
Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas

*Regulación solicitada por la empresa
Consortio Eléctrico de Villacurí S.A.C.*

(Publicación)

Lima, setiembre 2024

Resumen Ejecutivo

El proceso de fijación de Peajes y Compensaciones de Sistemas Complementarios de Transmisión cuyos cargos corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, se desarrolla según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en cuyo Anexo A.3 se señala en detalle las diversas etapas a seguirse para dicha fijación.

A la fecha se ha llevado a cabo las etapas de solicitud de fijación de cargos de transmisión (“SOLICITUD”), por parte de la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (“CVC”); presentación del Estudio Técnico Económico sobre la fijación de dichos cargos (“PROPUESTA”); Audiencia Pública para que CVC exponga su PROPUESTA; observaciones de Osinergmin a la PROPUESTA, presentación de CVC de la absolución de dichas observaciones; la publicación del “Proyecto de resolución de Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones conexas” (“PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma; correspondiendo como siguiente etapa la aprobación y publicación de la “Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones conexas”.

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por CVC en las etapas descritas. Así, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de la PROPUESTA y que sirven de sustento para la fijación de las tarifas que los usuarios del Área de Demanda 2 (“AD2”) deberán pagar por el uso de la Línea de Transmisión 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas (“Sistema Tierras Nuevas”).

CVC es una empresa concesionaria de instalaciones de transmisión en la Región de Lambayeque. Al respecto, la Línea de Transmisión Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas son parte del SCT de Libre Negociación (SCTLN) titularidad de CVC.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se ha considerado la PROPUESTA presentada por CVC en las etapas anteriores; las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que al respecto han presentado: CVC, Electronorte S.A., Proyecto Especial Olmos Tinajones (PEOT) y la Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos; cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe. Para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones o la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a determinar las tarifas correspondientes, con base a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Reglamento de Transmisión; así como, en las normas emitidas por Osinergmin para tal fin.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinermin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios a la PROPUESTA presentada por CVC:

- ◆ CVC señala que la línea de transmisión tiene una capacidad de 150 MVA; el 95% (142,5 MVA) de esta capacidad debe ser pagado por los usuarios del AD2. Al respecto, de la revisión de la Quinta Adenda del Contrato de Concesión para el Diseño Financiamiento, Construcción, Operación y Mantenimiento del Proyecto de Irrigación Olmos (“Contrato de Concesión”), se determinó la reserva de la capacidad de la línea de transmisión hasta los 15 MVA por el uso de la línea de transmisión, sobre la cual, el Concedente podría incorporarla a los Bienes de la Concesión. Por lo tanto, para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025, la responsabilidad de pago por el uso del Sistema Tierras Nuevas es de 60,62% para los usuarios del AD2.
- ◆ El horizonte de proyección de la demanda es de 30 años, comprendido desde el 2019 (fecha en la que la demanda supera los 15 MVA) hasta el 2048, donde el año base es el 2019. En este caso, al disponerse de información histórica del 2019 al 2023 permite que los datos empleados en el periodo de proyección se estructuren como: (i) valores históricos: 2019-2023 (5 años) y (ii) valores proyectados: 2024-2048 (25 años). En tal sentido, la información base de las variables explicativas, factores de caracterización y ventas de energía es a diciembre 2023 y con base a la mejor información disponible. En cuanto a la demanda incorporada (nuevas cargas) se ha considerado la aprobada en el Plan de Inversiones 2025-2029 del AD2.
- ◆ CVC considera en su PROPUESTA como año base el año 2014 (año de puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas) y se comienza a hacer uso de la instalación por parte de los usuarios que tienen contrato de servicio con H2Olmos; posteriormente considera como segundo beneficiario al AD2 desde el año 2017 por la reducción de peajes y pérdidas medias. Al respecto, Osinermin ha considerado como año Base el 2019, debido a que, en julio del 2019 la demanda sobrepasa los 15 MVA contenidos en el acuerdo remunerativo de la capacidad, la cual forma parte del derecho privado, según lo señalado en el Informe Legal N° 672-2024-GRT.
- ◆ CVC señala que H2Olmos debe pagar una compensación por el uso del Sistema Tierras Nuevas desde el año 2014. Al respecto, cabe indicar que, los acuerdos remunerativos pactados, gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinermin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio, conforme se detalla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT.
- ◆ De la evaluación del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), CVC estima que el Sistema Tierras Nuevas tiene una inversión de USD 11 142 942. Al respecto, Osinermin ha estimado la inversión del proyecto en USD 7 694 421, considerando la Base de Datos de Módulos Estándares del año 2014, la misma que es concordante con la propuesta por CVC; la diferencia se debe principalmente, debido a que Osinermin está considerando costos de infraestructura eficiente.
- ◆ CVC considera que el AD2 debe pagar un monto total S/. 62 992 051, por el uso de las instalaciones desde el 1 de mayo del 2017 hasta el 30 de abril del 2025, debido a que el AD2 hizo uso del Sistema Tierras Nuevas y CVC no ha recibido pago alguno. Al respecto, Osinermin ha determinado que el monto que corresponde pagar a CVC es de S/. 9 289 080 por el uso de la instalación desde el 1 de julio del 2019 hasta el 31 de octubre del 2024, el cual corresponderá ser resarcido como saldo de liquidación (sin interés) en el proceso de Liquidación Anual de Ingresos de los SST y SCT del año 2025.

En el siguiente cuadro se muestra el peaje que debe pagar el AD2 por el uso de la Línea de Transmisión Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas de titularidad de CVC, como consecuencia de los cambios descritos, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025.

Peajes para las Instalaciones del SCTLN de CVC

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm \$/.kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1178	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	
	AT	-	
	AT/MT	0,0126	

Nota: Peaje calculado para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025. Estos valores se actualizarán en el proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones de para el periodo 2025-2029, teniendo en cuenta las fórmulas de actualización previstas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE FIJACIÓN DEL SCTLN DE CVC	8
2. UBICACIÓN.....	13
3. PROPUESTA INICIAL	16
3.1 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	16
3.1.1 Identificación de Beneficiarios	16
3.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago.....	17
3.2 SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.....	18
3.2.1 Proyección de Demanda	19
3.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023.....	19
3.3 COSTO MEDIO ANUAL.....	20
3.3.1 Costo de Inversión	20
3.3.2 Costo de Operación y Mantenimiento	20
3.3.3 Cálculo del Costo Medio Anual (CMA)	20
3.3.4 Factor de Actualización	20
3.4 DETERMINACIÓN DE PAGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	21
3.4.1 Compensaciones a cargo de H2OImos.....	22
3.4.2 Peaje Unitario a Cargo del AD2	23
4. OBSERVACIONES AL ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO	25
5. PROPUESTA FINAL.....	31
5.1 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	31
5.1.1 Identificación de Beneficiarios	32
5.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago.....	33
5.2 SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.....	33
5.2.1 Proyección de Demanda	34
5.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023.....	34
5.3 COSTO MEDIO ANUAL.....	35
5.3.1 Costo de Inversión	35
5.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento	36
5.3.3 Cálculo de Costo Medio Anual (CMA).....	36
5.3.4 Factor de Actualización	36
5.4 DETERMINACIÓN DE PAGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	36
5.4.1 Compensaciones a Cargo de H2OImos.....	37
5.4.2 Peaje Unitario a cargo del AD2	38
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN	40
6.1 DETERMINACIÓN DEL TERCERO Y MOMENTO EN EL QUE CORRESPONDE EL PAGO.....	40
6.1.1 Terceros involucrados.....	41
6.1.2 Momento de conexión de terceros	42
6.1.3 Evaluación de montos dejados de percibir.....	43
6.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA.....	44
6.2.1 Información Base	45
6.2.1.1 Ventas de energía	45
6.2.1.2 Variables explicativas	45
6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....	45
6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	46
6.2.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	46
6.2.5 Proyección Global	46

6.2.6	Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	46
6.3	DETERMINACIÓN DEL SEA	46
6.4	DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN.....	48
6.5	ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	50
6.6	DETERMINACIÓN DEL CMA, FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN Y PEAJES	51
6.6.1	Determinación del CMA.....	51
6.6.2	Factores de Actualización del CMA.....	52
6.6.3	Determinación del CMA Actualizado	53
6.6.4	Peajes	54
6.7	MONTOS DEJADOS DE PERCIBIR	56
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
8.	ANEXOS.....	60
9.	REFERENCIAS	94

1. Introducción

En el artículo 62 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), se señala que Osinergmin tiene la competencia para regular las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y en el literal b) del numeral 27.2 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley 28832”) señala que las tarifas de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para los SST. Asimismo, el inciso g) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (“RLCE”), ha dispuesto que los cargos que correspondan asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinergmin a solicitud de los interesados.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la fijación de las tarifas que el Área de Demanda 2 (en adelante “AD2”) debe pagar por el uso de la Línea de Transmisión en 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas (en adelante “Sistema Tierras Nuevas”), al propietario Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante “CVC”).

Para la elaboración del presente informe se consideró el Estudio Técnico-Económico presentado por la empresa CVC, como sustento de su propuesta de tarifas por el uso del Sistema Tierras Nuevas; asimismo, las respuestas que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a dicho estudio; las siguientes comunicaciones recibidas por diversos interesados: Carta No. CUL-OI-014-2024 del 19 de febrero de 2024 y Carta del 22 de mayo de 2024 de la Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos; Carta CS0007-24011141 del 6 de marzo de 2024 de ISA REP; Carta N°004 del 12 de marzo de 2024 de ICH Corp S.A.; Carta del 25 de marzo de 2024 de la empresa Agrolmos S.A.; Carta ENSA-GR-0588-2024 del 23 de abril de 2024; Carta ENSA-GT-APG-0581-2024 del 22 de mayo de 2024 de Electronorte S.A. (Electronorte); Carta H2O-VAR-122-204 del 24 de mayo de 2024 y Carta H2O-VAR-122-204 del 24 de junio de 2024 de la empresa H2Olmos S.A. (“H2Olmos”) ; y la información consignada en las diversas Actas de Audiencia Privada, solicitadas por los interesados (Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos, H2Olmos y CVC) en ocasión al presente proceso. Además, también se ha tomado en cuenta el

análisis de las opiniones y sugerencias al “Proyecto de resolución de Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas” (“PREPUBLICACIÓN”).

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los artículos 8 y 42 de la LCE¹.

