Variables Explicativas

Se solicita a COELVISAC que corrija o justifique donde corresponda los siguientes hallazgos:

i) Sobre la variable del PBI del AD2, en el archivo "5.2. Cálculo variables explicativas-AD02.xlsx", se observa que COELVISAC no presenta los valores de PBI departamental del año 2021, como se puede apreciar en la Figura 1:

Figura 1

ACTUALIZADO EN EL AÑO 2021

PBI A2

AÑO BASE 2007

Año	PBI AMAZONAS	PBI CAJAMARCA	PBI AMBAYEQU	MWh AMAZONAS	MWh CAJAMARCA	MWh AMBAYEQUE	PBI 02
1996	958	4 929	5 429				5 201
1997	937	5 540	5 525				5 372
1998	1005	6 148	5 484				5 435
1999	918	6 640	5 785				5 752
2000	923	6 920	5 884				5 876
2001	1245	6 815	5 239				5 346
2002	1306	7 523	5 495				5 665
2003	1376	8 179	5 716				5 948
2004	1445	8 296	5 461				5 761
2005	1546	8 904	5 901				6 215
2006	1654	8 815	6 220				6 464
2007	1779	8 159	6 880				6 904
2008	1931	9 320	7 513				7 602
2009	2 058	10 050	7 910				8 041
2010	2 211	10 141	8 450				8 499
2011	2 287	10 595	8 938				8 968
2012	2 552	11 271	9 783				9 767
2013	2 682	11 087	10 139				10 032
2014	2 825	10 856	10 355				10 177
2015	2 782	10 799	10 810				10 534
2016	2 784	10 581	11 080				10 716
2017	2 941	10 902	11 371				10 990
2018	3 118	11 209	11 838				11 410
2019	3 169	11 480	12 114	56 355,26	124 191,52	621 858,85	11 387
2020	3 034	10 324	11 356	58 398,08	127 173,61	623 305,36	10 593
2021				65 789,03	136 053,56	638 939,18	

0 932
3 698
4 699

FUENTE: SICOM 2019 / SICOM 2020 / SICOM 2021

FUENTE: RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO OSINERMIN N° 191-2020-OS/CD

(Millones. S/ de 2007.)

PBI 02

En ese mismo archivo se puede verificar además que COELVISAC, mediante las tasas de las encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 31 de enero de 2022 a Analistas Económicos, ha podido calcular el valor del PBI nacional del año 2021. Sin embargo, no se verifica el sustento del cálculo del valor del PBI departamental del año 2021.

Así también, de la revisión del workfile (archivo E-Views) se evidencia que el valor del PBI del AD2 para el año 2021 corresponde a un valor proyectado, sin embargo, para este proceso de modificación del PI 2021-2025, el año 2021 corresponde al año base, es decir, corresponde a un valor histórico.

COELVISAC debe considerar emplear los valores de PBI por departamento del PI 2021-2025 para el periodo 1996-2018, y calcular el valor del PBI del AD2 a partir de los PBI departamentales que reporta el INEI en https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta para el periodo 2019-2021. En ese mismo enlace también se podrá acceder al PBI nacional de los últimos tres años (2019-2021).
En relación con la proyección del PBI del AD2, se observó dos ecuaciones de proyección para dicha variable en el Workfile PBI (archivo E-Views), ante la incertidumbre se consultó el documento "5. Informe de proyección de demanda AD02.docx" y se verificó que el PBI proyectado para el AD2 se modeló con la ecuación cuyo resultado se muestra en la Figura 2.

Figura 2

Dependent Variable: PBIAD2
Method: Least Squares
Date: 03/09/22 Time: 10:30
Sample (adjusted): 1997 2020
Included observations: 24 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	712.9655	165.6322	4.304511	0.0003
PBIPERU	0.016071	0.002444	6.575736	0.0000
PBIAD2(-1)	0.191215	0.122342	1.562957	0.1330

R-squared	0.992320	Mean dependent var	8060.527
Adjusted R-squared	0.991588	S.D. dependent var	2258.568
S.E. of regression	207.1468	Akaike info criterion	13.62120
Sum squared resid	901106.1	Schwarz criterion	13.76846
Log likelihood	-160.4544	Hannan-Quinn criter.	13.66027
F-statistic	1356.622	Durbin-Watson stat	1.635986
Prob(F-statistic)	0.000000		

De la Figura 2, se advierte que el modelo empleado por COELVISAC en las proyecciones del PBI del AD2 no es consistente estadísticamente, pese a que señaló que su modelo ha sido previamente validado. La inconsistencia está en que la variable explicativa "PBIAD2(-1)" del modelo (ver subrayado rojo en la Figura 2) no presenta significancia individual porque su P-value>0,05 y/o estadístico t-Student<|2| no son aceptables estadísticamente conforme a la NORMA TARIFAS. Por lo que se requiere que COELVISAC especifique, revalúe y fundamente la validez estadística de su modelo.

Dicho lo anterior y considerando que COELVISAC consignó dos ecuaciones de proyección para el PBI en su archivo E-Views, prestándose ello a confusión, en ese sentido, se le solicita que integre en un solo workfile las estimaciones de todas las variables explicativas, tomando en cuenta que son la fuente de sustento de las ventas de energía proyectadas.

Respecto al modelo que se emplee en la proyección del PBI del AD2, COELVISAC debe tomar en cuenta que un modelo sin sustento sobre la elección de las variables explicativas es propenso al fenómeno de regresión espuria o regresión sin relación, así lo precisa (Gujarati, 2010). Por lo que se necesitará una explicación sobre su planteamiento.

Al respecto, es preciso señalar que para obtener el PBI nacional del año 2022 hacia adelante se deben utilizar las tasas que resultan de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 28 de febrero de 2022 a Analistas Económicos y que luego esas tasas deben ser aplicadas al PBI nacional y en función de este, realizar la proyección de dicha variable por Área de Demanda.

Por tanto, COELVISAC debe actualizar la información necesaria en sus archivos y corregir en caso corresponda las proyecciones del PBI, tal como lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

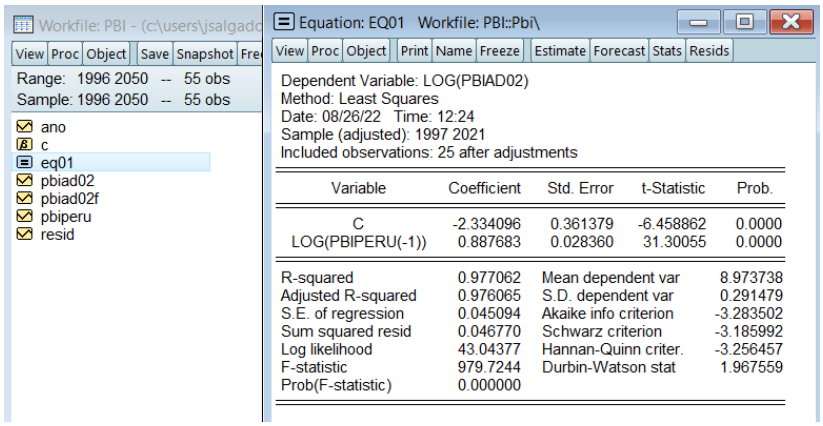
Respecto a la información histórica del PBI: se procedió a actualizar el informe y usando el link (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta) se calculó el PBI del AD02 tal como se muestra en la siguiente figura.

PBI A2
AÑO BASE 2007

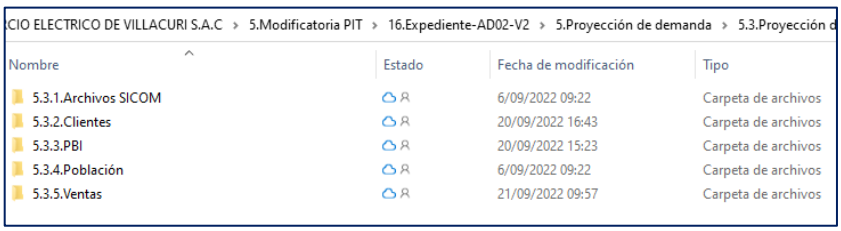
Año	PBI AMAZONAS	PBI CAJAMARCA	PBI LAMBAYEQUE	MWh AMAZONAS	MWh CAJAMARCA	MWh LAMBAYEQUE	PBI 02
1996	958	4,929	5,429				5,201
1997	937	5,540	5,525				5,372
1998	1,005	6,148	5,484				5,435
1999	918	6,640	5,785				5,752
2000	923	6,920	5,884				5,876
2001	1,245	6,815	5,239				5,346
2002	1,306	7,523	5,495				5,665
2003	1,376	8,179	5,716				5,948
2004	1,445	8,296	5,461				5,761
2005	1,546	8,904	5,901				6,215
2006	1,654	8,815	6,220				6,464
2007	1,779	8,159	6,880				6,904
2008	1,931	9,320	7,513				7,602
2009	2,058	10,050	7,910				8,041
2010	2,211	10,141	8,450				8,499
2011	2,287	10,595	8,938				8,968
2012	2,552	11,271	9,783				9,767
2013	2,682	11,087	10,139				10,032
2014	2,825	10,856	10,355				10,177
2015	2,782	10,799	10,810				10,534
2016	2,784	10,581	11,080				10,716
2017	2,941	10,902	11,371				10,990
2018	3,118	11,209	11,838				11,410
2019	3,169	11,480	12,114	60,063.54	124,436.29	621,858.85	11,349
2020	3,034	10,324	11,356	59,018.50	127,173.61	623,305.36	10,587
2021	3,136	11,469	13,072	66,735.02	136,053.56	638,939.18	12,025

FUENTE: SICOM 2019 / SICOM 2020 / SICOM 2021

***Respecto a la significancia individual**: La ecuación fue replanteada de tal manera que cumpla con la significancia individual, de acuerdo con la NORMA TARIFAS tal como muestra la siguiente figura, P-value>0,05 y/o estadístico t-Student<|2|:*



***Respecto a la solicitud de integrar el archivo de proyección en un solo Workfile:** debemos precisar que por un tema de organizar las carpetas de sustento se ha creído conveniente emplear una carpeta por cada variable macroeconómica tanto histórica como proyectada tal como muestra la siguiente figura:*



***Respecto al PBI Nacional**: Para la proyección del PBI nacional se usaron las tasas que resultan de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 28 de febrero de 2022 a Analistas Económicos. Esto se muestra en el "Informe de proyección de demanda – AD02".*

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/			
Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
Expectativas anuales de 2022			
28 de febrero de 2022	2.7%	2.5%	3.0%
Expectativas anuales de 2023			
28 de febrero de 2022	2.8%	3.0%	3.0%
Expectativas anuales de 2024			
28 de febrero de 2022	2.5%	3.0%	3.2%

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que:

i) En el archivo "5.5. Cálculo variables explicativas-AD02.xlsx", corrige los valores de PBI departamental del año 2021 conforme a lo solicitado en la presente observación, mostrando el sustento del cálculo del valor del PBI del año 2021. Así también, en el workfile (archivo E-Views) el valor del PBI del Área de Demanda 2 para el año 2021 ha sido corregido, por lo que ahora corresponde a un valor histórico. Asimismo, COELVISAC emplea los valores de PBI por departamento del PI 2021-2025 para el periodo 1996-2018, y calcula el valor del PBI del Área de Demanda 2 a partir de los PBI departamentales que reporta el INEI para el periodo 2019-2021.

En relación con la proyección del PBI del Área de Demanda 2, se verifica que la ecuación de proyección para dicha variable en el Workfile PBI (archivo E-Views), es consistente estadísticamente y cumple con las pruebas de validación establecidas en la NORMA TARIFAS.

Respecto al PBI nacional, se verifica que para obtener el del año 2022 hacia adelante utilizan las tasas que resultan de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas el 28 de febrero de 2022 a Analistas Económicos. Sin embargo, los valores del PBI nacional correspondiente al periodo 1996-2018 no concuerdan con el PI 2021-2025 vigente.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

ii) Sobre la variable CLIENTES del AD2, se ha verificado que los valores del periodo 2019-2021 no corresponden a los valores de la base de datos SICOM. En ese sentido, se requiere que COELVISAC valide y corrija la información señalada y efectuar nuevamente las proyecciones de la variable CLIENTES.

Respuesta

De acuerdo con la observación específica N°2.2 se empleó la cantidad de clientes correspondientes a la energía de la observación mencionada, por lo cual se procedió a actualizar los valores de la variable CLIENTES y se realizó una nueva proyección. Estos datos se encuentran en el archivo "5.5 Calculo de variables explicativas-AD02".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que los valores del periodo 2019-2021 de la variable CLIENTES fueron corregidos de manera que ahora corresponden a los valores obtenidos de la base de datos SICOM.

Conclusión

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

iii) Respecto a la variable POBLACIÓN del AD2, se ha verificado que los datos históricos del periodo 1996-2018 no corresponden a los valores históricos de la variable POBLACIÓN del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que para el periodo 2019-2021 y para la proyección de esta variable se ha usado las tasas de crecimiento publicadas por el INEI en su Boletín de Análisis Demográfico N° 37 (2009), la cual se encuentra desactualizada. Al respecto, se requiere que COELVISAC revise y corrija la información histórica de la variable POBLACIÓN en el periodo 1996-2018 de acuerdo con la información aprobada en el PI 2021-2025. Asimismo, actualizar los valores departamentales de población del periodo 2019-2021 utilizando las estimaciones y proyección de población del INEI (Población Estimada al 30 de junio, por años calendario y sexo, según departamento: https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/); y calcular la población del AD 2 en función de las ventas de energía de los departamentos que conforman dicha área de demanda; mientras que, para las proyecciones (Periodo: 2022-2050) debe usarse las tasas del último boletín de Análisis Demográfico publicado por el INEI, el N° 39 (2019).

Ahora bien, este último boletín contiene proyecciones de POBLACIÓN hasta el año 2030. Así que, para los años posteriores, debe tomarse constante la tasa de crecimiento promedio anual de población del periodo 1996-2030. Por tanto, se sugiere a COELVISAC emplee la fuente y el criterio indicado para la construcción y proyección de la variable POBLACIÓN.

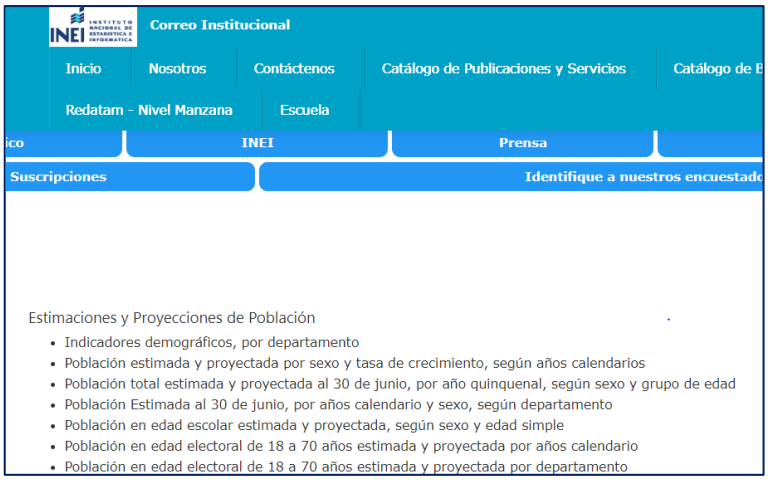
Respuesta

Respecto a la información histórica del PBI: se procedió a actualizar el informe y usando el link (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta) se calculo el PBI del AD02 tal como se muestra en la siguiente figura.