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE, modificado por la Ley 28832².

Según lo señalado en el artículo 44 de la LCE³, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergrmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁴ de la Ley 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)⁵ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley 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 RLCE se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se ha dispuesto que los cargos que correspondan

¹ **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.

² **Artículo 43º.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

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

(...)

³ **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.

(...)

⁴ **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.

⁵ **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.

(...)

asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinermin a solicitud de los interesados⁶.

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, a través de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD, se establecieron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante “Norma Tarifas”). Además, con Resolución N° 164-2016-OS/CD se aprobó el “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT” (en adelante “NORMA DE ASIGNACIÓN”) dentro del cual está comprendido el proceso de determinación del porcentaje de pago asignado a la generación y demanda, y el monto de la compensación por el uso de los SCT.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la Norma Tarifas:

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con resolución N° 121-2014-OS/CD (vigente a la entrada en operación del Sistema Tierras Nuevas).
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 635-2007-OS/CD (norma vigente a la entrada en operación del Sistema Tierras Nuevas).
- Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.

1.2 Proceso de Fijación del SCTLN de CVC

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.3 se señala específicamente el “Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones de Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos

⁶ **Artículo 139°.-**

(...)

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

(...)

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinermin a solicitud de los interesados.

(...)

cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes” (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinergmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Fijación de Tarifas para los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos Cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes – Año 2024”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de febrero de 2024, se inició el presente proceso con la presentación a Osinergmin para su revisión de la “Solicitud de Fijación de Cargos de Transmisión” por el uso del Sistema Tierras Nuevas, remitida por CVC.

Al respecto, el 06 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 231-2024-GRT, Osinergmin solicitó a CVC que presente el Estudio Técnico Económico correspondiente. Además, mediante el Oficio Múltiple N° 242-2024-GRT, trasladó la “Solicitud de Fijación de Cargos de Instalaciones de SCT” a los agentes interesados, conforme indica el PROCEDIMIENTO.

Finalmente, el 8 de abril de 2024, CVC presentó a Osinergmin para su revisión y posterior aprobación, el Estudio Técnico Económico sobre la Fijación de Tarifas del SCTLN: “LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas”, de titularidad de CVC.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló, el día 23 de abril de 2024, cuyo objetivo fue que el Titular del SCTLN exponga el sustento técnico económico de su propuesta de fijación de cargos tarifarios correspondiente al Sistema Tierras Nuevas.

El acta de la Audiencia Pública, que se encuentra publicada en la página Web de Osinergmin, debe, en lo pertinente, ser considerada en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinergmin.

Observaciones al Estudio

El 23 de mayo de 2024, mediante Oficio N° 789-2024-GRT, Osinergmin notificó a CVC las observaciones al estudio presentado por éste como sustento de su propuesta de fijación de peajes y compensaciones para SCT

cuyos cargos corresponden asumir a Terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes.

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma inicial establecido en el PROCEDIMIENTO, el 24 de junio de 2024, mediante Carta CEV N° 2157-2024/GG.GG, CVC presentó las respuestas para absolver las observaciones realizadas por Osinerghmin a su estudio.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolló en el Anexo A del Informe N° 596-2024-GRT, que sustenta la Resolución N° 157-2024-OS/CD de la PREPUBLICACIÓN.

Publicación del Proyecto de Resolución y Segundo audiencia pública

Según el cronograma, el 15 de agosto de 2024, Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que aprueba la “Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas”; y, convocó a una segunda Audiencia Pública, realizada el 21 de agosto de 2024, en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la PREPUBLICACIÓN.

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

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

Opiniones y Sugerencias

Hasta el 05 de septiembre de 2024, los interesados presentaron a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe la Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas”.

En el plazo establecido, las empresas CVC, Electronorte, Proyecto Especial Olmos Tinajones (Peot) y Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos (Asociación de Propietarios) presentaron a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe la “Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas”. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Publicación de la Fijación del SCTLN de CVC

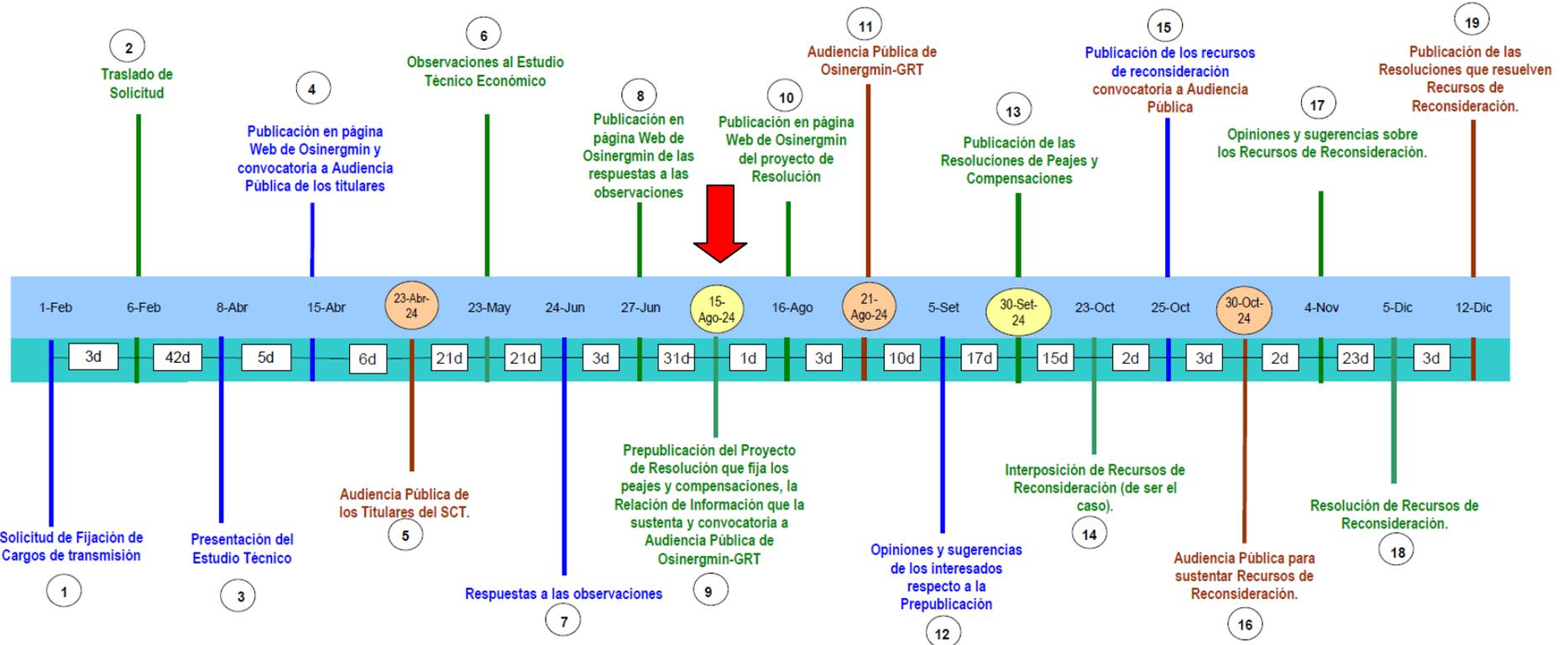
De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin, a más tardar el 30 de setiembre de

2024, publique la resolución que apruebe la “Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas”.

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

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

Figura 1.1
Proceso de Fijación de Tarifas por el uso de las instalaciones del SCTLN de CVC
CRONOGRAMA PARA LA FIJACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES DE SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DE TRANSMISIÓN (SCT)
CUYOS CARGOS CORRESPONDE ASUMIR A TERCEROS POR INSTALACIONES CONSTRUIDAS POR ACUERDO DE PARTES - AÑO 2024

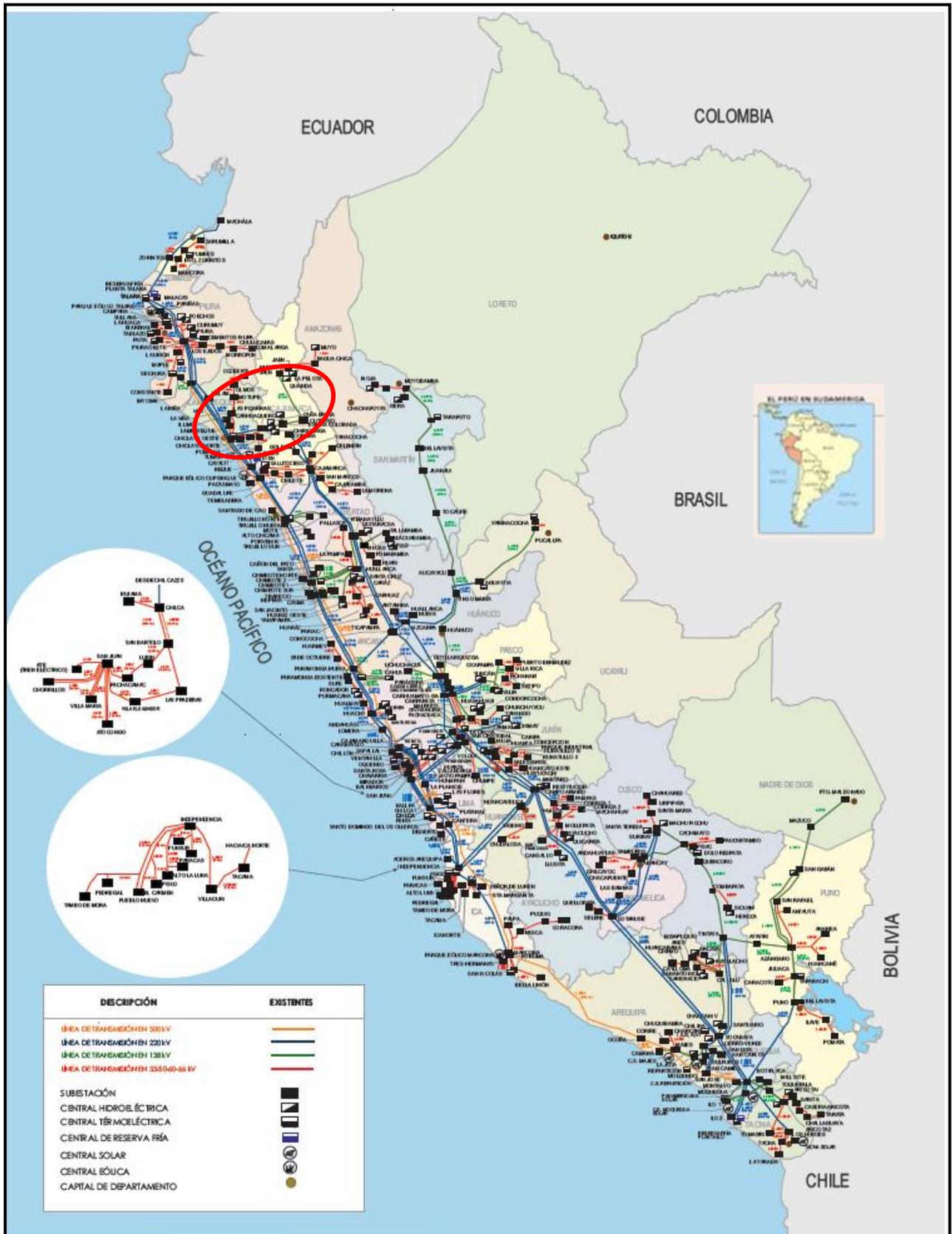


2. Ubicación

Las instalaciones del SCTLN de titularidad de CVC se encuentran ubicadas en la provincia y departamento de Lambayeque, en la región Norte del Perú.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica de la zona.

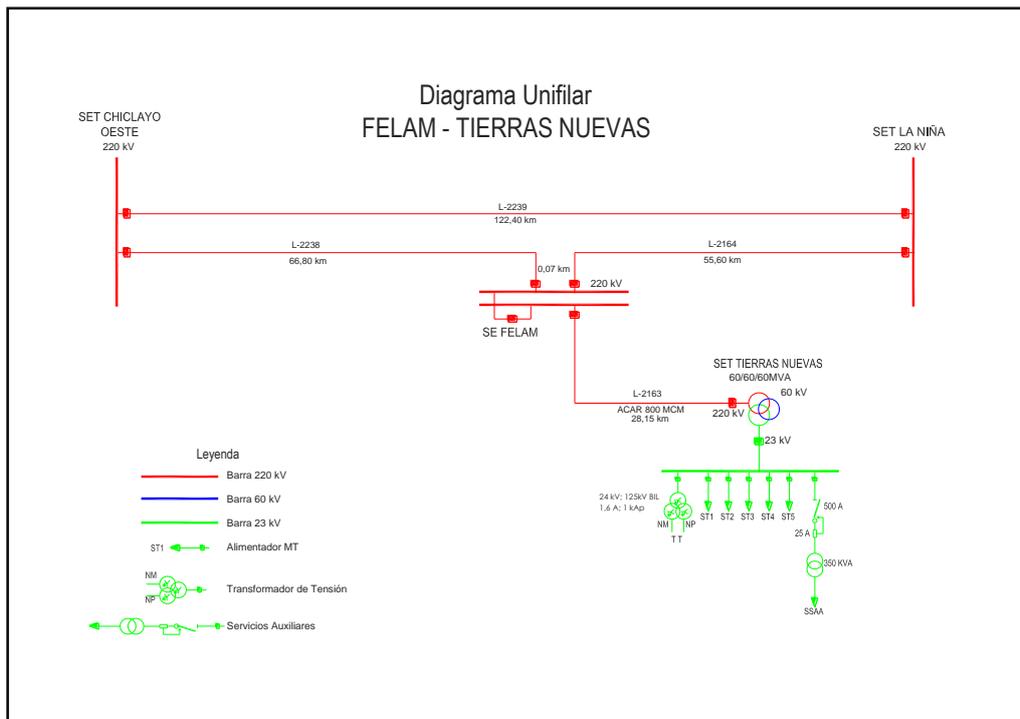
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del AD2



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

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2, se muestra el diagrama unifilar de la Línea de Transmisión en 220 kV Felam- Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas.

Gráfico N° 2.2: Configuración Sistema Tierras Nuevas



Fuente: Estudio presentado por CVC.

Al respecto, los componentes cuya regulación son el propósito de este informe, corresponden a las subestaciones eléctricas Felam y Tierras Nuevas y la Línea de Transmisión en 220 kV Felam-Tierras Nuevas.

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante carta CEV N° 1232-2024/GG.GG, el 8 de abril de 2024, CVC presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam- Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas”.

En adelante se hace referencia a este documento en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Asignación de Responsabilidad de Pago

CVC señala que, por similitud con el Sistema Secundario de Transmisión (“SST”), Osinergmin deberá determinar la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y de los terceros conectados a un SCTLN, con el objetivo de lograr la eficiencia económica. También indica que los terceros que formen parte del servicio público de electricidad asumirán la responsabilidad de pago únicamente, si su demanda excede el 5% de la demanda total del SCTLN. En este caso, la proporción correspondiente a los terceros, debe ser abonado por todos los usuarios del AD2, el cual se incluirá en el cálculo del peaje.

Adicionalmente, menciona que, según el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, dicha participación se determinará como la contribución del tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SCTLN. Agrega que, en la parte final del mismo numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, se señala que la solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

3.1.1 Identificación de Beneficiarios

CVC menciona que, Osinergmin ha advertido que, en el “Contrato de Obligación de Hacer” suscrito entre H2OImos y CVC, no se ha establecido

remuneración alguna por el Sistema Tierras Nuevas y, por su lado, CVC menciona que ha demostrado documentadamente, al solicitar la presente regulación, que, hasta el momento, no existe un acuerdo de pago por este concepto con H2OImos o Cliente Libre alguno.

Menciona que, según el Contrato de Transferencia de Alícuota suscrito entre H2OImos y CVC, la empresa concesionaria de riego H2OImos ha reservado una alícuota del 5% sobre el Sistema Tierras Nuevas como un bien de la Concesión de Riego. En consecuencia, CVC menciona que corresponde que H2OImos pague el 5% de los cargos correspondientes por el servicio de transmisión proporcionado a través del Sistema Tierras Nuevas.

CVC informa que, desde noviembre de 2014, diversos usuarios se han conectado al Sistema Tierras Nuevas a través de las redes de distribución en 22,9 kV que parten de la subestación Tierras Nuevas y posteriormente de la subestación Pampa Pañalá, además de miles de usuarios del Sistema 60 kV Chiclayo Baja Densidad con la puesta en servicio de la línea 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañalá. Según el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE y el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, los terceros a los que se refiere son todos los Usuarios Libres y Regulados beneficiados por este sistema.

Por tanto, CVC indica que los cargos por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas deben distribuirse de la siguiente manera: un 5% a cargo de H2OImos, como solicitante de las instalaciones, y un 95% a cargo de todos los Usuarios Libres y Regulados beneficiados por el sistema.

CVC también menciona que cualquier nuevo usuario en MT o BT, atendido a través de las redes de distribución junto con otros usuarios libres o regulados, contribuye con el pago del Peaje Unitario fijado para toda el AD2, que incluye instalaciones de transmisión remotas dentro de la misma área, sin requerir una conexión física directa. Todos los usuarios pagan un monto por este concepto basado en su consumo y el Peaje Unitario correspondiente, lo que implica que los consumidores de mayor energía eléctrica pagan más por los SST y SCT dentro de dicha área.

Finalmente, CVC señala que si un generador o un usuario (nuevo o existente por incremento de carga) se conecta al Sistema Tierras Nuevas en los niveles de tensión AT o MAT, también participará en el pago en función de su contribución en potencia durante la hora de máxima demanda total de este SCTLN, según lo estipulado en el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas.

3.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago

CVC afirma que el criterio de eficiencia económica mencionado en el literal e), numeral VIII), del artículo 139 del RLCE se cumple en este caso. Esto se debe a que los terceros conectados colectivamente en MT o BT contribuyen con el pago del Peaje del AD2, y la nueva demanda de estos usuarios reduce el Peaje Unitario (PU) y los Factores de Pérdidas Medias (FPM), resultando en tarifas más bajas de potencia y energía para todos los consumidores finales de dicha área.

Para fundamentar este cumplimiento, CVC realizó un análisis de los Peajes unitarios fijados desde el año 2015 hasta el 2023, mostrando que la

incorporación de la demanda de la SET Tierras Nuevas (4 MW) en 2016 redujo el Peaje de 2,1700 a 1,7785 Ctm. S//kWh, y para el periodo mayo 2017 – abril 2021, se redujo aún más a 0,9094 Ctm. S//kWh. Donde indican que, la reducción de los Factores de Pérdidas Medias también ha beneficiado a todos los consumidores finales del AD2.

CVC concluye que, bajo el criterio de eficiencia económica, el pago del 95% de los cargos por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas debe ser contribuido de forma colectiva por todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2 Sistema Tierras Nuevas desde mayo de 2017. Mientras que, el 5% restante le corresponde a H2OImos, conforme al Contrato de Obligación de Hacer contabilizados desde el 31 de octubre de 2014, con el fin de cumplir su obligación contractual con el Gobierno Regional de Lambayeque (GORE Lambayeque).

3.2 Sistema Económicamente Adaptado

CVC señala que, según el numeral 14 del Anexo Definiciones de la LCE, el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) es aquel sistema eléctrico que equilibra la oferta y la demanda de energía, manteniendo el menor costo y la calidad del servicio. Según el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, si se requiere fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN a solicitud de un interesado, esto se realizará sobre la base de un estudio del SEA, elaborado por los titulares de las instalaciones a requerimiento de Osinermin.

El numeral 11.4 de la Norma Tarifas establece que, para determinar el SEA, no se considera la restricción del nivel de tensión real de los puntos de conexión, a diferencia del Plan de Inversiones en Transmisión que sí lo hace. Además, el SEA considera el Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema del solicitante de la regulación, y dicho SER no necesariamente coincide con las instalaciones reales. Por lo tanto, el SEA no tiene que corresponder a la configuración y características de las instalaciones existentes.

El Artículo 11 de la Norma Tarifas establece criterios generales para la planificación de la expansión de la transmisión. Para determinar el SEA, se deben considerar instalaciones dimensionadas según la demanda y capacidad de generación, las instalaciones que se conectan al sistema incluyendo proyectos del Plan de Transmisión vigente, y la alternativa de menor costo en un horizonte de 10 años considerando costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía.

CVC concluye que, para fijar las tarifas del Sistema Tierras Nuevas, es necesario demostrar que su dimensionamiento está equilibrado con la demanda y que es la opción de menor costo, manteniendo los estándares de calidad.