Año	POBLACIÓN Amazonas	POBLACIÓN Cajamarca	POBLACIÓN Lambayeque	POBLACIÓN 02
1996				985,271
1997				996,227
1998				1,007,311
1999				1,018,523
2000				1,029,865
2001				1,041,340
2002				1,052,948
2003				1,064,690
2004				1,076,569
2005				1,088,587
2006				1,100,744
2007				1,130,211
2008				1,135,852
2009				1,141,540
2010				1,147,276
2011				1,153,060
2012				1,158,893
2013				1,164,774
2014				1,170,705
2015				1,176,685
2016				1,182,714
2017				1,191,703
2018				1,197,852

FUENTE: RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO OSINERMIN N° 191-2020-OS/CD

Para hallar la población de AD02 en función a sus ventas de energía para el periodo 2019-2021 se usó el siguiente link recomendado por osinergmin (https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/).



Para hacer la proyección de la variable POBLACION del año 2022-2030 se ha usado como fuente el "Boletín de Análisis Demográfico N°39"), cuadro N° 3.68 "PERÚ: POBLACIÓN TOTAL AL 30 DE JUNIO DE CADA AÑO, SEGÚN DEPARTAMENTO, 1995-2030 y después para el periodo 2031-2050 se ha usado la tasa de crecimiento equivalente del periodo 1996-2030.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que los datos históricos del periodo 1996-2018 fueron corregidos de manera que ahora corresponden a los valores históricos de la variable POBLACIÓN del PI 2021-2025 vigente.

Asimismo, se verifica que para el periodo 2019-2021 actualizan los valores departamentales de población del periodo 2019-2021 utilizando las estimaciones y proyección de población del INEI. Sin embargo, para calcular la población del Área de Demanda 2 en función de las ventas de energía de los departamentos que conforman dicha área de demanda; se verifica que calcula correctamente para el año 2021 y no para los años 2019 y 2020.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

iv) Respecto a la variable TARIFA del AD2, se observa que los valores considerados en su cálculo (facturación en miles de soles y ventas en MWh) del periodo 2019-2021 no corresponden a los valores del SICOM. En ese sentido, se requiere que COELVISAC valide y corrija la información señalada.

Respuesta

Se procedió a actualizar los valores de la variable TARIFA conforme a la base de datos del SICOM. Esta información se encuentra en la pestaña "TARIFA 2009" que se encuentra en el archivo Excel "5.5. Cálculo de variables explicativas – AD02"

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no corrige los valores históricos de la variable TARIFA para el periodo 2019-2021, de acuerdo con lo solicitado en la presente observación.

Conclusión

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

Por lo anterior, se requiere que COELVISAC revise, actualice y corrija la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información presentada (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles y entre otros) asegure una correcta actualización en la proyección de la demanda y guarde coherencia con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La PROPUESTA FINAL de COELVISAC ya contiene todas las actualizaciones detalladas anteriormente respecto a las variables explicativas, el F-100 y los otros formatos.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que realiza algunas de las actualizaciones y/o correcciones sugeridas por Osinergmin.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.2 Los datos históricos de las ventas de energía no concuerdan con la Base de Datos del SICOM

En el formato F-105 del ESTUDIO, COELVISAC presenta las ventas de energía a usuarios regulados del AD2, al respecto, se advierte diferencias en los valores considerados para el periodo 2019-2021, con relación a la información que reporta la base de datos del SICOM, tal como se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1

AÑO	COELVISAC			SICOM		
	MT	BT	TOTAL	MT	BT	TOTAL
2019	205 662,37	596 743,26	802 405,62	206 233,00	600 125,68	806 358,68
2020	188 057,04	620 820,01	808 877,06	188 057,04	621 440,43	809 497,47
2021	190 993,00	649 788,77	840 781,77	190 993,00	650 734,76	841 727,76

Por lo que, se requiere que COELVISAC valide y corrija dichas ventas de energía.

Respuesta

En vista de las diferencias encontradas por Osinergmin, se procedió a descargar la información de la base de datos del SICOM.

El siguiente cuadro muestra los resultados del nuevo procesamiento de COELVISAC donde se aprecia la diferencia comentada en el año 2019. La información de sustento se encuentra en la "carpeta N° 5.3.1 Archivos SICOM":

Año	Nivel de Tensión	COELVISAC inicio	COELVISAC final	OSINERGMIN
2019	MT	205 662,37	206 233,00	206 233,00
	BT	596 743,26	600 125,68	600 125,68
	Total Ventas	802 405,62	806 358,68	806 358,68

2020	MT	188 057,04	188 057,04	188 057,04
	BT	620 820,01	621 440,43	621 440,43
	Total Ventas	808 877,06	809 497,47	809 497,47
2021	MT	190 993,00	190 993,00	190 993,00
	BT	649 788,77	650 734,76	650 734,76
	Total Ventas	840 781,77	841 727,76	841 727,76

Del cuadro mostrado anteriormente se evidencia que las ventas del SICOM han sido subsanadas, por lo cual estas ventas están siendo tomados como datos históricos para la proyección de estas.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que corrige los valores históricos de las ventas de energía de manera que ahora corresponden con la base de datos del SICOM.

Conclusión

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

2.3 Integración de porcentajes de pérdidas utilizados

La fuente de información de los factores de expansión de pérdidas utilizados no está referida en el ESTUDIO. Por lo que, se requiere que COELVISAC justifique y vincule los cálculos realizados, además de considerar los factores vigentes de expansión de pérdidas en MT y BT.

Respuesta

Los factores de expansión de pérdidas de energía en MT y BT corresponden a los aprobados en el proceso VAD 2019-2023, mediante resolución N°168-2019-OS/CD, los cuales se encuentran vigentes a la fecha.

De la resolución mencionada antes, se consideran los factores aplicables a la empresa Electronorte.

Factores de Expansión de Pérdidas				
		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte
Media Tensión	PEMT	1,0111	1,0204	1,0189
	PPMT	1,0180	1,0287	1,0266
SED MT/BT	PESED	1,0181	1,0235	1,0227
	PPSED	1,0178	1,0205	1,0194
Baja Tensión	PEBT	1,0873	1,0819	1,0828
	PPBT	1,1013	1,0939	1,0979
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0852	1,0795	1,0804
	PPBTCO	1,0947	1,0899	1,0938

De acuerdo con el cuadro mostrado anteriormente, los factores empleados en el F-103 son los siguientes:

Área	FPM (BT)	FPM (MT)	FPM (MT+BT)
2	1.1033	1.0189	1.0841

Siendo:

FPM(MT) = PEMT = 1,0189

*FPM(BT) = PEMT*PEBT= 1,0189*1,0828 = 1,1033*

El valor de FPM(BT+MT) es igual al ponderado de los factores en función a la energía del año representativo 2021.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no considera los factores de expansión de pérdidas de las empresas ELOR y COELVISAC, las cuales se encuentran incluidas en el Área de Demanda 2, por lo que, el factor de expansión de pérdidas consignado en el formato F-103 no está correctamente determinado.

Conclusión

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

2.4 Registro de mediciones de 15 minutos

En el ESTUDIO no se ha evidenciado los registros históricos de mediciones del año 2021, correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación, según lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS.

Por lo que, se requiere que COELVISAC actualice los registros consignados en el formato F-102 para el AD2, considerando la información del año base, así como sustentar la metodología y criterios adoptados para la depuración de los datos atípicos.

Respuesta

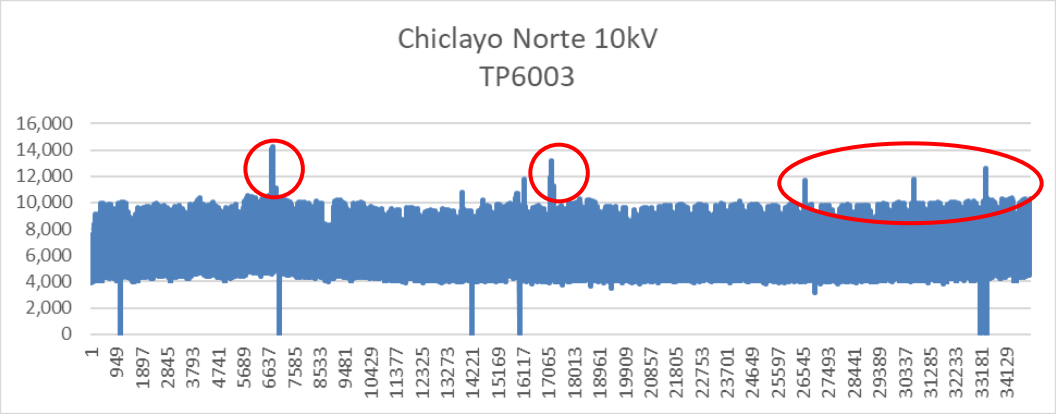
Se procedió a procesar la información de los registros de medición cada 15 minutos(pulsos) de las barras del Área de Demanda 2(AD2) presentadas por los agentes del AD02 en su solicitud de modificatoria. En esa base se agregó los pulsos de la barra de Tierras Nuevas. La información de los pulsos se encuentra en la carpeta "5.1. Registros de medición" y los pulsos de los clientes libres del año representativo 2021, se encuentran en la carpeta "5.2. SICLI".

Nombre	Estado	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
5.1.Registros de medición		15/09/2022 13:42	Carpeta de archivos	
5.2.SICLI		14/09/2022 15:19	Carpeta de archivos	
5.3.Proyección de demanda regulada		29/08/2022 17:14	Carpeta de archivos	
5.4. Informe de proyección de demanda - AD02		14/09/2022 15:21	Documento de Mi...	1,267 KB
5.5.Cálculo variables explicativas-AD02		16/09/2022 18:05	Hoja de cálculo d...	261 KB

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no realiza la depuración de datos atípicos de todas las barras según se señala en la respuesta de la presente observación. En la siguiente imagen se muestra un ejemplo para la barra Chiclayo Norte 10 kV del transformador TP6003, cabe indicar que no es el único caso donde se evidencia que no se ha depurado los valores considerados atípicos.

Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV (TP6003) presentados por COELVISAC



Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.5 Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, los factores de caracterización presentados no se encuentran debidamente sustentados, algunos de estos valores se encuentran como valor numérico mientras que otros no permiten realizar la trazabilidad correspondiente debido a que son valores que no corresponden a la realidad (factores de carga iguales a cercanos a 1 y cercanos a 0).

En el formato F-102 se observa que los valores presentados corresponden a información de los años 2018 y 2021. Al respecto, es preciso señalar que el año representativo corresponde al 2021. Por lo que, se requiere que COELVISAC valide y actualice la información presentada, asimismo, presente la fuente de origen de los registros a utilizar para la determinación del formato F-102 y las consideraciones realizadas para las estimaciones del formato F-101 de ser el caso.

En el formato F-103, COELVISAC ha realizado la repartición porcentual de energía aplicando el factor "FPHMS", lo cual no es correcto. Se requiere que COELVISAC verifique y corrija ello, considerando que la repartición se debe efectuar usando los registros de energía del año 2021.

Respuesta

Respecto al Formato F-102, de acuerdo con la respuesta de la observación N° 2.4, se procedió a actualizar el formato con información del año 2021.

Respecto al formato F-103, se ha actualizado los valores de energía del año 2021 para hallar el fator "FPMWHS".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que el factor FPMWHS calcula según indica la NORMA TARIFAS; sin embargo, los valores de los factores de caracterización no se encuentran validados en su totalidad por lo ya explicado en el análisis de la observación 2.4.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.6 Con relación a la proyección de las ventas de energía de los usuarios regulados

Se solicita a COELVISAC que, en el ajuste final (formato F-108) corrija o justifique donde corresponda, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios de estimación:

- Las proyecciones anuales del 2022 al 2025 se realiza en base a las tasas anuales resultantes del modelo econométrico validado de esos años respectivos; y,
- Las proyecciones anuales a partir del año 2026 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2021 al 2050.

Considerando lo anterior, COELVISAC debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025, los cuales se pueden verificar en los formatos F-100 (F-106, F-107 y F-108).

Respuesta

Respecto a las tasas utilizadas para el F-108, se procedió a usar la tasa del modelo econométrico hasta el año 2025, y de 2026 hasta 2050 se usa la tasa de crecimiento resultante del modelo lineal seleccionado (2.42%), tal como se observa en la siguiente figura:

AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN (1)		TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)	TC
		MT	BT		
2021	0	190,993.00	650,734.76	841,727.76	**100.00%**
2022	0	185,258.87	631,197.93	816,456.80	**97.00%**
2023	0	192,289.22	655,151.14	847,440.36	**103.79%**
2024	0	199,644.44	680,211.19	879,855.62	**103.83%**
2025	0	206,695.22	704,233.99	910,929.20	**103.53%**
2026	0	211,706.56	721,308.19	933,014.75	**102.42%**
2027	0	216,839.40	738,796.36	955,635.75	**102.42%**
2028	0	222,096.68	756,708.53	978,805.21	**102.42%**
2029	0	227,481.43	775,054.98	1,002,536.41	**102.42%**
2030	0	232,996.74	793,846.24	1,026,842.98	**102.42%**
2031	0	238,645.76	813,093.10	1,051,738.86	**102.42%**
2032	0	244,431.74	832,806.60	1,077,238.34	**102.42%**
2033	0	250,358.01	852,998.06	1,103,356.06	**102.42%**
2034	0	256,427.95	873,679.06	1,130,107.01	**102.42%**
2035	0	262,645.07	894,861.47	1,157,506.53	**102.42%**
2036	0	269,012.92	916,557.45	1,185,570.36	**102.42%**
2037	0	275,535.15	938,779.45	1,214,314.60	**102.42%**
2038	0	282,215.52	961,540.22	1,243,755.74	**102.42%**
2039	0	289,057.86	984,852.83	1,273,910.69	**102.42%**
2040	0	296,066.09	1,008,730.66	1,304,796.75	**102.42%**
2041	0	303,244.23	1,033,187.41	1,336,431.64	**102.42%**
2042	0	310,596.41	1,058,237.11	1,368,833.52	**102.42%**
2043	0	318,126.84	1,083,894.14	1,402,020.98	**102.42%**
2044	0	325,839.85	1,110,173.23	1,436,013.08	**102.42%**
2045	0	333,739.86	1,137,089.46	1,470,829.32	**102.42%**
2046	0	341,831.40	1,164,658.28	1,506,489.68	**102.42%**
2047	0	350,119.13	1,192,895.50	1,543,014.63	**102.42%**
2048	0	358,607.79	1,221,817.33	1,580,425.13	**102.42%**
2049	0	367,302.27	1,251,440.38	1,618,742.65	**102.42%**
2050	0	376,207.54	1,281,781.64	1,657,989.18	**102.42%**

Sobre el modelo econométrico elegido, ha sido replanteado, ya que con la actualización de las variables explicativas la ecuación planteada en nuestra propuesta no cumple con los criterios exigidos en la NORMA TARIFAS, por lo que fue necesario replantear y validar nuevamente con los criterios de: Autocorrelación, Normalidad y Heterocedasticidad verificación que se muestra detallada en el informe de proyección de demanda.