CVC muestra gráficas y diagrama unifilar de Chiclayo Baja Densidad existente, antes de octubre 2014.

3.2.1 Proyección de Demanda

CVC señala que, para evaluar la demanda de electricidad del Sistema Tierras Nuevas, considera un horizonte de análisis de 30 años, comprendido entre el 2014, año en que las instalaciones de transmisión fueron puestas en servicio (31 de octubre 2014), y 2043. Precisa, además que, la demanda del período 2014-2023 es histórica y la del período 2024-2043, proyectada.

Así también, CVC indica que, en la demanda del período 2014-2023 ha considerado los registros de los medidores de la SET Tierras Nuevas, con el que evidencia la evolución histórica de la máxima demanda. En relación con la demanda proyectada del periodo 2024-2043, afirma que se utilizó métodos econométricos y tendenciales; y, en cuanto a la demanda incorporada (cargas nuevas) sostiene que fue considerada constante en todo el horizonte de proyección.

Además, CVC refiere que, ha considerado la demanda asociada a los planes de desarrollo multisectorial del GORE Lambayeque, así como el cronograma de toma de cargas del documento “Habilitación para la creación de la Nueva Ciudad de Olmos”, en su proyección de demanda.

Dicho lo anterior, CVC presenta un gráfico de lo que sería la proyección de demanda de la barra Tierras Nuevas 220 kV para el periodo 2014-2043 y manifiesta que los valores de sustento están en los formatos F-100 que forma parte de su PROPUESTA INICIAL.

3.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023

CVC evalúa la eficiencia técnica y económica del Sistema Tierras Nuevas comparándolo con una alternativa en 60 kV.

- **Alternativa 1:** Sistema 220 kV Felam - Tierras Nuevas, con un costo total de inversión de 14 789 584,46 US\$.
- **Alternativa 2:** Alternativa excluyente en 60 kV, con un costo total de inversión de 19 191 498,68 US\$.

CVC menciona que ambas alternativas son técnicamente suficientes para mantener los estándares de calidad establecidos en la NTCSE. Sin embargo, señala que la alternativa en 220 kV mantiene una buena performance de calidad a largo plazo desde la inversión inicial, mientras que la alternativa en 60 kV requiere inversiones adicionales en el período de análisis de 10 años que posteriormente resultarían subutilizadas. Por ejemplo, se necesitarían bancos de capacitores de 20 MVAR en 60 kV en la SET Tierras Nuevas (2019) y en la SET Íllimo (2023), además de líneas redundantes de 60 kV desde el año 2018.

Además, CVC menciona que, después del año 2024, el software de cálculo de flujos de potencia ya no converge para la alternativa en 60 kV, indicando la necesidad inevitable de inversiones en 220 kV a partir de ese año. Esto haría que los compensadores capacitivos y las líneas redundantes implementadas hasta el año 2023 se conviertan en recursos subutilizados.

CVC haciendo su evaluación bajo el criterio de mínimo costo, indica que la alternativa 1 es más eficiente técnica y económicamente.

3.3 Costo Medio Anual

3.3.1 Costo de Inversión

CVC menciona que, según el numeral IV del literal b) del artículo 139 del RLCE, la valorización de la inversión en las instalaciones del SCT, que no están comprendidas en un contrato de concesión de SCT, se determina con base en los costos estándar de inversión en transmisión aprobados por Osinergmin, vigentes en la fecha de su puesta en operación comercial.

Añade que, conforme a lo señalado en la Carta N° COES/D/DP-188-2015, el Sistema Tierras Nuevas entró en operación, el 30 de octubre de 2014. Por lo tanto, la base de datos de módulos estándar de inversión en transmisión que corresponde utilizar es la aprobada por la Resolución N° 121-2014-OS/CD, de fecha 13 de junio de 2014.

3.3.2 Costo de Operación y Mantenimiento

CVC menciona que, conforme al numeral VI del literal b) del Artículo 139 del LCE, el costo anual estándar de operación y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión. Por lo tanto, los porcentajes que deben utilizarse son los aprobados por la Resolución N° 0635-2007-OS/CD del 25 de octubre de 2007, la cual establece los "Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión" para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2015.

3.3.3 Cálculo del Costo Medio Anual (CMA)

CVC señala que, según las consideraciones para los costos referidos en los numerales 3.3.1 y 3.3.2 del presente informe, se determina la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y el respectivo CMA, referidos al 31 de octubre de 2014, de cada elemento que compone el Sistema Tierras Nuevas.

3.3.4 Factor de Actualización

CVC menciona que, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Norma Tarifas, para la actualización del CMA se consideran los indicadores económicos que conforman el polinomio de ajuste de precios, cuyos parámetros se determinan según la estructura de costos de los distintos elementos que integran el Sistema Tierras Nuevas: recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), recursos de procedencia local (moneda nacional), costos del aluminio y costos del cobre.

CVC menciona que, teniendo en cuenta que el Sistema Tierras Nuevas entró en servicio el 30 de octubre de 2014, en el siguiente cuadro presenta los coeficientes que se aplicarán para las actualizaciones correspondientes:

Cuadro N° 3.1: Coeficientes de actualización para el SEA

Partes	COEFICIENTES				
	Procedencia Nacional	Procedencia Extranjera	Cobre	Aluminio	
	a	b	c	d	Total
Transporte MAT	0.6770	0.2441	0.0466	0.0323	1.0000
Transformación MAT/AT	0.8918	0.0058	0.1024	0.0000	1.0000
Transporte AT	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
Transformación AT/MT	0.6376	0.3014	0.0610	0.0000	1.0000
TOTAL	0.7306	0.1856	0.0622	0.0216	1.0000

Fuente: PROPUESTA INICIAL

3.4 Determinación de Pagos por el Servicio de Transmisión

CVC señala que, conforme a lo mencionado en los puntos anteriores, el 5% de los cargos corresponde ser pagados por H2OImos en calidad de solicitante del Sistema Tierras Nuevas y el 95% a los terceros beneficiarios que en este caso están conformados de manera colectiva por todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2. Determina el CMA actualizado al 1 de mayo de cada año del período 2014 – 2025, a fin de definir la forma de pago de los mismos. En el siguiente cuadro se consignan los valores resultantes de este cálculo:

Cuadro N° 3.2: CMA actualizado periodo 2014-2025

AÑO	ACTUALIZACIÓN COSTO MEDIO ANUAL (US\$)		
	H2OImos	AD2	Total
2014	93,167.11	1,770,175.06	1,863,342.17
2015	85,387.91	1,622,370.35	1,707,758.27
2016	80,311.47	1,525,917.84	1,606,229.30
2017	83,597.21	1,588,346.92	1,671,944.13
2018	85,561.84	1,625,674.93	1,711,236.77
2019	84,477.31	1,605,068.83	1,689,546.14
2020	82,449.71	1,566,544.56	1,648,994.27
2021	80,734.55	1,533,956.43	1,614,690.98
2022	91,826.95	1,744,712.14	1,836,539.09
2023	92,471.87	1,756,965.44	1,849,437.30
2024*	89,996.11	1,709,926.10	1,799,922.21
2025*	89,996.11	1,709,926.10	1,799,922.21

Fuente: PROPUESTA INICIAL

3.4.1 Compensaciones a cargo de H2OImos

CVC menciona que, el cálculo de compensaciones mensuales que correspondería ser pagadas por H2OImos, en el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.3: CMA H2OImos, periodo mayo 2025- abril 2026

TITULARIDAD: CVC ENERGIA H2OLMOS	CMA US\$	COMPENSACIÓN MENSUAL (US\$)	COMPENSACIÓN MENSUAL (S/.)
	89,996.11	7,116.29	27,098.82

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Devengados

CVC menciona, que al calcular las compensaciones mensuales (Costo Medio Mensual) por el período 1 de noviembre 2014 – 30 de abril de 2025 (referidos al 30 de abril de 2025), a fin de determinar los devengados que corresponde ser pagados por H2OImos:

Cuadro N° 3.4: Devengado H2OImos periodo noviembre 2014-abril 2025

DEVENGADOS A CARGO DE H2OLMOS	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015	20,598	6	393 071
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016	21,323	12	747 775
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017	21,427	12	670 914
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	21,629	12	604 688
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	22,151	12	552 926
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	22,511	12	501 718
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	22,388	12	445 514
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	23,991	12	426 256
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	26,873	12	426 310
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	27,530	12	389 935
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	27,099	12	342 705
Total		126	5 501 812

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Donde añade que, este total (S/ 5 501 812) de devengados debe agregarse de manera prorrateada en un período de 4 años (1 de mayo de 2025 – 30 de abril de 2029), a fin de que sea pagado en cuotas mensuales uniformes. A continuación, se muestra este cálculo:

Cuadro N° 3.5: Devengados mensualizados H2OImos

Devengados Totales H2OImos - S/.	5,501,812.22
Periodo de recuperación (años)	4.00
Periodo de recuperación (meses)	48.00
Devengados H2 OImos (mensual) S/.	143,232.23

Fuente: PROPUESTA INICIAL

CVC concluye diciendo que, la Compensación mensual que corresponde ser pagada por H2OImos, en el período 1 de mayo 2025 - 30 de abril de 2029, es de Ciento Setenta Mil Trescientos Treinta y Un Soles (S/. 170 331= 27 098,82

+ 143 232,23); cuyo valor debe ser actualizado en cada proceso de regulación o liquidación de ingresos de SST y SCT.

3.4.2 Peaje Unitario a Cargo del AD2

CVC presenta un cuadro indicando que, se muestra el cálculo del PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas, para el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, sin considerar devengados:

Cuadro N° 3.6: Peaje Unitario de Felam Tierras Nuevas asignado al AD2

SCTLN FELAM TIERRAS NUEVAS				Tipo de Cambi	3.808 S/. / US\$	
TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA(1)	PU	PU ACUMUL
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/	Mil S/	MWh	ctm S/. / kWh	ctmsS/. / kWh
Transporte MAT	10,400.65	2,856.87	13,257.52	5,306,934.92	0.2498	0.2498
Transformación MAT/AT	4,061.27	1,115.56	5,176.83	5,306,934.92	0.0975	0.3474
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.3474
Transformación AT/MT	1,034.03	309.02	1,343.05	5,306,934.92	0.0253	0.3727

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Devengados

CVC indica que, a partir de la fijación de Peajes del 1 de mayo 2017, se originaron beneficios económicos a favor de todos los usuarios libres y regulados del AD2, debido a la reducción del Peaje unitario del AD2 por la incorporación en su cálculo de la nueva demanda de Tierras Nuevas y, la reducción de los factores de pérdidas medias (FPM_e) que consecuentemente redujeron las tarifas de potencia y energía en dicha AD2.