Para mayor detalle de lo mencionado, revisar el informe de proyección de demanda, ubicado en la carpeta N° 5 Proyección de demanda.

La siguiente figura muestra una captura de pantalla del modelo seleccionado para proyectar las ventas de energía del mercado regulado de toda el Área de Demanda 2.

Equation: ECONO2 Workfile: VENTAS::Ventasad02\

View Proc Object Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids

Dependent Variable: LOG(VENTAS)
Method: Least Squares
Date: 08/26/22 Time: 15:46
Sample (adjusted): 1996 2021
Included observations: 26 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.848335	0.592808	1.431044	0.1665
LOG(TARIFA)	-0.553460	0.098006	-5.647190	0.0000
LOG(PBIAD02)	0.911265	0.117097	7.782141	0.0000
LOG(CLIENTES)	0.480658	0.067896	7.079284	0.0000

R-squared	0.991484	Mean dependent var	13.01265
Adjusted R-squared	0.990323	S.D. dependent var	0.530109
S.E. of regression	0.052147	Akaike info criterion	-2.928859
Sum squared resid	0.059825	Schwarz criterion	-2.735306
Log likelihood	42.07517	Hannan-Quinn criter.	-2.873123
F-statistic	853.8379	Durbin-Watson stat	1.748251
Prob(F-statistic)	0.000000		

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que en el ajuste final (formato F-108) emplea los dos criterios que formaron parte de la metodología empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

Conclusión

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

2.7 Clientes libres existentes y nuevas demandas

Según refiere COELVISAC en la sección 2. Bases del Estudio del documento "5. Informe de proyección de demanda - AD02.docx", la información de clientes libres ha sido obtenida del formato F-113, publicado mediante Resolución N° 126-2020-OS/CD.

Así también, COELVISAC está considerando la relación de clientes libres y la información de consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización correspondientes al año 2018. Al respecto, en el presente proceso de Modificación del PI 2021-2025 corresponde actualizar la proyección de la demanda considerando el año base 2021.

Por lo que, se requiere que COELVISAC considere los clientes libres existentes a la fecha, según la Base de datos SICLI 2021, además del consumo de energía anual, Máxima Demanda y factores de caracterización sobre la base de la información del año 2021, caso contrario, sustentar los motivos y/o criterios del porqué no considera la totalidad de los clientes libres existentes.

Respuesta

Se procedió a actualizar el F-113, empleando la base de datos SICLI 2021, publicada por Osinergmin. La información se encuentra en la carpeta "5. Proyección de demanda/5.2.SICLI".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que actualiza los clientes libres con información del año 2021, sin embargo, no se verifica la inclusión de todos los clientes que reporta el SICLI, por ejemplo, los clientes libres "AGRÍCOLA PAMPA BAJA", "AGROLMOS", "BROOM HOLDING MORROPE", "LADRILLOS TORRE FUERTE", "LADRILLOS TYSON".

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.8 Nuevas demandas incorporadas

En su ESTUDIO, COELVISAC considera incorporar un total de 18 nuevas demandas según los siguientes valores de máxima demanda que se muestran en el Cuadro 2.

Cuadro 2

2022	2023	2024	2025
30,55 MW	57,75 MW	65,58 MW	67,08 MW

Fuente: Formato F-116 de la propuesta de COELVISAC

Al respecto, COELVISAC debe considerar que, para la validación de dichas proyecciones de demanda, estas deberán considerar un grado de similitud con las tasas de crecimiento del sistema eléctrico al que se incorpore, conforme lo exige el numeral 8.1.3.c de la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, para la proyección de las nuevas demandas a incorporar, COELVISAC debe aplicar los factores de ingreso progresivos de las cargas, basado en los antecedentes de tipo de carga similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores llevados a cabo. Cabe indicar que el criterio mencionado, es parte de la metodología empleada en la proyección de demanda, el cual se encuentra en los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025, en el Anexo B.3.3.

Por otra parte, tomando como referencia la normativa vigente, específicamente a lo descrito en los capítulos 9 y 10 de la "Norma de procedimientos para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de utilización en media tensión en zonas de concesión de distribución", aprobada por R.D. N° 018-2002-EM/DGE, en donde se define el plazo de respuesta a la solicitud del Interesado, así como las obligaciones del distribuidor para fijar el punto de diseño y los plazos de validez de dicho proyecto de conexión, se requiere a COELVISAC informe sobre el estado de atención de todas sus solicitudes, presentando la respuesta emitida para cada solicitante.

De la revisión de la información remitida, a fin de efectuar un adecuado análisis de los requerimientos de demanda de la zona, se solicita a COELVISAC corregir o justificar donde corresponda, entre otros, los siguientes hallazgos:

- En relación a la información remitida sobre la carga "Green Peru", la solicitud del cliente obedece a una potencia requerida de 5 MW. Al respecto, cabe precisar que en el PI 2021-2025, se aprobó una nueva demanda a incorporar para el cliente GREEN PERÚ S.A. ubicado en Olmos de 6 MW con un ingreso progresivo desde el año 2020, carga que a la fecha no se habría concretado. Por lo que, se solicita a COELVISAC, aclarar si obedece a la misma carga evaluada en el PI 2021-2025, caso contrario, informar sobre el estado de ejecución de obras de los proyectos de las cargas aprobadas.
- Sobre las cargas "Trapani I" y "Trapani II", en el PI 2021-2025, se aprobaron 3 MW y 7 MW para las referidas cargas respectivamente, con un ingreso progresivo desde el año 2020, cargas que a la fecha no se habrían concretado. Por lo que, se solicita a COELVISAC, aclare si obedece a la misma carga evaluada en el PI 2021-2025, o en todo caso informe sobre el estado de ejecución de obras de los proyectos de las cargas aprobadas.
- Respecto de la carga "Estrata", se observa que la solicitud de factibilidad del cliente y la carta de compromiso de inversión no estarían firmados por el

representante legal del solicitante. Asimismo, las solicitudes de factibilidad presentadas sobre las cargas "Arena Verde", "Agrolatam - Terranova", "Agrolatam - Zorgal" tampoco se encuentran firmadas por el representante legal. De otro lado, para la carga "Beta" no se ha presentado la carta de compromiso de inversión firmada por el representante legal del cliente, documento requerido dada la magnitud de la carga.

- En relación a la información remitida sobre las cargas "Hefei", "Mosqueta" y "Pirona", las solicitudes de los clientes obedecen a una "ampliación" de potencia a 5 MW, sin embargo, no se identifica en la base de datos SICLI 2021 tales cargas, por lo que se infiere que los suministros estarían siendo atendidos actualmente como usuarios regulados. Por lo que, se requiere se presente los consumos actuales de las referidas cargas a fin de constatar la magnitud de carga actual y cada ampliación solicitada.
- En cuanto a las cargas en las que se solicita una "ampliación" de potencia y se consigna una potencia actual contratada, se requiere que se presente el consumo actual de las referidas cargas a fin de constatar la magnitud de carga actual y cada ampliación solicitada.

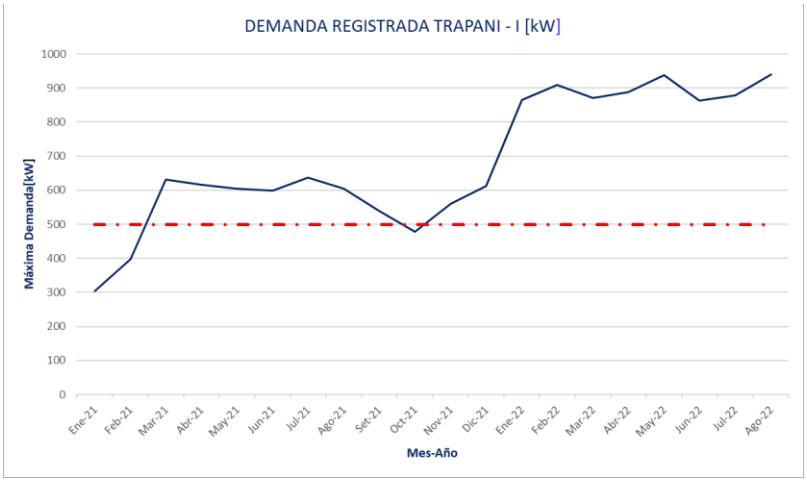
Finalmente, se requiere que COELVISAC revise la totalidad de las nuevas demandas incorporadas que propone en su ESTUDIO, de manera que dichas demandas cumplan con los aspectos antes mencionados y puedan ser considerados para efectos del análisis de Osinergmin.

Respuesta

Respecto a los ingresos de cargas se están considerando los cronogramas de carga adjunto por lo clientes que está sustentado en las solicitudes de factibilidad, las respuestas a las solicitudes de factibilidad se muestran en la "carpeta N° 4.2 Solicitudes de factibilidad".

Respecto al cliente GREEN PERU: Este cliente presentó una solicitud de factibilidad en el año 2019 que fue respondida por COELVISAC en cumplimiento de la RD N°018-2002-EM/DGE, sin embargo, el cliente no logró concretar la obra en el plazo previsto por lo que para actualizar el punto de diseño (que ya no era vigente) el cliente presenta en el 2022 una nueva solicitud de factibilidad que es presentada en este proceso de Modificación del PI 2021-2025. Es importante precisar que con fecha 12 de abril de 2022 se firmó el contrato de suministro correspondiente a la primera etapa, luego de esto el 12 de junio de 2022 se concluye la construcción de la obra, por lo que finalmente el 11 de setiembre de 2022 se concluye exitosamente la conexión de la primera etapa del proyecto, cabe precisar que la segunda etapa será puesta en servicio en mayo de 2023. (El contrato de suministro de la primera etapa se muestra en la carpeta N°4.2 Solicitudes de Factibilidad-Green Perú).

Respecto a TRAPANI I y TRAPANI II: debido a la coyuntura del COVID-19 el cliente TRAPANI solo concretó las inversiones necesarias para el predio TRAPANI I, el cliente contrató una potencia de 500kW que a la fecha ya viene siendo alcanzada por lo cual nos solicita una ampliación que es la documentación adjunta en la carpeta N° 4.2 Solicitudes de Factibilidad- TRAPANI I, la siguiente figura muestra el consumo histórico de esta carga durante el 2021 y lo que viene del 2022.



Del gráfico mostrado se puede observar que el cliente ya se encuentra pasando la potencia contratada (línea punteada) por lo cual requiere de una ampliación para seguir afianzando su crecimiento en la zona de Olmos. Del gráfico anterior se puede observar una tasa de crecimiento promedio mensual de 7%.

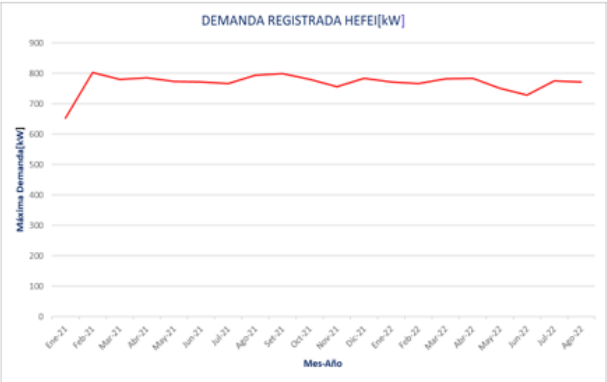
Respecto al predio TRAPANI II, se debe mencionar que no se trata del mismo predio ya que se trata de un nuevo punto de suministro que se encuentra en un predio adyacente a TRAPANI I.

Respecto a los apoderados de las empresas: de la revisión de los documentos se ha validado que las firmas de las solicitudes de factibilidad si corresponden a los representantes legales, por lo cual se adjuntan las vigencias de poderes actualizadas.

Respecto a Hefei, Mosqueta y Pirona:

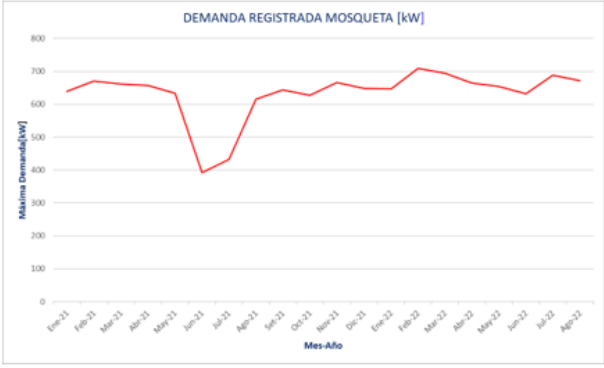
En el caso de HEFEI es un cliente que muestra un crecimiento anual de 8% ya que en el 2019 registró como máxima demanda 637,14 kW, 2020 662,69 kW, 2021 803,48 kW y en lo que viene del 2022 registra como máxima demanda 784,38 kW por lo que de acuerdo con las proyecciones realizadas de este cliente es que nos solicita una ampliación de potencia, las siguientes imágenes muestran lo descrito:

HEFEI	2019	2020	2021	2022
Enero	411.68	648.23	652.34	772.35
Febrero	379.10	662.69	803.48	766.42
Marzo	545.49	588.32	781.10	781.98
Abril	616.06	605.81	785.52	784.38
Mayo	637.14	608.72	772.67	750.44
Junio		376.44	771.47	728.38
Julio		413.76	766.58	775.63
Agosto		387.74	794.06	771.00
Setiembre		391.90	800.04	
Octubre		349.80	779.54	
Noviembre		379.98	755.60	
Diciembre		375.04	784.43	
	637.14	**662.69**	**803.48**	**784.38**



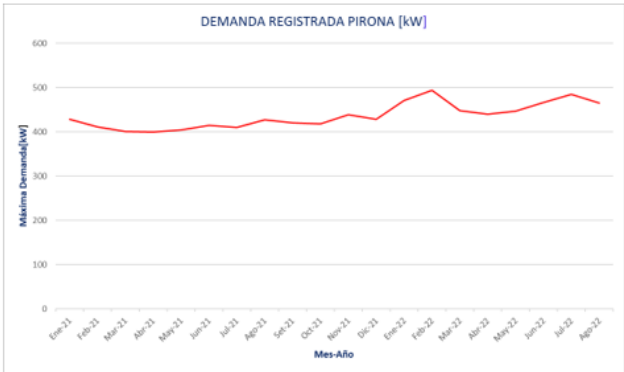
En el caso de MOSQUETA es un cliente que muestra un crecimiento anual de 12% ya que en el 2019 registró como máxima demanda 509,97 kW, 2020 575,88 kW, 2021 671,18 kW y en lo que viene del 2022 registra como máxima demanda 709,33 kW por lo que de acuerdo con las proyecciones realizadas de este cliente es que nos solicita una ampliación de potencia, las siguientes imágenes muestran lo descrito:

MOSQUETA	2019	2020	2021	2022
Enero	432.05	495.55	638.61	645.94
Febrero	432.59	492.70	671.18	709.33
Marzo	434.89	575.88	662.11	694.24
Abril	410.08	569.76	657.19	663.86
Mayo	509.97	544.18	634.02	654.68
Junio		464.07	392.26	631.73
Julio		405.92	432.26	688.34
Agosto		505.60	616.10	671.51
Setiembre		543.64	643.53	
Octubre		452.37	626.59	
Noviembre		526.22	666.05	
Diciembre		528.33	647.90	
	509.97	**575.88**	**671.18**	**709.33**



En el caso de PIRONA es un cliente que muestra un crecimiento anual promedio de 5% ya que en el 2019 registró como máxima demanda 260,96 kW, 2020 448,53 kW, 2021 439,11 kW y en lo que viene del 2022 registra como máxima demanda 494,02 kW por lo que de acuerdo con las proyecciones realizadas de este cliente es que nos solicita una ampliación de potencia, las siguientes imágenes muestran lo descrito:

PIRONA	2019	2020	2021	2022
Enero	21.55	154.73	428.75	471.01
Febrero	137.09	174.82	411.52	494.02
Marzo	238.00	267.67	400.91	447.75
Abril	236.29	269.86	399.66	439.63
Mayo	260.96	266.37	404.39	446.34
Junio		235.77	414.39	466.28
Julio		399.45	409.39	484.23
Agosto		352.19	427.19	464.61
Setiembre		259.39	419.69	
Octubre		443.79	418.03	
Noviembre		448.53	439.11	
Diciembre		413.29	428.80	
	260.96	**448.53**	**439.11**	**494.02**



Respecto a las ampliaciones de potencia:

El siguiente cuadro muestra el registro de los clientes que solicitan ampliación, mostrándose que ya se encuentran próximos al tope de su potencia contratada.

Cliente	MOSQUETA	HEFEI	PIRONA	AGROINDUSTRIAL BETA	ESTRATA	ARENA VERDE
Suministros	**OL-025**	**OL-038**	**OL-053**	**OL-055**	**OL-090**	**OL-095**
PC ACTUAL	HP: 10 HFP: 1000	2000	2000		HP: 100 HFP: 400	500
PC ADICIONAL	5000	3000	5000	2000	2000	2000
Máxima Demanda (KW)						
202101	638.61	652.34	428.75	48.82	107.17	222.65
202102	671.18	803.48	411.52	51.05	74.35	220.99
202103	662.11	781.10	400.91	55.79	64.63	222.03
202104	657.19	785.52	399.66	9.64	79.17	197.88
202105	634.02	772.67	404.39	10.31	78.59	224.99
202106	392.26	771.47	414.39	14.32	77.39	277.97
202107	432.26	766.58	409.39	16.90	84.39	274.64
202108	616.10	794.06	427.19	83.00	97.85	287.29
202109	643.53	800.04	419.69	151.24	99.98	280.21
202110	626.59	779.54	418.03	305.17	91.88	275.16
202111	666.05	755.60	439.11	276.11	88.69	236.39
202112	647.90	784.43	428.80	268.41	86.49	251.28
202201	645.94	772.35	471.01	258.89	87.96	302.70
202202	709.33	766.42	494.02	250.78	86.44	293.38
202203	694.24	781.98	447.75	280.23	89.43	295.51
202204	663.86	784.38	439.63	291.31	0.00	293.07
202205	654.68	750.44	446.34	293.22	81.32	309.72
202206	631.73	728.38	466.28	292.50	65.58	314.51
202207	688.34	775.63	484.23	353.53	66.38	316.18
202208	671.51	771.00	464.61	395.77	82.64	284.84

Cliente	BOMAREA	AGROLATAM	AGROVISION PERU	DANPER AGRICOLA OLMOS	AGRICOLA LA HACIENDA	TRAPANI I
Suministros	OL-098	OL-154	OL-157	OL-DANPER	OL-HACIENDA	OL-TRAPANI
PC ACTUAL	1000	HP: 1677 HFP: 2654	1400	1900	500	1000
PC ADICIONAL	3000	5346	2000	1500	2000	4000
Máxima Demanda (KW)						
202101	360.41	724.22	7.18	1,606.92	70.14	304.15
202102	434.68	650.36	5.68	1,657.26	125.97	398.15
202103	486.10	626.79	9.49	1,701.73	127.16	631.42
202104	496.25	893.10	14.05	1,543.38	148.61	616.11
202105	491.52	1,300.72	11.37	1,370.69	155.95	604.25
202106	500.57	1,291.73	12.30	1,409.54	154.86	598.94
202107	557.46	1,269.08	681.57	1,482.86	160.16	636.72
202108	541.06	1,269.49	628.11	1,656.33	161.07	604.56
202109	565.11	1,295.89	649.84	1,712.07	145.33	538.67
202110	631.73	1,299.55	702.18	1,610.27	131.62	478.40
202111	554.08	1.63	685.94	1,632.50	54.68	559.91
202112	661.39	1,298.31	701.18	1,586.03	51.62	612.99
202201	636.46	1,266.08	697.06	1,639.46	53.84	865.00
202202	556.73	657.02	875.18	1,710.75	127.59	909.96
202203	552.46	833.56	916.96	1,568.30	160.88	869.99
202204	566.57	1,360.93	975.04	1,582.50	143.65	888.42
202205	550.95	1,348.02	959.36	1,610.08	149.24	938.07
202206	547.15	251.73	1,051.48	1,539.41	151.45	863.43
202207	554.18	1,241.18	1,053.86	1,600.93	157.20	879.05
202208	558.86	1,281.15	1,170.02	1,634.03	160.20	939.63

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que presenta la documentación requerida para la sustentación de nuevas cargas, la cual fue evaluada según los criterios establecidos en el ítem B.3.3 del Anexo B del Informe Técnico N° 342-2020-GRT y la NORMA TARIFAS, según se indica en el formato F-100 de la publicación (hoja "COELVISAC").

Conclusión

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

2.9 Factores de pérdidas utilizados de acuerdo al nivel de tensión para los Usuarios Libres y Demandas Incorporadas

De acuerdo al formato F-115 se observa que COELVISAC está aplicando el factor de porcentaje de pérdidas equivalente (proveniente del formato F-103), el cual no tiene vinculación por lo que no es posible determinar cómo ha sido calculado. En ese sentido, se debe presentar la justificación del cálculo realizado haciendo uso de los factores vigentes a la fecha y luego aplicarlo a todos los clientes libres y a las Demandas a incorporar, considerando el nivel de tensión de las cargas.

Respuesta

Esta observación ya fue absuelta en la observación específica N° 2.3 de las observaciones específicas, detallando la base y el cálculo para hallar los factores de perdidas, que fueron usados para calcular el formato F-115..

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que no considera los factores de expansión de pérdidas de ELOR y COELVISAC tal como se mencionó en el análisis de la observación 2.3, por lo que el factor aplicado en el formato F-100 para la proyección de demanda no se encuentra correctamente calculado.

Conclusión

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

Sobre la determinación del SER

2.10 En el PI 2021-2025 la potencia del año base (2018) para la SET Tierras Nuevas fue de 13,91 MW, en la propuesta de COELVISAC de la modificación del PI 2021-2025, la potencia del año base (2021) es de 12,95 MW, se solicita que COELVISAC presente las razones por las que la demanda se ha reducido y tome en cuenta esta situación en la nueva propuesta de demanda presentada en este proceso de modificación del PI 2021-2025.

Respuesta:

Respecto al valor mencionado por Osinergmin (12,95 MW) esta se calculó en base a los datos del proceso regular PI 2021-2025. Para nuestra PROPUESTA FINAL, la información elaborada es con las mediciones de energía cada 15 minutos del año 2021, donde se obtiene un valor mayor y real tal como se muestra en nuestro formato F-120, que se muestra a continuación.

SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	Tensión (kV)	POTENCIA (MW)						
				2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Chiclayo Baja Densidad	TIERRAS NUEVAS	TNUEVAS023	22.9	30.45	60.64	88.27	96.56	98.50	98.81	99.13

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que actualiza su demanda, sin embargo, no considera los datos no reflejan los consumos cada 15 minutos en el año 2021.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.11 La proyección de demanda del PI 2021-2025 en la propuesta de COELVISAC mostraba que para el año 2021, la demanda de Tierras Nuevas llegaría a 36,48 MW, sin embargo, la potencia real ocurrida en el año 2021 según el ESTUDIO es de 12,95 MW, se solicita que COELVISAC valide y sincere su proyección de demanda, debido a que, los compromisos de inversión presentados en el PI 2021-2025, no se estarían ejecutando. Esta evidencia demuestra que los valores propuestos en el PI 2021-2025 no se están concretando, por lo cual, la propuesta asociada al presente proceso regulatorio debe considerar este contexto.

Respuesta:

Esta observación ya ha sido parcialmente respondida en la respuesta anterior, sobre la demanda real para el año 2021.

Respecto a la proyección que se presentó en el 2021(36,48 MW), en la PROPUESTA FINAL se presenta una demanda cercana (30,45 MW), esto debido a la coyuntura mundial del COVID-19 que hizo que muchas inversiones se vean postergadas.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que actualiza su demanda con una demanda para el año 2021, sin embargo, no considera los datos no reflejan los consumos cada 15 minutos en el año 2021.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.12 Considerando la proyección de demanda señalada por COELVISAC, hasta el año 2025 se tiene un crecimiento significativo de más de 50 MW, llegando a tener un total de 67,82 MW, y para el año 2051 tendría 70,40 MW. Al respeto, tomando en cuenta que el transformador de la SET Tierras Nuevas es de 60 MW, se requiere que COELVISAC revise y valide su propuesta (de 140 MW) de nuevas SETs de 40 MVA cada una y un transformador en la SET Felam.

Respuesta:

Tal como se muestra en el formato F-202 la SET Tierras Nuevas, presenta sobrecarga a partir del año 2023.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabri_ cación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)						
		LADO	kV		2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050
					1	2	3	4	5	10	30
SET MAT/AT/MT TIERRAS NUEVAS	MAX. DEM. (1)	LV	22.9		22	50	76	85	87	88	96
TP - 220/60/22.9 kV - 60/60/60 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	22.9		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	FACTOR DE USO	LV	22.9		0.36	0.84	1.27	1.41	1.44	1.47	1.60

Cabe precisar que COELVISAC viene presenciando problemas de calidad de producto ya que no es factible atender a nuestros clientes sin los 3 reguladores de tensión que tenemos instalados en nuestra concesión de Olmos, ahora, como se demostrará en el informe técnico la solución no consiste en seguir reforzando las redes de distribución ya que esto a largo plazo se hace técnico-económica ineficiente, y en su lugar la solución técnica y económica es la creación de dos nuevas SET´s (Misteriosa y Arándanos), que además de alimentar a los clientes incorporados, mejora la calidad de producto que se les ofrece a los clientes libres y a los nuevos que se van a incorporar.

Análisis

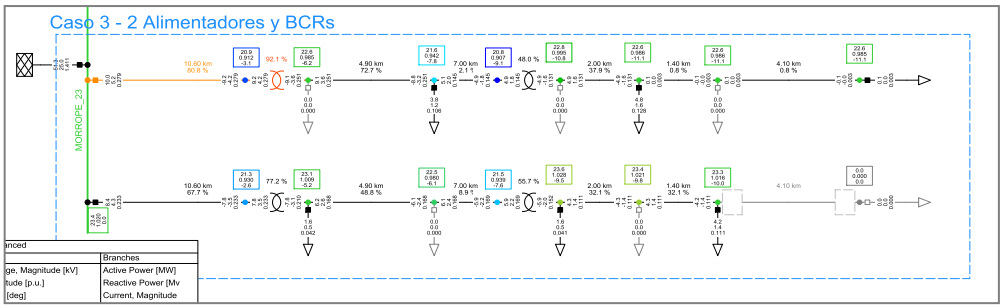
Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que insiste con su propuesta, y modifica su propuesta en dos de sus alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.13 COELVISAC en el diagnóstico señala que, lo propuesto por Osinergmin en el PI 2021-2025 no solucionaría los problemas de calidad de producto en media tensión. Al respecto, se debe señalar que, COELVISAC considera un solo alimentador de conductor de 120 mm^2 AAAC y con las cargas previstas el formato F-117 presentado, considera una carga total de 16 MW distribuidos en diferentes puntos para un alimentador de 30 km de longitud. Como resultado muestra los porcentajes de caída de tensión que se tendría en cada punto de suministro de las cargas desde valores de 10,02% hasta 31,56%.

El primer punto por cuestionar es la capacidad térmica de un conductor de 120 mm2 AAAC que tiene un valor aproximado de 340 Amp para las condiciones de la costa norte, con lo que se tendría una potencia nominal de 13,5 MVA. Por otro lado, además, la capacidad prevista en alimentadores de 22,9 kV es de máximo 10 MVA para el AD 2. En ese sentido, se considera que, se lograría el suministro de la demanda prevista con dos (02) alimentadores, esto sustentado en el formato F-204 cuando la carga lo requiera.



Elaboración propia

En ese sentido, se requiere que COELVISAC analice y valide los cálculos de caídas de tensión, considerando la capacidad de cada alimentador y, de ser el caso, considere más alimentadores de las SETs existentes para el correcto suministro de sus clientes.

Respuesta:

Respecto al esquema planteado por Osinergmin, cabe precisar que solo se estaría considerando demanda del año 2023 (sin tener la certeza de ingreso de la SET Mórrope), además de ello porque Osinergmin considere 4 reguladores de tensión forzando el sistema de distribución para analizar sólo el año 2023 no quiere decir que este esquema funcione hasta el 2030 o sea la alternativa técnica y económica más eficiente para atender la proyección de demanda.

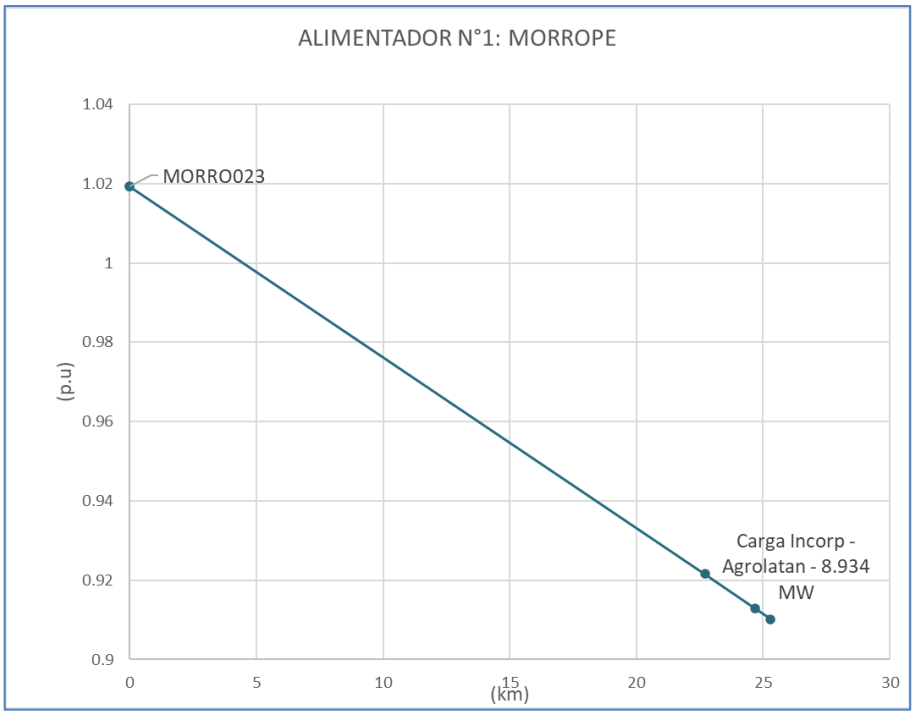
Además de esto, se debe considerar que actualmente el sistema Tierras Nuevas tiene 3 reguladores de tensión que no son remunerados por el VAD ni reconocidos en el proceso VNR, por lo que implementar 4 reguladores adicionales solo incrementaría la inversión en distribución, inversión que no es reconocida y solo es solución a corto plazo.

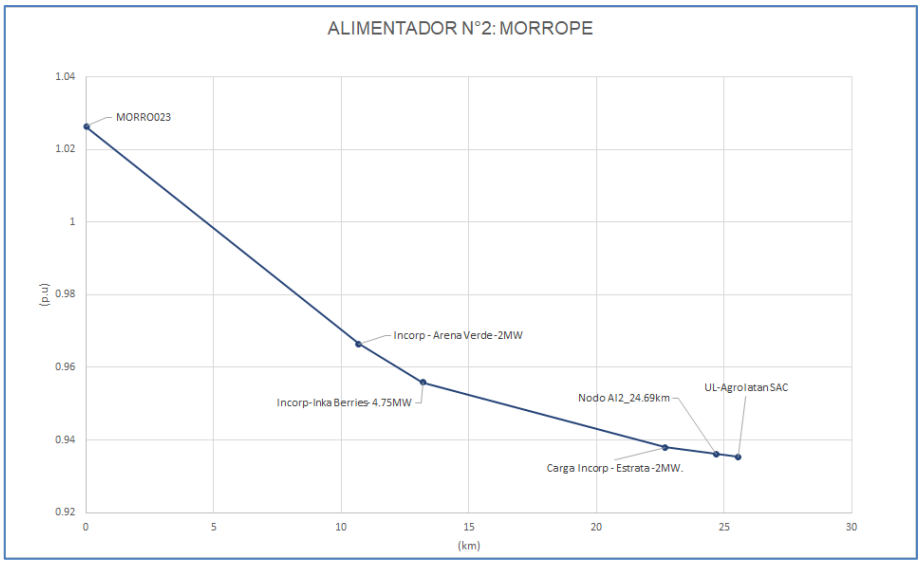
Sin perjuicio de lo señalado, en nuestra propuesta final estamos considerando una cuarta alternativa que incluye el análisis en transmisión y distribución (considerando la distribución espacial de la demanda dentro de los alimentadores existentes y proyectados).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que de acuerdo con el cronograma reportado por ENSA en el mes de abril de 2022, el proyecto "LT60kV Íllimo – Morrope y nueva SET Morrope de 30MVA" serán puestos en servicio en noviembre del año 2024. Por tanto, en el análisis de los escenarios de las alternativas de la red de transmisión y distribución se considera a la nueva SET Morrope a partir del año 2024.

Adicionalmente con el ingreso de la SET Mórrope para el 2024, se considera dos alimentadores con conductor AAAC de 120mm2 con capacidad de 340A que salen de la SET Mórrope. Estos dos alimentadores atenderían una demanda inicial de 16.70MW para el año 2024 y de 17.45MW al año 2030.

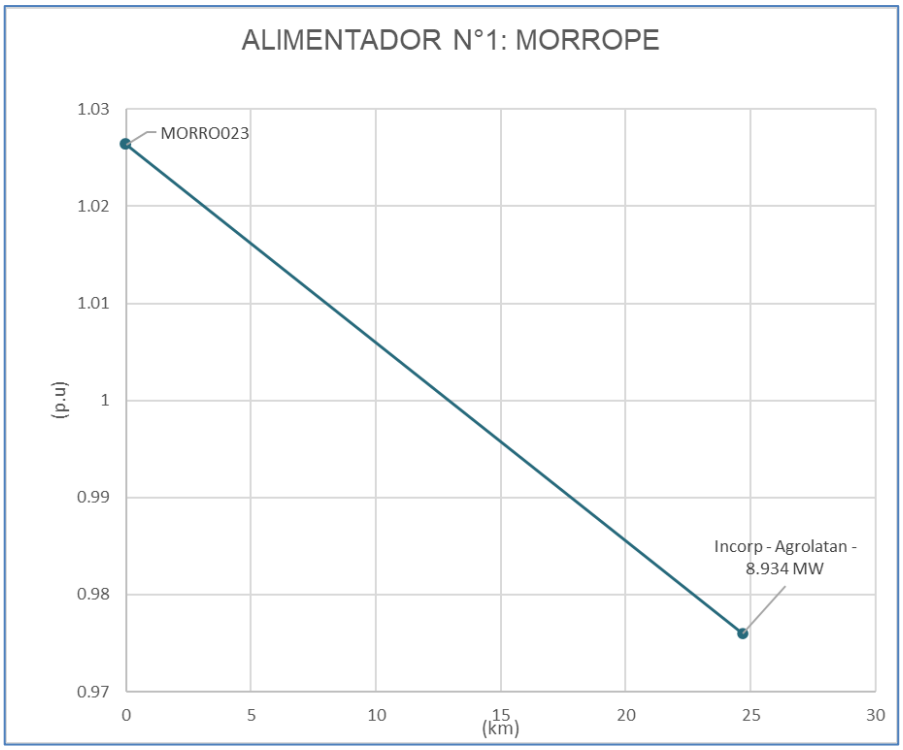
Considerando que la potencia nominal de cada alimentador es 13.5MVA, entonces, como capacidad de alimentadores la demanda puede ser atendida. Sin embargo, se presentan caídas de tensión en los nodos extremos de carga (carga alejada de la SET Morrope) que se encuentran por debajo del rango establecido en la NTCSE ±5%. Este incumplimiento de la NTCSE se da a partir del año 2024 tal como se muestra en la siguiente figura:

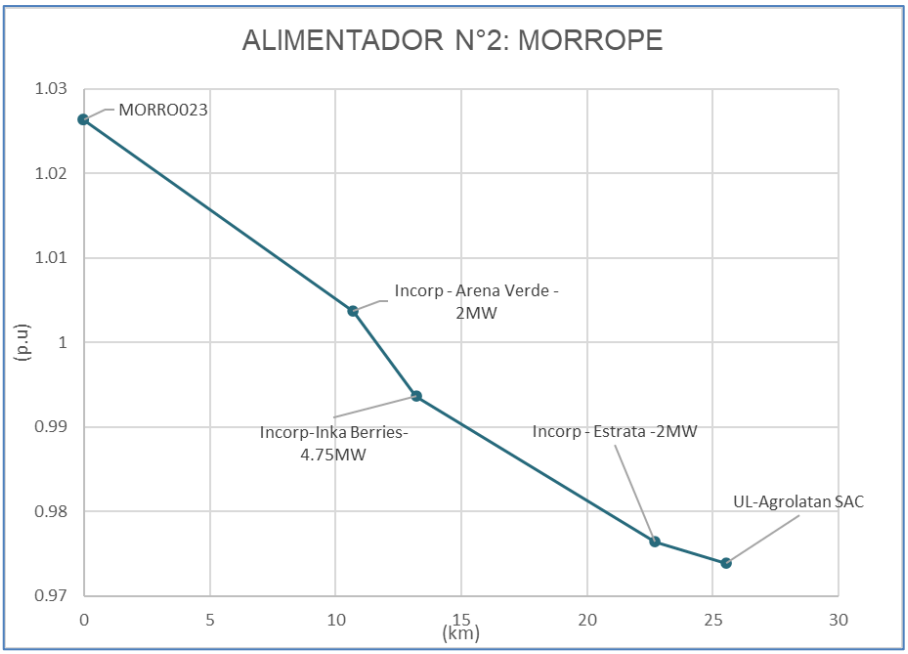




Como se puede apreciar en las figuras anteriores las cargas más distantes se encuentran a más de 25km de la SET Morrope y de no realizarse reforzamientos se presentan caídas de tensión.

Con la finalidad de mejorar los perfiles de tensión y estar dentro del rango establecido en la NTCSE se tuvo que realizar refuerzos en los alimentadores de la red de distribución de la SET Morrope, en las siguientes figuras se muestran los perfiles de tensión luego del reforzamiento para el año 2024.





Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que ratifica sus propuestas, asimismo, se verifica que analizó la utilización de los Elementos existentes.

Conclusión

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

2.14 COELVISAC propone 2 nuevas SETs que son Arándanos y Misteriosa (subestación que no fue propuesta en el PI 2021-2025) y un nuevo transformador en la SET Felam

para atender la demanda. Sin embargo, conforme a lo señalado en la observación anterior, se ha demostrado que incluyendo 2 nuevos alimentadores se podría atender una demanda de 16 MW desde la SET Mórrope (proyecto que fue aprobado en el PI 2021-2025 para el suministro de las cargas de COELVISAC). Asimismo, se podría evaluar la optimización de las redes de distribución y adicionar alimentadores en las SETs Tierras Nuevas y Pampa Pañalá para atender la demanda usando reguladores de tensión para cumplir los valores de tensión permitidos, debido a que estas subestaciones tienen baja cargabilidad. Se requiere que COELVISAC evalúe la atención de la demanda con las instalaciones de las SETs existentes y aprobadas en los Planes de Inversión, y agote las soluciones a nivel de distribución.

Respuesta

De acuerdo con lo señalado en la respuesta de la observación anterior se analiza la nueva subestación Morrope a partir del año 2024 de acuerdo con el cronograma de ejecución del proyecto presentado por ENSA. Así como también los alimentadores de esta subestación requerirían refuerzos para poder atender a la demanda con perfiles de tensión dentro del rango establecido en la NTCSE.

Asimismo, debido a la demanda a partir del año 2023 se requiere un segundo transformador la SET Tierras Nuevas. Sin embargo, Osinergmin debe tener en cuenta que implementar nuevas redes de distribución en las subestaciones existentes implicaría aumentar las pérdidas de distribución y la tarifa de distribución vigente (Resolución Osinergmin N° 210-2018-OS/CD) solo reconoce pérdidas de potencia como máximo de 1,96%. Atender la demanda en estas condiciones es ineficiente, por lo cual se requiere la implementación de una nueva subestación.

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente en nuestra propuesta final estamos considerando una alternativa 4 que consiste en reforzar el sistema de distribución para la atención de la demanda.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, que considera a la SET Mórrope para el año 2024, sin embargo, la SET Mórrope se aprobó para el año 2021, y en la modificación del PI 2021-2025 se reprograma para el año 2023, debido a que las cargas que se alimentarían desde la SET Mórrope ya no son consideradas por COELVISAC en su propuesta.

Conclusión

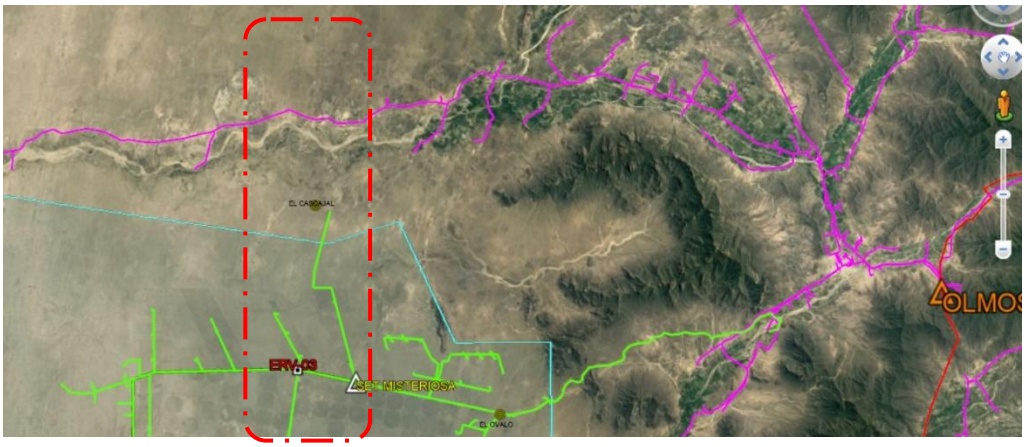
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.15 COELVISAC señala que la SET Misteriosa se ubica cerca de una ramificación que va al norte de esta, con la finalidad de obtener tres (03) alimentadores, y uno que pueda tomar las cargas de la SET Olmos, que cuenta con un alimentador de 50 km aproximadamente; sin embargo, el Titular de la SET Olmos no ha identificado mala calidad de suministro en este alimentador. En ese sentido, se requiere que COELVISAC verifique y sustente que el alimentador de la SET Olmos presenta mala calidad de servicio.

Respuesta:

En la siguiente imagen se muestra la ubicación de la SET Misteriosa donde gráficamente se muestran los 3 alimentadores dentro de los cuales el mencionado por Osinergmin que va en dirección norte, el cual a manera de brindar mayor beneficio al Área de Demanda 02 se plantea que parte de la carga de la SET Olmos (alimentador de 50km) sea atendido desde la nueva SET Misteriosa, ya que resulta más conveniente eléctricamente que sean atendidos desde la nueva SET a ser atendidos a

50km mejorando así temas de pérdidas en MT y también brindando mejores perfiles de tensión.



Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, no responde adecuadamente la observación, debido a que no demostró que el alimentador presenta caídas de tensión como lo afirma, asimismo, la Titular del alimentador no menciona problemas en el mismo para atender a su demanda.

Conclusión

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

2.16 En los formatos F-203, se observa que COELVISAC no ha realizado la repartición de carga coherentemente, por ejemplo, la carga de "Olmos 22,9 kV", del año 2023 en adelante, tiene una distribución del 140% entre las SETs Olmos, Pampa Pañalá y Misteriosa. Se requiere que COEVISAC revise y valide la distribución de las cargas. Por otro lado, la distribución de la carga no es coherente con la descripción que se efectúa en el formato (en la celda de comentarios). Se requiere que verifique y valide donde corresponda.