Donde calculan los devengados correspondientes al período 1 de mayo 2017 – 30 de abril 2025, que corresponde ser pagado por todos los usuarios libres y regulados del AD2, considerando el 95% del CMA del Sistema Tierras Nuevas de cada año:

Cuadro N° 3.7: Devengados periodo 2018-2025 asignado al AD2

DEVENGADOS A CARGO DE AD2	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015			
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016			
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017			
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	410,949	12	11 489 069
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	420,864	12	10 505 592
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	427,714	12	9 532 651
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	425,376	12	8 464 769
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	455,826	12	8 098 860
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	510,590	12	8 099 886
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	523,068	12	7 408 772
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	514,878	12	6 511 399
Total		96	70 110 996

Fuente: PROPUESTA INICIAL

CVC indica que, este total (S/ 70 110 996) de devengados se agrega al 95% del CMA, actualizado al 1 de mayo de 2025, con cuyo total se determina el PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas, para el período 1 de mayo de 2025 - 30 de abril de 2029.

En el siguiente cuadro se muestra el cálculo del PU correspondiente al Sistema de Transmisión, para el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, considerando devengados:

Cuadro N° 3.8: PU de Felam-Tierras Nuevas asignados al AD2+Devengados

Devengados Totales AD2 - S/.	70,110,996.49					
Periodo de recuperación (años)	4.00					
Devengados AD2 (Anual) S/.	23,082,954.41					
TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA(1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/	Mil S/	MWh	ctm S./kWh	ctmsS./kWh
Transporte MAT	10,400.65	2,856.87	36,340.47	5,306,934.92	0.6848	0.6848
Transformación MAT/AT	4,061.27	1,115.56	5,176.83	5,306,934.92	0.0975	0.7823
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.7823
Transformación AT/MT	1,034.03	309.02	1,343.05	5,306,934.92	0.0253	0.8076

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Finalmente, CVC concluye que, el Peaje unitario que deben pagar todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2 por el Sistema Tierras Nuevas, en el período comprendido del 1 de mayo 2025 al 30 de abril de 2029, es de 0,8076 Ctm S./kWh.

4. Observaciones al Estudio Técnico Económico

A través del Oficio N° 0789-2024-GRT, el 23 de mayo del 2024, Osinermin remitió a CVC las observaciones al Estudio Técnico Económico presentado por la empresa como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinermin al Estudio Técnico-Económico que sustenta la propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas”, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la Norma Tarifas, la NORMA DE ASIGNACIÓN y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “f” del Anexo A.3 del PROCEDIMIENTO.

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

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

1. En el numeral 12 de su solicitud de fijación de tarifa mencionó que CVC presentó su desistimiento irrevocable, en el marco de los artículos 340 y sucesivos del Código Procesal Civil (“CPC”), de los procesos judiciales vinculados a la instalación materia del proceso regulatorio en curso (donde procuraba su inclusión en el Plan de Inversiones), adjuntando los cargos de los respectivos escritos.

Al respecto, de conformidad con el artículo 321.6 del CPC, el desistimiento es una forma de conclusión del proceso judicial, para lo cual, según los artículos 121 y 474 del CPC, se precisa de la emisión del respectivo pronunciamiento o declaración del Órgano Jurisdiccional, luego de su validación de las exigencias normativas para dicho efecto.

Por tanto, se solicita remitir la decisión judicial sobre los escritos a los que hizo referencia en su solicitud, presentados en el mes de enero de 2024.

2. El Proyecto Energético Tierras Nuevas se origina del “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” celebrado el 03 de diciembre de 2013 entre H2OImos S.A. (“H2OImos”) y CVC (“Contrato de Obligación de Hacer”), con la finalidad de dar cumplimiento a obligaciones asumidas por H2OImos en el marco del “Contrato de Concesión para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del Proyecto Irrigación Olmos”, suscrito el 11 de junio de 2010 entre el Estado Peruano, actuando a través del GORE Lambayeque, y H2OImos (“Contrato de Concesión”).

Con fecha 03 de diciembre de 2013, se suscribió tanto el “Contrato de Transferencia de Alícuota” entre H2OImos y CVC (“Contrato de Transferencia de Alícuota”), y su única Adenda (“Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota”), mediante las cuáles se acordó que, en tanto CVC sea quien implemente la Línea de Transmisión de 150 MVA y la infraestructura asociada a ella (“Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas”), corresponde que H2OImos transfiera y reconozca que CVC es titular de derechos (flujos dinerarios) de hasta 100% de la alícuota sobre el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.

El precio de transferencia de la alícuota fue pactado, de acuerdo a la cláusula segunda del Contrato de Transferencia de Alícuota, en USD 0.00 dólares. A su vez, en la cláusula segunda de la Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota, se estableció que, en caso el experto determinase un incremento en la participación del Concedente (GORE Lambayeque bajo los términos establecidos en el Contrato de Concesión) sobre la alícuota del 5% del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, H2OImos pagará a CVC US\$ 250,000 dólares en caso el incremento sea en un 5%, más los intereses al 4%, a una tasa de interés simple anual. Según se establece en la referida adenda, en caso el incremento sea menor, H2OImos pagará el monto proporcional al incremento sobre la alícuota.

Conforme consta en los antecedentes del Contrato de Obligación de Hacer y del Contrato de Transferencia de Alícuota (cuya adenda no fue expuesta por CVC), ambos contratos se suscribieron en virtud de la Quinta Adenda al Contrato de Concesión, aprobada mediante Acuerdo de Consejo Directivo N° 055-2013 de fecha 30 de setiembre de 2013 y Acuerdo Regional N° 058-2013-GR.LAM./CR, a través del cual se acordó la implementación del Proyecto Energético Tierras Nuevas.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo sobre el 100% del Proyecto Energético Tierras Nuevas.
- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo ya determinado por el 5% del Proyecto Energético Tierras Nuevas y de uno determinable de hasta por el 5% adicional.
- De considerar CVC la inexistencia de una remuneración frente a la ejecución de una obligación de hacer (de inversión, de operación y

mantenimiento), justificar razonablemente la ausencia de este tipo de acuerdo remunerativo

3. En la medida de que el literal c) del numeral 27.2 de la Ley 28832, respecto a los Sistemas Complementarios de Transmisión, indica lo siguiente:

“c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.”.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar en qué supuesto normativo se encuentra la solicitud de fijación de las instalaciones construidas como parte del Proyecto Energético Tierras Nuevas que justifica la intervención de Osinergmin.
 - Identificar de forma concreta, ya sea a los usuarios sobre los cuales concluyó su contrato o a los terceros, o ambos, según sea el caso.
 - Si, CVC según su propuesta, considera como “Terceros” a todos los usuarios del AD2, incluyendo a H2OImos y sus Usuarios que tienen suscrito un Contrato de Servicios⁷ (Ver cartas adjuntas de Agrolmos S.A. y la Asociación Cultivando), efectuar el análisis para la calificación de H2OImos y sus Usuarios como “Terceros”, teniendo en cuenta que, CVC y H2OImos suscribieron documentos contractuales, en los que se establecieron las responsabilidades por la ejecución de la infraestructura eléctrica y la transferencia de los flujos dinerarios; y se han presentado contratos entre CVC y tales Usuarios en los que se pactaron precios por el Proyecto Energético Tierras Nuevas.
4. En el “Estudio de Ingeniería para la nueva S.E. Tierras Nuevas, Línea de Transmisión 60 KV S.E. Illimo – Tierras Nuevas y Líneas de subtransmisión en 22.9 KV” de los “Términos de Referencia del Proyecto”, contenido en el Anexo 11 del Anexo 6 del Contrato de Concesión, se señala que el Proyecto Irrigación Olmos establece la construcción, entre otros, de una (01) Subestación Tierras Nuevas de 15 MVA – 60/22.9 KV.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar si al tener H2OImos la titularidad del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, en la proporción que representa un Bien de la Concesión⁸, sus Usuarios de Irrigación pueden o no utilizar sin ningún pago eléctrico una capacidad de la línea de transmisión de hasta 15 MVA, en tanto ello representaría el compromiso a ejecutar de H2OImos.

⁷ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.36 del Contrato de Concesión.

⁸ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.17 del Contrato de Concesión.

- Sustentar la razón por la cual, Osinermin debe fijar una tarifa que incluya la capacidad de 15 MVA, a pesar de que H2OImos mantendría la titularidad de dichas instalaciones y es un Bien de la Concesión, lo que equivalente a la línea de transmisión de 60 kV y una subestación de 15 MVA.
 - Considerando que la Tarifa⁹ a la que hace referencia el Contrato de Concesión (“tarifa de agua”) es la contraprestación económica que los Usuarios y los Agricultores¹⁰ deberán pagar al Concesionario por la prestación del Servicio¹¹, estando este último vinculado a las Obras destinadas a implementar el Proyecto Irrigación Olmos, entre las que se encuentra el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, sustentar las razones por las que dichos usuarios deben pagar una tarifa eléctrica adicional y concretamente sobre qué instalación o capacidad.
5. Identificar todo tipo de contraprestación que hubiere recibido CVC por el uso del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, por parte de H2OImos, los Usuarios de H2OImos, u otros clientes que se encuentran conectados a estas instalaciones.
- Detallar el cliente, el monto, el mes, y remitir las facturas y los respectivos contratos/acuerdos.
6. Respecto a la demanda histórica considerada por CVC (2014-2023).
- Indicar qué demanda corresponde a los Usuarios que tienen un Contrato de Servicio suscrito con H2OImos, con la finalidad de verificar la demanda actual de los clientes que forman parte de la Concesión de Irrigación y la del resto de clientes que se alimentan de la SET Tierras Nuevas o SET Pampa Pañalá (entre los que se encuentra también la demanda regulada).
7. Si bien CVC señala que existen usuarios regulados alimentados desde el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas desde el año 2014.
- Justificar que el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas (con las especificaciones de diseño instaladas) resultaba necesario para alimentar a los distintos Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos (en base a las condiciones del año 2014); caso contrario, debe sustentar desde que año se brinda la “Eficiencia Económica” a los usuarios del AD2.
 - Sustentar las razones de considerar a todos los usuarios del AD2 como “Terceros”, si en los Planes de Inversiones 2009-2013 y 2013-2017 en adelante, se aprobaron proyectos con la finalidad de alimentar las demandas del AD2.