Respuesta:

Se procedió a revisar y actualizar el estudio y no se encontró ninguna incoherencia en las cargas, tal es así que al final de cada hoja tenemos una prueba de validación para que la distribución de demanda sea coherente, esta validación fue usada entre las pestañas "F-120(SET)", F-202, y todas las alternativas del formato F-203.

SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)							COMENTARIOS
			LADO	kV		2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050	
						1	2	3	4	5	10	30	
Chiclayo Baja Densidad	SET AT/MT OLMOS	MAX. DEM. (1)	MV	60		4	4	3	4	4	4	6	2021: Transfiere el 40% de su demanda en 23kV a la SET Pampa Pañalá
		MAX. DEM. (1)	MV	22.9		3	3	2	2	2	2	4	2023: Transfiere el 20% de su demanda en 23kV a la SET Misteriosa
		MAX. DEM. (1)	MV	10		1	1	2	2	2	2	3	
		POT. INST. (MVA)	MV	60		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	
	TP - 60/22.9/10 kV - 9/9/3 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	22.9		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	
		POT. INST. (MVA)	MV	10		3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	
		FACTOR DE USO	MV	60		0.49	0.47	0.38	0.40	0.41	0.46	0.72	
		FACTOR DE USO	MV	22.9		0.32	0.31	0.21	0.22	0.23	0.25	0.39	
		FACTOR DE USO	MV	10		0.50	0.48	0.50	0.52	0.54	0.61	0.98	

	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050
Chiclayo	130	127	131	130	134	148	228
Chota, Chongoyape, San	3	3	3	5	5	6	10
Chiclayo Baja Densidad	89	118	149	165	168	177	225
Cutervo y Querocoto	10	9	10	8	8	9	15
Bagua - Jaén, Cutervo y Bagua -	39	38	39	41	42	47	74
Chachapoyas, Chachapoyas	10	9	10	10	10	12	19
	279	**304**	**341**	**357**	**367**	**399**	**569**

Validación

								Total
Chiclayo	0	0	0	-5	-5	-6	-8	**-175**
Chota, Chongoyape, San	-1	-1	-1	1	1	1	2	**40**
Chiclayo Baja Densidad	1	1	1	6	6	7	10	**216**
Cutervo y Querocoto	0	0	0	-2	-2	-3	-4	**-88**
Bagua - Jaén, Cutervo y Bagua -	0	0	0	0	0	0	0	**0**
Chachapoyas, Chachapoyas	0	0	0	0	0	0	0	**0**
	0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	

Análisis

Al respecto, se ha revisado el formato “F-203 Alt1” y se verifica que nuevamente que no se ha realizado la repartición de la carga Olmos 22,9 kV de manera coherente. Por ejemplo, del año 2023 en adelante, se tiene un 40% de la carga indicada en la SET Olmos, un 40% de la carga indicada en la SET Pampa Pañalá y un 60%, (en dos términos 20% y 40%) de la carga indicada en la SET Misteriosa, haciendo un total de 140%. De manera similar se tiene la misa distribución en los formatos “F-203 Alt2” y “F-203 Alt3”.

Conclusión

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

2.17 En los formatos F-204, COELVISAC ha modificado la capacidad de los alimentadores sin ningún sustento, se requiere que verifique y valide las capacidades y que corrija donde corresponda.

Respuesta:

Se procedió a actualizar el formato F-204 y se corrigió las capacidades de los alimentadores tomando en cuenta la densidad de carga de la zona donde se encuentra la SET.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica en el formato F-204 de las 4 alternativas que ha modificado las capacidades de los alimentadores sin ningún sustento. Por ejemplo, para las SET Lambayeque Sur, Chiclayo Norte y Chiclayo Oeste se observa que la capacidad va aumentando desde un valor de 5 MW hasta 14 MW al 2030.

Conclusión

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

2.18 En la selección de alternativas, para atender de manera conjunta el crecimiento en la zona de Tierras Nuevas, COELVISAC plantea diferentes conexiones para las SET´s Misteriosa y Arándanos y el transformador en la SET Felam. Sin embargo, la evaluación presentada no ha evaluado otras conexiones posibles para la propuesta de estas nuevas SETs, que podrían ser más. Por ejemplo, para la alternativa 3, se podría cambiar la conexión de la SET Misteriosa a la derivación PI y se tendría otra posible conexión.

Respuesta:

Se actualizó las alternativas y se retiró la SET Felam de la alternativa 2 y 3, aparte se añadió una alternativa 4 que es solo considerando transferencia de carga sin ningún proyecto nuevo (nueva subestación).

Respecto a la posible alternativa de conexión en PI a la SET Misteriosa es preciso señalar que esta alternativa contemplaría una doble terna de 12km comparados con los 20.3km de la alternativa 3, ahora bien, considerando los módulos estándar vigentes estas alternativas solo tendrían una diferencia de 65mil dólares a favor de la derivación en PI tal como muestra la siguiente imagen:

CÓDIGO	NOMBRE DE LÍNEA		LONGITUD (km)	MÓDULO	VALORIZACIÓN				FACTOR COSTO (1)	TOTAL TRAMO US$
	S.E. Inicio	S.E. Llegada			M.E.	M.N.	ALUMINIO	COBRE		
LT-002	Tierras Nuevas	Misteriosa	20.30	LT-060COR0PMS0C1240A	168,606.86	800,348.28	137,929.64	0.00	1.00	1,106,884.78
LT-002	Deriv.Tierras Nuevas - Pam	Misteriosa	12.00	LT-060COR0PMD0C1240A	158,682.53	719,935.09	163,069.53	0.00	1.00	1,041,687.14
										65,197.63

sin embargo, la alternativa de derivación en PI trae mayores pérdidas por lo que finalmente el costo de inversión + pérdidas + COyM queda a favor de la ruta independiente Tierras Nuevas-Misteriosa, motivo por el cual a razón de reducir las alternativas esta no fue considerada.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que solo modifica las alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.19 Para las 3 alternativas se observa que se plantea un nuevo transformador en la SET Felam; sin embargo, para las alternativas 2 y 3 el transformador no se usa para conectar las SET Misteriosa o Arándanos, y solo está atendiendo una demanda de 9,75 MW. Al respecto, se requiere que COELVISAC valide que con la carga propuesta se justifica un transformador de 220 kV.

Respuesta:

Esta observación ya fue respondida en la numero 2.18, se procedió a retirar la SET Felam de las alternativas 2 y 3 , sin embargo en la alternativa 1 no ya que su devanado en 60 kV sirve para alimentar a la SET Arándanos.

Todas estas nuevas alternativas se encuentran en la carpeta "11. Sistema eléctrico para remunerar/11.2. Diagrama unifilar – SER".

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que retira de las alternativas 2 y 3 el transformador de la SET Felam.

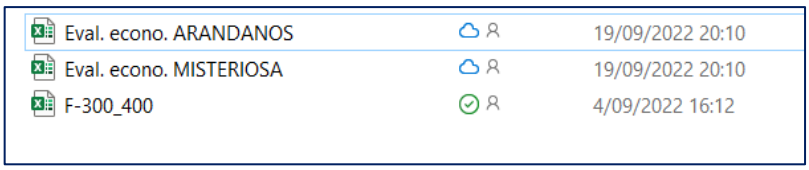
Conclusión

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

2.20 COELVISAC presenta alternativas de solución a las caídas de tensión, implementando nuevas subestaciones; sin embargo, presenta alternativas de proyectos en conjunto y, considerando la observación anterior, se requiere que adicional a las alternativas presentadas, debe presentar alternativas por proyecto. Por ejemplo, para identificar cuál sería la mejor alternativa técnica y económica para alimentar la SET Arándanos, debe presentar las alternativas solo para la SET Arándanos.

Respuesta:

Se procedió a realizar evaluaciones económicas por proyectos, tanto para la SET Misteriosa como para la SET Arándanos, estas se encuentran en la carpeta "12. Formularios/12.4. F-300_400".



En la evaluación económica hecha por proyecto se pudo notar que no resolvía el problema de manera integral, pues en ninguna de las alternativas planteadas de manera independiente se tomaba en cuenta un segundo transformador en la SET Tierras Nuevas. Por lo que se tomó la sugerencia de Osinergmin y replantear las

alternativas 2 y 3, retirando la SET Felam, y añadiendo la alternativa 4 que es solo con transferencia de cargas entre las subestaciones.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que realiza los análisis de alternativas por Proyecto, sin embargo, esto no figura en el informe.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.21 COELVISAC propone transformadores de 40 MVA en las SET Arándanos y Misteriosa. Sin embargo, en la evaluación de los formatos F-203 se observa que no se presenta sobrecarga hasta el final del periodo. Se solicita evaluar la capacidad óptima de los transformadores propuestos para el periodo de evaluación y presentar una mejor distribución de las cargas entre las SETs ubicadas en la zona, ya que se observa que la SET Tierras Nuevas también queda con menor factor de uso que las nuevas SETs. La capacidad óptima de los transformadores y el criterio de estandarización debe realizarse considerando los transformadores utilizados para el Área de Demanda.

Respuesta:

En la actualización del estudio se plantea alternativas en el formato F-203 se plantea las nuevas SET´s respecto a la proyección de demanda elaborada en el formato F-100, respecto a las capacidades de las nuevas subestaciones, estas fueron planteadas para que sean una solución a largo plazo.

Respecto a que ni una SET se sobrecarga, esto se contradice con la alternativa 2 y 3 presentadas en el informe final, donde se observa que la SET Arándanos se sobrecarga para el final del periodo como se muestra en la siguiente figura.

	MAX. DEM. (1)	HV	220		18	47	81	87	89	91	99
	MAX. DEM. (1)	MV	60		0	0	54	59	60	61	63
SET MAT/AT/MT TIERRAS NUEVAS	MAX. DEM. (1)	LV	22.9		18	47	26	28	29	30	36
TP - 220/60/22.9 kV - 60/60/60 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	220		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	POT. INST. (MVA)	MV	60		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	POT. INST. (MVA)	LV	22.9		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Nuevo TP - 220/60/22.9 kV - 60/60/60 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	220		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	POT. INST. (MVA)	MV	60		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	POT. INST. (MVA)	LV	22.9		60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
	FACTOR DE USO	HV	220		0.31	0.79	0.67	0.73	0.74	0.75	0.83
	FACTOR DE USO	MV	60				0.45	0.49	0.50	0.51	0.52
	FACTOR DE USO	LV	22.9		0.31	0.79	0.22	0.24	0.24	0.25	0.30
SET AT/MT MISTERIOSA TP - 60/22.9 - 40MVA	MAX. DEM. (1)	MV	22.9				20	21	21	21	22
	POT. INST. (MVA)	MV	22.9				40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
	FACTOR DE USO	MV	22.9				0.51	0.52	0.52	0.53	0.56
SET AT/MT ARANDANOS TP - 60/22.9 kV - 40MVA	MAX. DEM. (1)	MV	22.9				34	38	40	40	41
	POT. INST. (MVA)	MV	22.9				40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
	FACTOR DE USO	MV	22.9				0.85	0.95	0.99	0.99	1.01

Análisis

Al respecto, se debe señalar que según el formato F-202, la SET Tierras Nuevas se sobrecargaría en el año 2028.

Conclusión

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

2.22 La proyección de demanda solicitada con un crecimiento abrupto de 50 MW, no se observa en el estudio realizado por el COES en su propuesta del Plan de Transmisión para el periodo 2023 – 2032, por lo que se requiere que COELVISAC señale las causas por las que el COES desconoce de las cargas presentadas, debido a que, estas cargas pudieron originar una Instalación de Transmisión de Conexión (ITC) para

dar solución a esta zona. En este punto, se debe tener en cuenta que, de identificarse inversiones correspondientes a una ITC, estás deberán evaluarse en el proceso de actualización del Plan de Transmisión, conforme establece la normativa vigente.

Respuesta:

Respecto a la demanda, cabe precisar que COELVISAC cumplió con entregar la información disponible al COES, información con la cual el COES propone en el largo plazo la implementación de una segunda terna en nuestras instalaciones "LT Felam-Tierras Nuevas".

Sobre el particular, consideramos que la definición de ITC establecida en el numeral 4.32 de la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", no constituye una regla de actuación para que una instalación de transmisión de 220 kV forme parte de manera obligatoria del Plan de Transmisión; en ese mismo orden de ideas, cuando dicha definición, señala que las ITC, son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN y que no se encuentren comprendidas en los planes de inversiones, no significa que estas instalaciones se encuentren prohibidas de incluirse en los planes de inversión.

Por otro lado, es importante que Osinergmin, tenga en cuenta que, entre las instalaciones de un Plan de Transmisión y un Plan de Inversiones existen diferencias, y una de ellas, es quién remunera la instalación.

En el caso de los Planes de Transmisión, estos incluyen a la Generación dentro de sus variables principales, y están más relacionados a Sistemas Garantizados de Transmisión; en cambio en los Planes de Inversión, apunta a que sean remunerados por la demanda, y están relacionados con sistemas complementarios de Transmisión como en el presente caso (artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM).

Por lo señalado, debemos indicar que COELVISAC en el presente proceso de modificatoria PI 2021-2025 no ha presentado ninguna propuesta que califique como ITC.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que solicita incluir en el PI 2021-2025 la SET Arándanos 220/60/22,9 kV de 40MVA, este proyecto puede considerarse como un ITC.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera parcialmente subsanada.

2.23 En el análisis de alternativas, COELVISAC no presenta una alternativa en la que utilice una sola subestación existente, para suministrar toda la demanda de su zona de concesión, por lo que se requiere que COELVISAC analice la utilización de una subestación existente, en todo caso, presente las condiciones técnicas por las que no sería factible esta utilización.

Respuesta

De acuerdo con la observación, se presenta el análisis de la alternativa N°4 en la cual se atiende la demanda desde las subestaciones existentes Tierras Nuevas, Pampa Pañala y la nueva subestación Morrope. Para esta alternativa se ha evaluado la transmisión y la distribución espacial de la demanda.

Debido a la demanda a partir del año 2023 se requiere un segundo transformador de 60/60/60 MVA en la SET Tierras Nuevas, la atención de la demanda en estas condiciones es ineficiente debido a las altas perdidas de distribución que se encuentran por encima del 2,4% y la tarifa de distribución vigente solo reconoce pérdidas de potencia hasta 1,96%, por tanto, es necesario la implementación de una nueva subestación.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica que presenta una alternativa con las SET existentes.

Conclusión

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

2.24 Respecto al archivo de simulación "BD SEIN-GRT - AD02_CEV.pfd" se tiene:

- Se ha incluido una carga "JAEN 60" conectado en la barra de 60 kV de la SET Jaén en los escenarios de Diagnóstico y Alternativas, que no tiene relación con las cargas del Formato 100. Asimismo, no se ha encontrado la carga en el archivo de simulación que debe estar relacionado con la demanda de la SET Jaén en 22,9 kV.
- La carga "lod Caclic22,9" que se encuentra conectado a la barra de 22,9 kV de la SET Caclic se tiene modelado con un Factor de Potencia diferente al valor de 0,95 en todos los escenarios de Diagnóstico y Alternativas.
- Para los escenarios de los años 2021 y 2024 de la alternativa 2, la mayoría de las demandas no son coherentes de acuerdo con la distribución definido en el formato F-203.
- Para el escenario del año 2023 de la alternativa 2, no se ha considerado en operación las líneas "Lne_CH Carhuaquero" (LT 220 kV Carhuaquero – Nueva Carhuaquero), "Lne Reque_Nva Carhuaquero" (LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero), "LT 220 kV Caclic - Moyobamba" (LT 220 kV Caclic – Belaunde Terry) y "LT 220 kV Cajamarca - Caclic" (LT 220 kV Cajamarca Norte – Caclic).

Respuesta:

• Respecto a la carga JAEN60: Se ha actualizado el archivo de simulación y se considera las cargas de Jaén conectadas en 22,9kV y 10kV.

• Respecto a la carga lod Caclic22,9: Se ha actualizado el archivo de simulación y se considera el factor de potencia de esta carga de 0.95 para todos los escenarios del diagnóstico y para las alternativas.

• Respecto a la demanda del archivo de simulación: Se ha actualizado el archivo de simulación y se considera la demanda de acuerdo con la distribución de los formatos F-203.

• Respecto a las líneas "Lne_CH Carhuaquero" (LT 220 kV Carhuaquero – Nueva Carhuaquero), "Lne Reque_Nva Carhuaquero" (LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero), "LT 220 kV Caclic - Moyobamba" (LT 220 kV Caclic – Belaunde Terry) y "LT 220 kV Cajamarca - Caclic" (LT 220 kV Cajamarca Norte – Caclic): Se ha actualizado el archivo de simulación y se ha considerado en operación estas líneas a partir del año 2023.

Análisis

Al respecto, de la revisión de la PROPUESTA FINAL de COELVISAC, se verifica en el archivo de simulación "BD SEIN-GRT - AD02_CEV LEVANT OBSERV FINAL.pfd" que retira la carga "JAEN 60" en los escenarios de Diagnóstico y Alternativas. Asimismo, se ha relacionado la carga de la demanda de la SET Jaén en 22,9 kV.

Además, se verifica que la carga “lod Caclic22.9” se ha corregido y se tiene modelado con un Factor de Potencia igual a 0,95 para todos los escenarios de Diagnóstico y Alternativas.

Por otro lado, se verifica que la demanda de los escenarios de los años 2021 y 2024 de la alternativa 2 son coherentes de acuerdo a la distribución definido en el formato F-203.

También se verifica que se considera la operación de las líneas indicadas en la observación para el escenario del año 2023 de la alternativa 2.

Conclusión

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

2.25 Sobre el particular, es preciso señalar que la solicitud de proyectos presentados en su ESTUDIO, tiene relación con las pretensiones del proceso judicial iniciado por su representada contra Osinergmin, tramitada bajo el Expediente Nº 01371-2021-0-1801-JR-CA-17 en el Décimo Séptimo Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo, en el cual se solicita, entre otros, aprobar la SET Arándanos, considerando un transformador 220/60/22,9 kV de 30 MVA y línea asociada. En ese sentido, a efectos de evaluar la competencia del Regulador, solicitamos nos confirme si el referido proceso sigue judicializado o ha concluido.

Respuesta:

Al respecto, les informamos que el referido proceso judicial se encuentra en trámite en el Décimo Séptimo Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo, pues nos encontramos en desacuerdo con lo dispuesto en la Resolución del Consejo Directivo N° 181-2020-OS/CD, N° 183-2020-OS/CD y N° 191-2020-OS/CD, publicadas el 05 de noviembre de 2020, por lo que han sido cuestionadas mediante Acción Contenciosa Administrativa - ACA, de acuerdo a los fundamentos expuestos en dicha demanda.

Sin perjuicio de lo señalado, y de que COELVISAC se ratifica en lo que ha expuesto en su ACA, en caso de que el Osinergmin apruebe la inclusión de la SET Arándanos en la modificación del PI 2021-2025, COELVISAC podría dejar sin efecto el extremo del ACA presentado que corresponda. Mientras ello no ocurra, debemos enfatizar que las declaraciones realizadas en este documento no deben ser interpretadas de manera que impliquen la renuncia o el desistimiento de nuestras pretensiones vertidas en dicho proceso judicial

Análisis

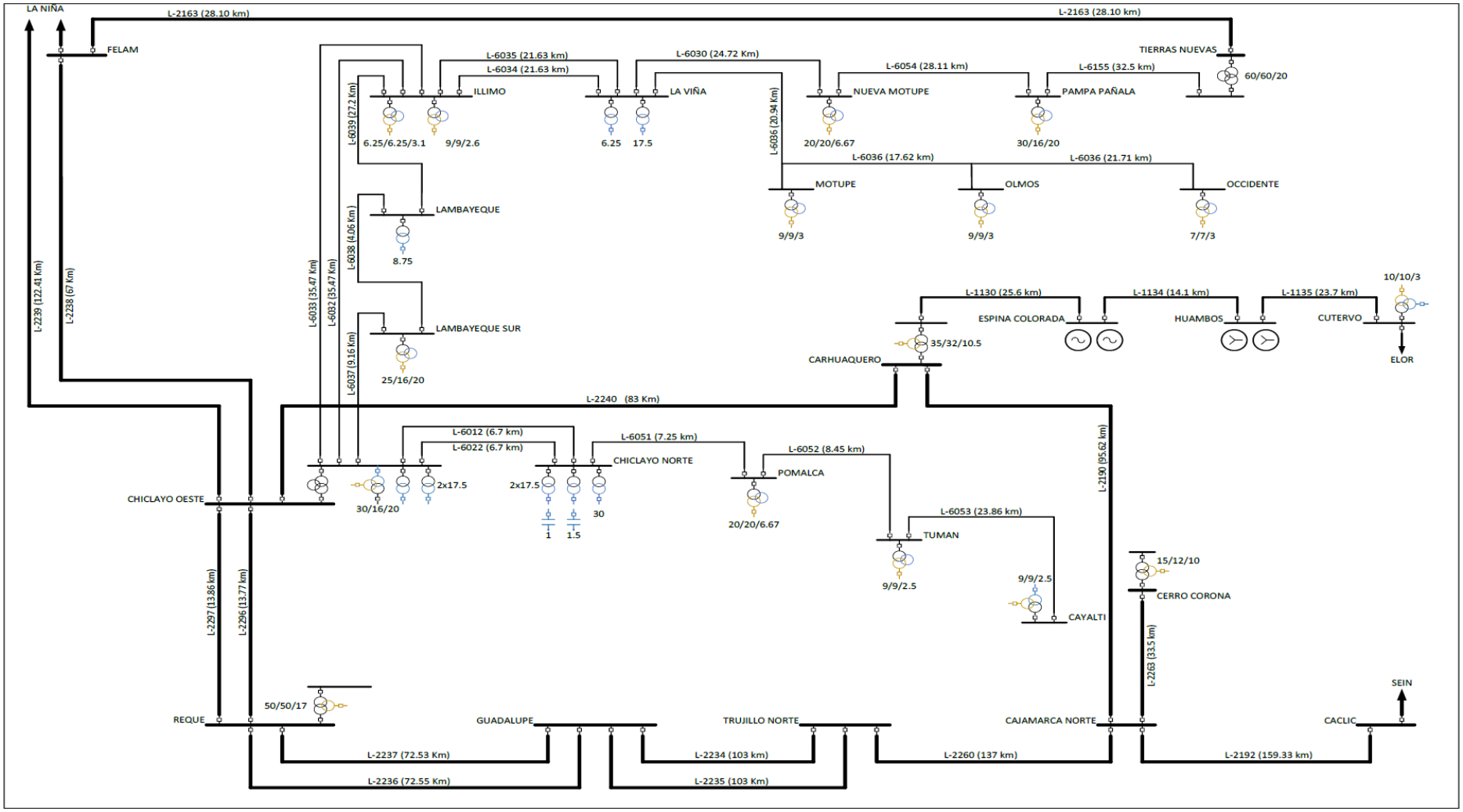
Al respecto, con carta CEV-3129-2022/GG.GG, del 28 de octubre de 2022, COELVISAC presenta la absolución de esta observación, indicando que el proceso se encuentra en trámite.

Conclusión

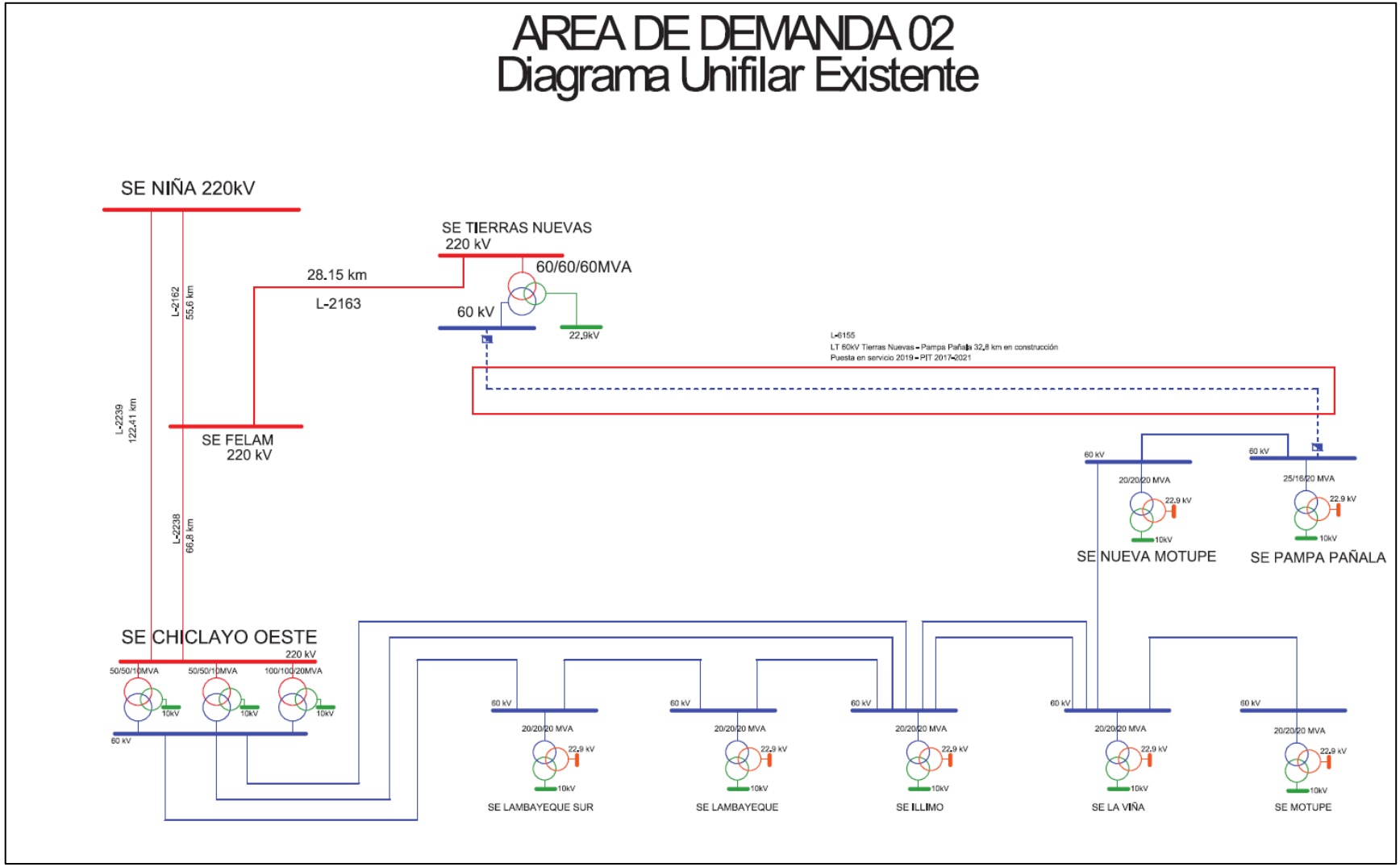
Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera subsanada, en el sentido que COELVISAC ha informado el estado actual del referido proceso.