⁹ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.106 del Contrato de Concesión.

¹⁰ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.7 del Contrato de Concesión.

¹¹ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.102 del Contrato de Concesión.

8. CVC indica que, “*El criterio de eficiencia económica al que se refiere el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE, en el presente caso se cumple no sólo por el hecho de que de los terceros (conectados colectivamente en MT o BT) que a raíz de la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas contribuyen con el pago del Peaje de toda el AD2 sino también, con mayor certeza, desde el momento que la nueva demanda incorporada de estos usuarios origina una reducción del Peaje Unitario (PU) y la reducción de los Factores de Pérdidas Medias (FPM) que por efecto de dicha incorporación de demanda conlleva a una reducción de las tarifas de potencia y energía para todos los consumidores finales del AD2.*”. En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar sus argumentos, debido a que, bajo el criterio preliminar de Osinergmin, la reducción de los peajes unitarios y los factores de perdidas medias habrían surgido por diversos factores que intervienen en el cálculo de dichos peajes y no solo por la demanda incorporada de los usuarios del proyecto Olmos.
- Sustentar técnica y legalmente que la LT Felam-Tierras Nuevas era el proyecto más eficiente para el resto de usuarios del AD2 (no incluyendo los Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos); demostrando que la demanda regulada del AD2 no podía ser atendida por las instalaciones existentes y proyectadas en el correspondiente Plan de Inversiones; y que, en consecuencia, era más eficiente económicamente realizar la conexión desde la SET Felam.
- Sustentar técnica y legalmente la delimitación del “Año Base” que plantea considerar en su PROPUESTA INICIAL para la determinación de los peajes, a efectos de realizar un adecuado análisis de alternativas en función a dicho planteamiento. En efecto, para realizar el cálculo de las tarifas, corresponde que CVC sustente en base a las observaciones realizada anteriormente, cuál de las siguientes fechas es la que debe ser considerada como “Año Base”:
 - ✓ La fecha de Puesta en Operación Comercial (“POC”) del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.
 - ✓ El año en el cual CVC considera que se dio inicio a su alegada percepción de beneficios económicos.
 - ✓ La fecha de conexión de la Línea de Transmisión 220 kV Felam – Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas (“LT Felam – Tierras Nuevas”).
 - ✓ La fecha en la que CVC presenta su solicitud de fijación a Osinergmin.
 - ✓ Otra fecha que sustente CVC.
- Justificar las razones por las cuales CVC solicitó la fijación de tarifas para la LT Felam – Tierras Nuevas diez (10) años después de la calificación efectuada por Osinergmin en el año 2014. En cualquier caso, sustentar técnica y legalmente, por qué los usuarios deben asumir un pago de periodos anteriores a su fijación y las consecuencias económicas adicionales vinculadas a ese retraso.

9. Una vez determinado el “Año Base”, se solicita que los cálculos y proyecciones deben estar en función al referido año, los cuales incluyen, entre otros, lo siguiente:
 - Las demandas históricas y proyectadas, las cuales deben estar consignadas en los formatos F-100 y deberán utilizar las premisas asociadas al referido año.
 - La determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar y Sistema Económicamente Adaptado (“SEA”), la cual debe incluir los proyectos construidos y planificados del Plan de Inversiones y Plan de Transmisión.
 - La actualización de los archivos Digsilent (.pfd).
 - La Base de Datos de módulos estándares a utilizar, la cual debe ser la vigente a dicho año.
 - Los formatos F-200 y F-300.
10. Con fecha 08 de febrero de 2024, CVC presentó, en calidad de anexo, el Contrato de Obligación de Hacer. Al respecto, se solicita remitir la información faltante:
 - Anexo I: Especificaciones técnicas de la Infraestructura del Proyecto Energético Tierras Nuevas y Presupuesto
 - Anexo II: Especificaciones Técnicas de la Infraestructura Eléctrica del Sistema de Distribución del Proyecto Irrigación Olmos
 - Anexo III: Cronograma de Obras.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con carta CEV N° 2157-2024/GG.GG, la empresa CVC presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinermin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. El análisis de dichas respuestas se ha realizado en el Anexo A del Informe N° 596-2024-GRT, que sustenta la Resolución N° 157-2024-OS/CD de la PREPUBLICACIÓN.

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

5.1 Asignación de Responsabilidad de Pago

CVC menciona que, la Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 164-2016-OS/CD, se aplica bajo el criterio de uso o beneficio. Esta norma está principalmente orientada a situaciones en las que existen tanto demanda como generación entre los beneficiarios de un SCTLN, especificando cómo se distribuye la responsabilidad de pago entre los generadores por la parte que les corresponde.

CVC señala que, por similitud con el SST, el regulador deberá determinar la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y de los terceros conectados a un SCTLN, con el objetivo de lograr la eficiencia económica. También indica que los terceros que formen parte del servicio público de electricidad asumirán la responsabilidad de pago únicamente si su demanda excede el 5% de la demanda total del SCTLN. En este caso, la porción correspondiente a estos terceros debe incluirse en el cálculo del

peaje, el cual debe ser abonado por todos los usuarios del Área de Demanda correspondiente.

Adicionalmente menciona que, en el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, dicha participación se determinará como la contribución del tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SCTLN.

5.1.1 Identificación de Beneficiarios

CVC respecto a la identificación de beneficiarios señala que:

- El Sistema Tierras Nuevas fue inicialmente concebido como un Sistema Complementario de Demanda (SCTD) a ser financiado por todos los consumidores de energía eléctrica del AD2. Sin embargo, Osinergmin lo clasificó como un Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN), ya que su construcción surgió de un acuerdo privado entre CVC y H2OImos. Este último fue identificado como el beneficiario directo del sistema al cumplir con el plazo del Contrato de Concesión con el GORE Lambayeque para implementar el sistema de riego tecnificado, evitando así penalidades.
- Según el Contrato de Concesión de riego, H2OImos debe proporcionar a sus usuarios de riego la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo una Línea de Transmisión de 7,5 MVA y sus instalaciones asociadas, así como su operación y mantenimiento, para que puedan recibir electricidad contratada con terceros.
- En la Quinta Adenda al Contrato de Concesión de riego, se establece que H2OImos sigue siendo responsable de la Línea de Transmisión de 7,5 MVA, equivalente al 5% de la capacidad de la Línea de Transmisión de 150 MVA, diseñada para una demanda mayor. H2OImos puede disponer del 95% restante a favor de terceros.
- H2OImos es responsable del 5% de los cargos por el servicio de transmisión del Sistema Tierras Nuevas. No obstante, los usuarios de riego y otros conectados a las SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañalá deben contribuir al pago según sus demandas coincidentes con la máxima demanda de la línea de 150 MVA, hasta que se demuestre que el sistema beneficia a todos los consumidores del AD2. A partir de ese momento, todos pagarán colectivamente por el 95% del sistema.
- Finalmente, si un generador o usuario (nuevo o con incremento de carga) se conecta al Sistema Tierras Nuevas en nivel de tensión AT o MAT, participará en el pago según la Norma de Asignación de Responsabilidad de pago de SCTLN. Agrolmos S.A., con una planta de cogeneración de más de 29 MW conectada a la SET Tierras Nuevas, no ha sido considerado para el pago del uso del sistema debido a la falta de reglamentación sobre Generación Distribuida. Refiere CVC que cuando Agrolmos S.A. conecte su planta de cogeneración en 60 kV, deberá pagar por el uso de las instalaciones según la norma mencionada.

5.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago

CVC menciona que, de acuerdo con el literal e), numeral VIII), del artículo 139 del RLCE, el criterio de eficiencia económica se cumple en este caso, siempre que la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas beneficie a todos los consumidores de energía eléctrica del AD2.

Para cuantificar los efectos económicos del sistema, CVC calcula los Peajes y FPMe con y sin este sistema de transmisión, con el fin de determinar su impacto en los precios de potencia y energía en el AD2. CVC menciona que, estos efectos no se observaron en 2015 y 2016 debido a la baja demanda, a partir de 2017 se percibió una reducción del Peaje y de los FPMe, lo que resultó en una disminución de los precios de potencia y energía en el AD2.

CVC comparó las tarifas vigentes en abril de 2016 con la regulación de mayo de 2017, que incluye el Sistema Tierras Nuevas, y encontró que, aplicando la metodología establecida en la Norma Tarifas, desde el año 2017 se cumple con el concepto de socialización del Peaje. Esto garantiza la recuperación de la inversión y cubre los costos de operación y mantenimiento del sistema, beneficiando a todos los consumidores de energía eléctrica del AD2.

CVC concluye que, bajo el criterio de eficiencia económica y el concepto de socialización del Peaje, desde mayo de 2017, los beneficiarios del sistema de transmisión son todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2, incluyendo a H2OImos y sus usuarios de riego. Se considera que todo nuevo usuario en media o baja tensión, atendido a través de las redes de distribución, contribuye al pago del Peaje Unitario fijado para toda el área, independientemente de la conexión física con el sistema de transmisión.

Finalmente, CVC subraya que, mediante el Peaje Unitario, todos los usuarios pagan un monto proporcional a su consumo de energía eléctrica, lo que implica que los consumidores que usan más energía pagan más por los SST y SCT ubicados en el Área de Demanda.

5.2 Sistema Económicamente Adaptado

CVC, respecto al Sistema Económicamente Adaptado señala que:

- Según el numeral 14 del Anexo Definiciones de la LCE, el SEA es aquel sistema eléctrico que equilibra la oferta y la demanda de energía, manteniendo el menor costo y la calidad del servicio. Según el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, si se requiere fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN a solicitud de un interesado, esto se realizará sobre la base de un estudio del SEA, elaborado por los titulares de las instalaciones a solicitud de Osinergmin.
- El numeral 11.4 de la Norma Tarifas establece que, para determinar el SEA, no se considera la restricción del nivel de tensión real de los puntos de conexión, a diferencia del Plan de Inversiones en Transmisión que sí lo hace. Además, el SEA considera el SER de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema del solicitante de la regulación, y dicho SER no necesariamente coincide con las instalaciones reales. Por lo

tanto, el SEA no tiene que corresponder a la configuración y características de las instalaciones existentes.