Anexo B
Diagrama Unifilar Actual del Área de Demanda 2

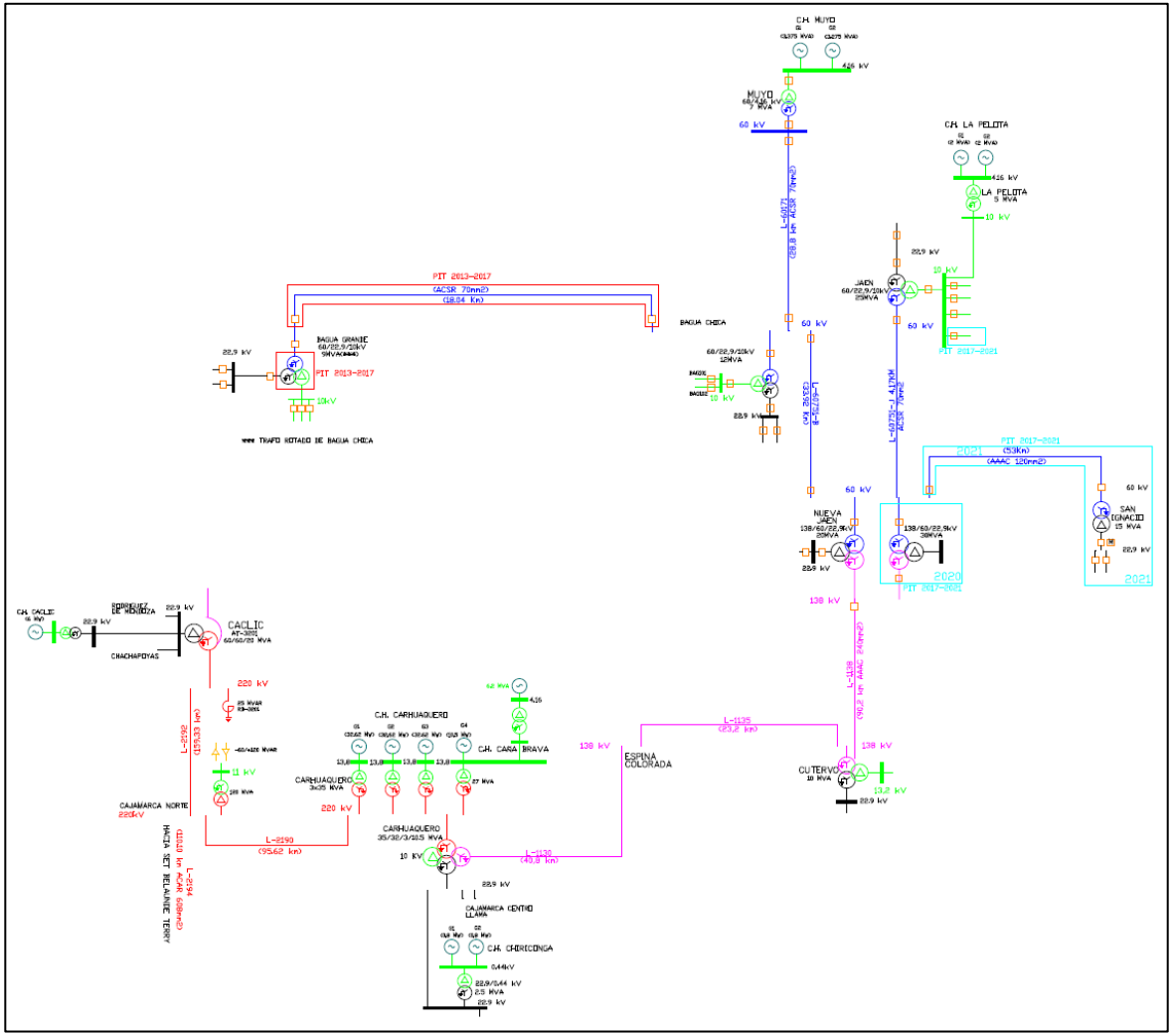
Esquema unifilar 1



Esquema unifilar 2

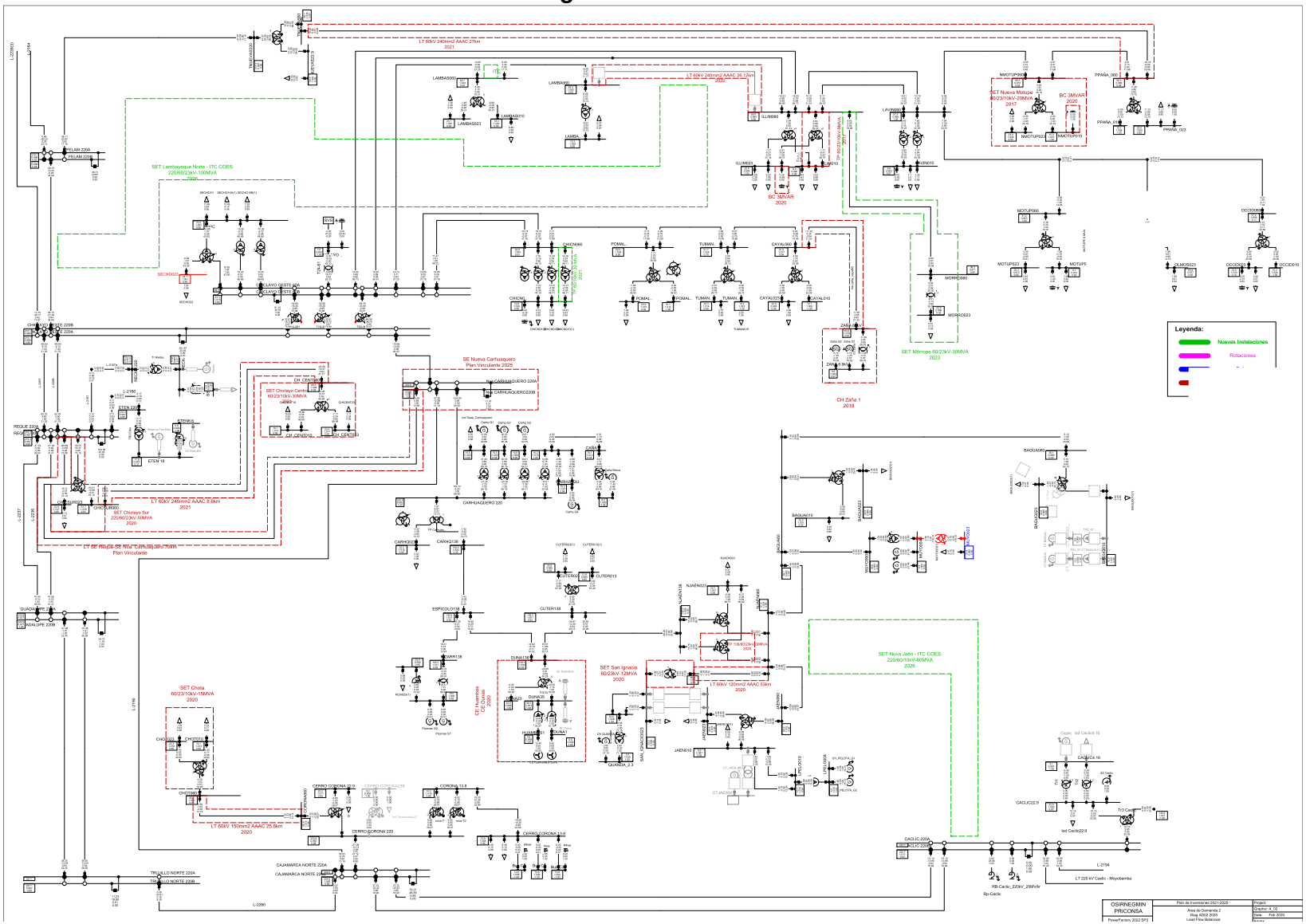


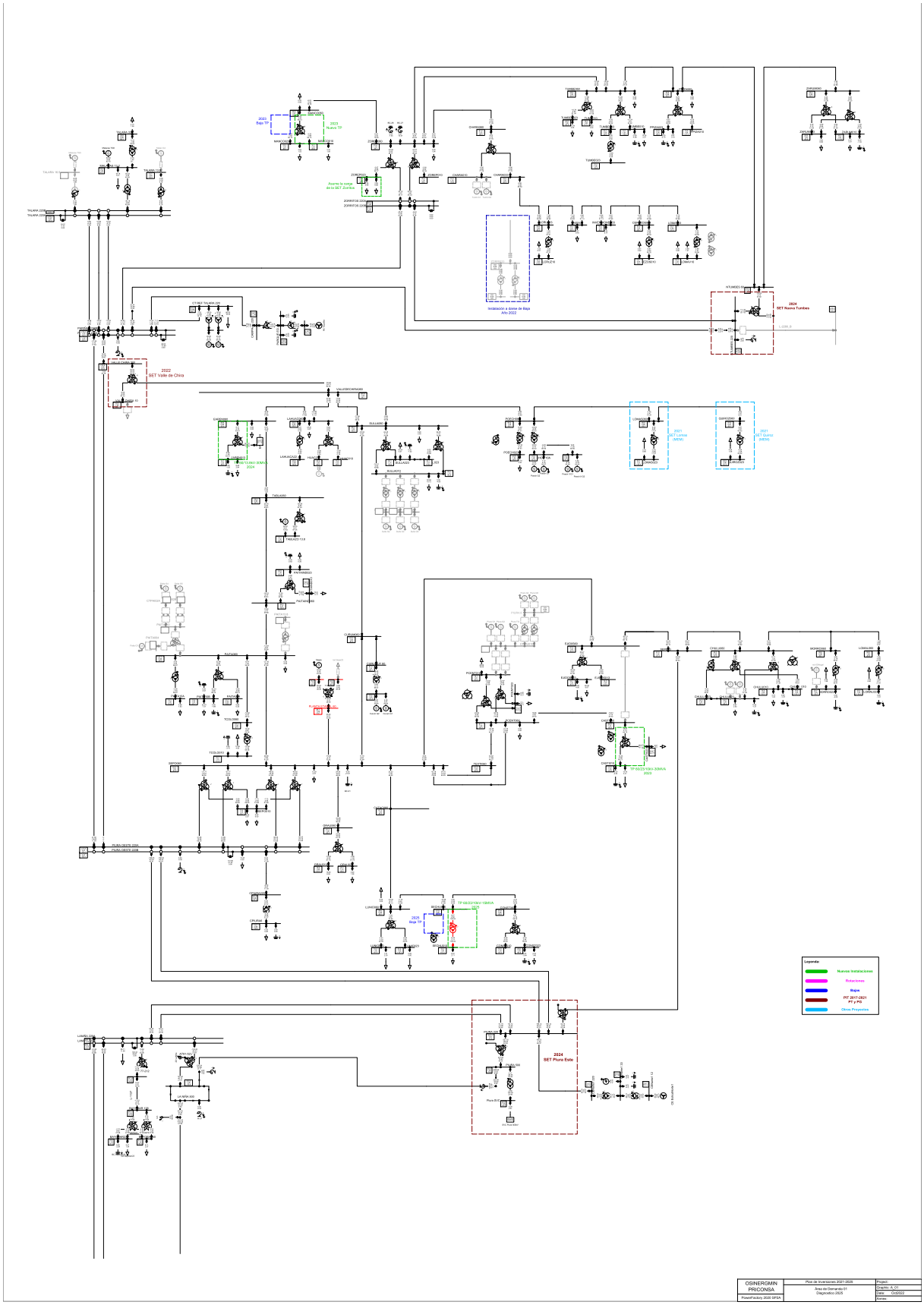
Esquema unifilar 3



Anexo C
Diagrama Unifilar del Diagnóstico realizado por Osinergmin

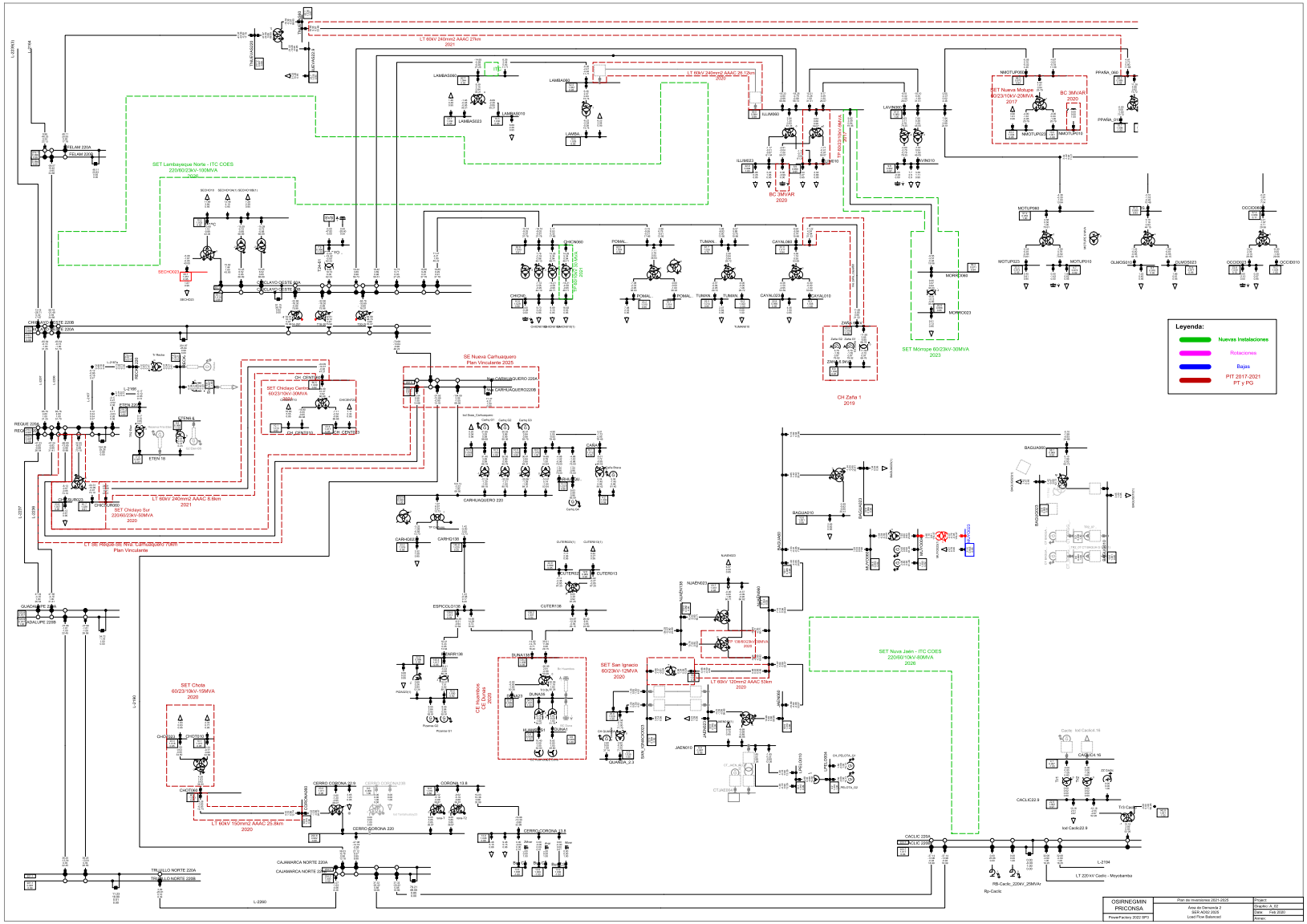
Diagnóstico - Año 2025




2023
Baja TP
2023
Nuevo TP
Aserre la carga
en la SET Zorritos
Instalación a donde de baja
Año 2022
2024
SET Nueva Tumbes
2022
SET Valle de Chira
2021
SET Lomas
(MRM)
2021
SET Quinjo
(IRSA)
2024
SET Piura Este
2025
Baja TP
Legenda:
Nuevas Instalaciones
Reforzamos
Bajas
PIT 2017-2021
PT y PD
Otros Proyectos
OSINERGMIN
PRICONSA
PowerFactory 2020 SP3A
Plan de Inversiones 2021-2025
Area de Demanda 01
Diagrama 2025
Project:
Graphic: A_01
Date: 01/2022
Annex:

Anexo D
Diagrama Unifilar según Análisis de Osinergmin (año 2025)

Área de Demanda 2 - Año 2025



9. Referencias

[1] Estudio Técnico Económico para la Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 del Área de Demanda 2, presentado por ENSA (30 de junio de 2022).

[2] Estudio Técnico Económico para la Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 del Área de Demanda 2, presentado por COELVISAC (30 de junio de 2022).

[3] Observaciones al Estudio presentado por ENSA (01 de julio de 2022).

[4] Observaciones al Estudio presentado por COELVISAC (01 de julio de 2022).

[5] Observación adicional al Estudio presentado por COELVISAC (01 de julio de 2022).

[6] Respuestas a Observaciones formuladas al ESTUDIO de ENSA (31 de agosto de 2022).

[7] Respuestas a Observaciones formuladas al ESTUDIO de COELVISAC (31 de agosto de 2022).

[8] Respuestas adicionales a Observaciones formuladas al ESTUDIO de COELVISAC (31 de agosto de 2022).

[9] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin para sustentar su pronunciamiento respecto de la solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 presentadas por ENSA y COELVISAC.

Estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe, en la ruta “Nosotros”, “Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025”.