- El artículo 11 de la Norma Tarifas establece criterios generales para la planificación de la expansión de la transmisión. Para determinar el SEA, se deben considerar instalaciones dimensionadas según la demanda y capacidad de generación, las instalaciones que se conectan al sistema incluyendo proyectos del Plan de Transmisión vigente, y la alternativa de menor costo en un horizonte de 10 años considerando costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía.
- Concluye que, para fijar las tarifas del Sistema Tierras Nuevas, es necesario demostrar que su dimensionamiento está equilibrado con la demanda y que es la opción de menor costo, manteniendo los estándares de calidad.
- Presenta gráficas y diagrama unifilar de la SET Chiclayo Baja Densidad de lo que fue antes de octubre 2014.

5.2.1 Proyección de Demanda

CVC, en su PROPUESTA FINAL al igual que en su PROPUESTA INICIAL, menciona que para evaluar la demanda de electricidad del Sistema Tierras Nuevas considera un horizonte de análisis de 30 años, comprendido entre el 2014 y el 2043, por las razones mencionadas también en su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, sostiene que el período 2014-2023 contiene datos con valores históricos y que el período 2024-2043, datos con valores proyectados.

En línea con lo anterior, al igual que en su PROPUESTA INICIAL, CVC indica que ha utilizado los registros de medidores de la SET Tierras Nuevas para determinar la evolución histórica de la máxima demanda. No obstante, en relación con las proyecciones de demanda, CVC afirma que las presentadas en su PROPUESTA FINAL son las validadas por Osinergmin en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), a las que luego sumó las demandas declaradas por el GORE Lambayeque y otras cargas potenciales. A ello, CVC añade que ha considerado la tasa de crecimiento promedio obtenida del formato F-121 del mismo plan de inversiones para determinar la demanda del sistema Chiclayo Baja Densidad.

Dicho lo anterior, CVC en su PROPUESTA FINAL presenta, para el período 2014-2043, la evolución y proyección de la demanda del Sistema de Transmisión Tierras Nuevas en 220 kV.

5.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023

CVC evalúa la eficiencia técnica y económica del Sistema Tierras Nuevas comparándolo con una alternativa en 60 kV.

- **Alternativa 1:** Sistema 220 kV Felam - Tierras Nuevas.
- **Alternativa 2:** Sistema 60 kV Proveniente de Chiclayo Oeste.

- **Alternativa 3:** Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas.

CVC señala que las instalaciones previstas para cada alternativa cumplen con los estándares de calidad de la NTCSE. Sin embargo, mientras que la Alternativa 1 en 220 kV mantiene una buena performance de calidad a largo plazo, la Alternativa 2 en 60 kV requiere inversiones adicionales durante el período de análisis (10 años) que terminarán siendo subutilizadas cuando sea necesario adoptar un sistema definitivo en 220 kV. Ejemplos de esto incluyen el banco de capacitores de 15 MVAR en 60 kV en la SET Tierras Nuevas en el año 2019 y el reforzamiento con líneas redundantes en 60 kV desde el año 2018.

Además, CVC indica que después del año 2025, el software de cálculo de flujos de potencia ya no convergerá, lo que sugiere que el sistema en 60 kV necesitará inversiones en 220 kV. Esto hará que las inversiones en compensadores capacitivos y líneas redundantes realizadas hasta el año 2023 resulten ineficientes.

CVC haciendo su evaluación bajo el criterio de mínimo costo, indica que la alternativa 1 es más eficiente técnica y económicamente.

CVC señala que, aunque la Alternativa 3 es menos costosa que la Alternativa 2, no es la opción más eficiente. Esto se debe a que, debido a la sobrecarga de la línea de transmisión 60 kV Felam - Tierras Nuevas (en el año 2025) y el transformador de potencia 60/23 kV de 30 MVA en la SET Tierras Nuevas (en el año 2024), será necesario, a mediano plazo, implementar una segunda terna en 60 kV Felam - Tierras Nuevas y un segundo transformador de 60/23 kV de 30 MVA en la SET Tierras Nuevas.

Por último, cabe señalar que, en su PROPUESTA FINAL, CVC presentó su evaluación del SEA como un apéndice de su propuesta.

5.3 Costo Medio Anual

5.3.1 Costo de Inversión

CVC menciona que, según el numeral IV del literal b) del artículo 139 del RLCE, la valorización de la inversión de las instalaciones del SCT, que no están cubiertas por un contrato de concesión de SCT, se determina con base en los costos estándares de inversión en transmisión aprobados por Osinergmin y vigentes en la fecha de su puesta en operación comercial.

Además, señala que, de acuerdo con la Carta N° COES/D/DP-188-2015, el Sistema Tierras Nuevas entró en operación el 30 de octubre de 2014. Por lo tanto, la base de datos de módulos estándares de inversión en transmisión utilizada es la aprobada por la Resolución N° 121-2014-OS/CD, de fecha 13 de junio de 2014.

5.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento

CVC menciona que, según el numeral VI del literal b) del artículo 139 del RLCE, el costo anual estándar de operación y mantenimiento (COyM) se calcula como un porcentaje del costo de inversión.

Añade que los porcentajes a utilizar son los aprobados por la Resolución N° 0635-2007-OS/CD del 25 de octubre de 2007, los cuales se aplican para el período del 1 de mayo de 2009 al 30 de abril de 2015 (adjunta cuadro).

Respecto al cuadro presentado, CVC señala que en el Capítulo Tercero de la Norma Tarifas se establecen los criterios para determinar el COyM, indicando que se considera íntegramente en moneda local y se obtiene como la suma de los costos de operación y mantenimiento individuales de cada componente del SCT.

5.3.3 Cálculo de Costo Medio Anual (CMA)

CVC menciona que, según las consideraciones para los costos señalados en los numerales 5.3.1 y 5.3.2 del presente informe, se ha determinado la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y el correspondiente CMA, referidos al 31 de octubre de 2014, para cada elemento que compone el Sistema Tierras Nuevas (adjunta cuadro detallado).

5.3.4 Factor de Actualización

CVC menciona que, considerando que el Sistema Tierras Nuevas entró en servicio el 30 de octubre de 2014, presentan a continuación los coeficientes resultantes de la estructura de costos que se aplicarán para las actualizaciones correspondientes:

Cuadro N° 5.1: Coeficientes de actualización para el SEA

Partes	COEFICIENTES				
	Procedencia Nacional	Procedencia Extranjera	Cobre	Aluminio	
	a	b	c	d	Total
Transporte MAT	0.6621	0.2564	0.0482	0.0333	1.0000
Transformación MAT/AT	0.8805	0.0064	0.1131	0.0000	1.0000
Transporte AT	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
Transformación AT/MT	0.5979	0.3344	0.0677	0.0000	1.0000
TOTAL	0.7125	0.1990	0.0657	0.0228	1.0000

Fuente: PROPUESTA FINAL

5.4 Determinación de Pagos por el Servicio de Transmisión

CVC menciona que, aplicando la fórmula de actualización, se determina el CMA actualizado en cada fijación de Peajes ocurrida en el período 2014–2025, con el propósito de definir la modalidad de pago correspondiente. A

continuación, presentan los valores resultantes de este cálculo en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.2: CMA actualizado periodo 2014-2025

AÑO	ACTUALIZACIÓN COSTO MEDIO ANUAL (US\$)		
	H2OImos	AD2	Total
2014	88,242.51		88,242.51
2015	88,242.51		88,242.51
2016	88,242.51		88,242.51
2017	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2018	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2019	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2020	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2021	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2021**	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2022	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2023	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2024*	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2025*	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14

Fuente: PROPUESTA FINAL

5.4.1 Compensaciones a Cargo de H2OImos

CVC menciona que el cálculo de las compensaciones mensuales que H2OImos debería pagar en el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, sin incluir devengados, muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.3: Compensación Mensual H2OImos

TITULARIDAD: CVC ENERGIA H2OLMOS	CMA US\$	COMPENSACIÓN MENSUAL (US\$)	COMPENSACIÓN MENSUAL (S/.)
	85,223.63	6,738.91	25,661.78

Fuente: Anexo N° 3.9 Formatos "Pago Felam-Tierras Nuevas 25-29.xlsx" pestaña F-515

Fuente: PROPUESTA FINAL

Devengados

CVC menciona que, desde el 31 de octubre de 2014, fecha en que se puso en servicio el Sistema Tierras Nuevas para cumplir con el Contrato de Obligación de Hacer y permitir a H2OImos cumplir con su obligación contractual con el GORE Lambayeque, a H2OImos le corresponde pagar el 5% del Costo Medio Anual (CMA).

CVC concluye que es necesario calcular las compensaciones mensuales (Costo Medio Mensual) para el período del 1 de noviembre de 2014 al 30 de abril de 2025, con el fin de determinar los devengados que H2OImos debe pagar.

Cuadro N° 5.4: Devengados H2OImos periodo noviembre 2014-abril 2025

DEVENGADOS A CARGO DE H2OIMOS	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015	18,065	6	344 732
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016	18,065	12	633 537
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017	18,065	12	565 658
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	20,469	12	572 249
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	20,469	12	510 937
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	20,469	12	456 193
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	20,469	12	407 316
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	22,645	12	402 335
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	22,645	12	359 228
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	22,645	12	320 739
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	22,645	12	286 374
Total		126	4 859 298

Fuente: PROPUESTA FINAL

CVC señala que el total de devengados, que asciende a S/. 4 859 298, se debe distribuir de manera prorrateada durante un período de 4 años (del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029), para que sea abonado en cuotas mensuales uniformes. A continuación, CVC presenta este cálculo.

Cuadro N° 5.5: Devengados mensualizados H2OImos

Devengados Totales H2OImos - S/.	4,859,298.19
Periodo de recuperación (años)	4.00
Periodo de recuperación (meses)	48.00
Devengados H2 OImos (mensual) S/.	126,505.24

Fuente: PROPUESTA FINAL

Finalmente, CVC indica que la compensación mensual que H2OImos deberá pagar durante el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 es de S/. 152 167,02, desglosado en S/. 25 661,78 y S/. 126 505,24.

5.4.2 Peaje Unitario a cargo del AD2

CVC presenta en el siguiente cuadro el cálculo del Peaje Unitario (PU) correspondiente al Sistema Tierras Nuevas para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, excluyendo los devengados.

Cuadro N° 5.6: Peaje Unitario de Felam-Tierras Nuevas asignado al AD2

TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA (1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	MWh	ctm S/./kWh	ctmsS/./kWh
Transporte PAT	11,070.33	2,796.14	12,866.46	5,307,374.22	0.2419	0.2419
Transformación PIAT/AT	3,672.94	1,008.89	4,681.83	5,307,374.22	0.0882	0.3301
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.3301
Transformación AT/HT	936.51	273.79	1,210.31	5,307,374.22	0.0228	0.3529

Fuente: PROPUESTA FINAL

Devengados

CVC indica que, a partir de la fijación de Peajes del 1 de mayo de 2017, se generaron beneficios económicos para todos los usuarios libres y regulados del AD2 (AD2), debido a la reducción del Peaje Unitario (PU) del AD2 y la disminución de los Factores de Pérdidas Medias (FPM), lo que resultó en tarifas de potencia y energía más bajas en dicha área.

En este contexto, CVC calcula los devengados correspondientes al período del 1 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2025, que deben ser cubiertos por todos los usuarios libres y regulados del AD2, considerando el 95% del CMA del Sistema Tierras Nuevas para cada año.

Cuadro N° 5.7: Devengados periodo 2018-2025 asignado al AD2

DEVENGADOS A CARGO DE AD2	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015			
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016			
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017			
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	388,904	12	10 872 731
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	388,904	12	9 707 795
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	388,904	12	8 667 674
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	388,904	12	7 738 995
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	430,246	12	7 644 370
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	430,246	12	6 825 330
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	430,246	12	6 094 045
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	430,246	12	5 441 111
Total		96	62 992 051

Fuente: PROPUESTA FINAL

El monto total de devengados, S/. 62 992 051, se suma al 95% del CMA actualizado al 1 de mayo de 2025. Con este total, se determina el PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

En el siguiente cuadro, CVC presenta el cálculo del PU para el período mencionado, incluyendo los devengados.

Cuadro N° 5.8: PU de Felam-Tierras Nuevas asignado al AD2 + Devengados

TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @ICI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA (1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	MWh	ctm S./ kWh	ctms S./ kWh
Transporte PAT	10,070.33	2,766.14	33,575.62	5,307,374.22	0.6326	0.6326
Transformación PAT/AT	3,572.94	1,028.89	4,601.83	5,307,374.22	0.0862	0.7208
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.7208
Transformación AT/HT	936.51	273.79	1,210.31	5,307,374.22	0.0228	0.7436

Fuente: PROPUESTA FINAL

Finalmente, CVC concluye que el Peaje Unitario que deben pagar todos los usuarios libres y regulados del AD2 por el Sistema Tierras Nuevas durante el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 es de 0,7436 Ctm S./kWh.

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por CVC tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghmin o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda, la determinación del SEA, la determinación del CMA y la determinación de la tarifa correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

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

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA OSINERGHMIN, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinerghmin/> – [Ver Referencia 4].

6.1 Determinación del Tercero y momento en el que corresponde el pago

De acuerdo al artículo 20 de la Ley 28832, el sistema de transmisión del SEIN está conformado por cuatro (4) tipos de instalaciones: i) Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), ii) Sistema Complementario de Transmisión (SCT), iii) Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST).

Al respecto, el numeral 20.2 del artículo 20 de la Ley 28832 señala que las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la referida Ley, lo cual ocurrió el 21 de julio del 2006.

Seguidamente, el artículo 27 de la Ley 28832 señala que se consideran como instalaciones del SCT aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, así como todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

Al respecto, el artículo 4 de la Norma Tarifas, clasifica los SCT de la siguiente manera: i) SCTPT: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, ii) SCTPI: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por Osinermin, y iii) SCTLN: SCT que permite transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los Generadores entregar energía producida al SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT.

En el presente caso, el Sistema Tierras Nuevas (Línea de transmisión 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas) entró en operación el año 2014 y no formó parte de ningún Plan de Inversiones ni Plan de Transmisión, siendo que corresponde a un SCT. Asimismo, el Sistema Tierras Nuevas fue construido producto del acuerdo y libre negociación entre CVC y H2OImos, con el objetivo de cumplir las obligaciones que este último pactó con el GORE Lambayeque, según el Contrato de Concesión. En ese sentido, el Sistema Tierras Nuevas forma parte de un SCT, cuya construcción y remuneración son producto de la libre negociación entre agentes privados (CVC y H2OImos) y, por lo tanto, es considerado como un SCTLN.

La consideración del Sistema Tierras Nuevas como un SCTLN data incluso desde el año 2014, según las Resoluciones N° 193-2014-OS/CD y N° 257-2014-OS/CD, emitidas en octubre y diciembre del 2014, respectivamente.

6.1.1 Terceros involucrados

El acuerdo de libre negociación entre H2OImos y CVC para ejecutar el Sistema Tierras Nuevas, fue un acuerdo pactado exclusivamente entre ambas partes con la finalidad de que H2OImos cumpla sus obligaciones establecidas en su Contrato de Concesión con el GORE Lambayeque. Por lo tanto, los acuerdos remunerativos pactados, gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinermin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio.

En efecto, lo anterior no facultaría a los Terceros a hacer uso libremente de estas instalaciones sin efectuar el pago de una retribución a CVC por el uso correspondiente. Dichos Terceros, desde el punto de vista jurídico y en atención al caso en concreto, son delimitados conforme al artículo 27.2.c de la Ley 28832 en los Informes Legales N° 597-2024-GRT y N° 672-2024-GRT.

Ahora bien, corresponde identificar cuáles son los Terceros involucrados que están haciendo uso de estas instalaciones y definir el pago que les

corresponde. Para tales efectos, de conformidad con lo señalado en los Informes Legales N° 597-2024-GRT y N° 672-2024-GRT, se considerará que la capacidad reservada contractualmente del Sistema Tierras Nuevas es de 15 MVA, respecto de la cual no corresponde fijar una remuneración.

En ese sentido, habiéndose verificado que el uso de esta instalación superó los 15 MVA pactados en julio del 2019¹², y que actualmente su uso supera los 40 MVA aproximadamente, corresponderá asignarles un peaje por el uso del Sistema Tierras Nuevas en base a dicha potencia excedente no contemplada en el acuerdo remunerativo.

Sobre dicho extremo, de la revisión del tipo de usuarios que hacen uso del Sistema Tierras Nuevas se verifica que en la mayoría de casos corresponden a usuarios regulados o libres cuya potencia no sobrepasa los 2,5 MW, los cuales pertenecen al Servicio Público de Electricidad. De ese modo, en concordancia con lo señalado en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE¹³, la parte que corresponda a los Terceros cuya demanda supere el 5% de la demanda total, será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los usuarios del AD2.

En consecuencia, corresponde regular el uso del Sistema Tierras Nuevas para aquellos usuarios cuyo consumo hace que se supere los 15 MVA reservados del Sistema Tierras Nuevas, los cuáles en conjunto son considerados como parte del AD2.

6.1.2 Momento de conexión de terceros

De lo indicado en el numeral anterior, corresponde identificar cuál es la fecha en la que se supera los 15 MVA; dado que, desde ese momento se efectúa la conexión del Tercero.

Al respecto, se ha evaluado la fecha en la cual, la demanda que se alimenta a través del Sistema Tierras Nuevas sobrepasa los 15 MVA; para lo cual, se ha utilizado los registros de mediciones en la barra de 220 kV de la SET Tierras Nuevas, con información reportada por las empresas en el Sistema de

¹² Ver numeral 6.1.2 del presente informe

¹³ e) Responsabilidad de Pago

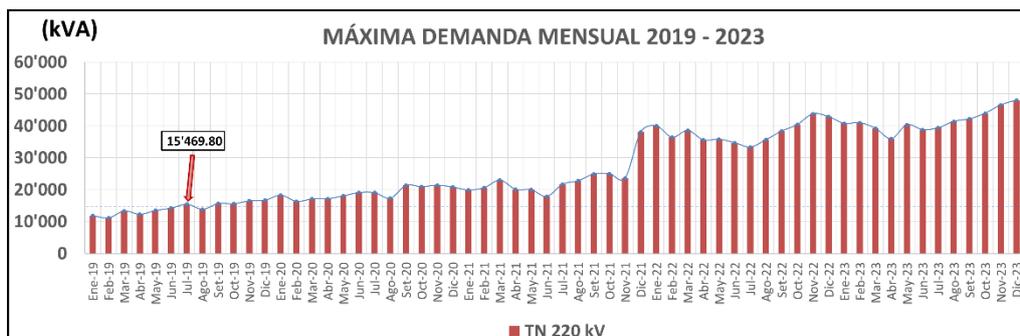
(...)

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGHIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGHIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

(...)

Información de Registros de Mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica (SIRPIT). La fecha donde la demanda sobrepasa los 15 MVA es julio del 2019, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 6.1: Máxima Demanda Mensual 2019-2023



Fuente: Datos del SIRPIT, elaboración propia.

Por lo tanto, el uso del SCTLN por parte de terceros empieza a partir del mes de julio del 2019.

Cabe señalar que, en la observación N° 7, contenida en el Anexo A del Informe N° 596-2024-GRT, se evalúa el planteamiento de CVC de considerar al AD2 como tercero a partir de abril 2017; dado que, CVC sustenta en función del criterio de eficiencia económica y los supuestos beneficios económicos que se generaron por la disminución de los peajes y la reducción de las pérdidas medias. En base al referido análisis de Osinergmin, se concluye que, entre otros, la regulación de los SSSLN al igual que los SCTLN se realiza por el criterio de uso en función a la demanda de los usuarios y los terceros que se conectan (ver numeral 6.5 del presente informe); además, la disminución de los peajes en la fijación del año 2017 se debió a diversos factores y no exclusivamente al Sistema Tierras Nuevas, tal y como señaló CVC.

6.1.3 Evaluación de montos dejados de percibir

Al respecto, según el numeral 11.5 del Reglamento de Transmisión, señala que:

“11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el Artículo 176 del Reglamento de la LCE.”

Si bien el uso por parte del Tercero del Sistema Tierras Nuevas se da a partir de julio del 2019 (Ver numeral 6.1.2 del presente informe), fecha a partir de la cual se considera que corresponde la remuneración en proporción a la demanda de los terceros, CVC recién envió su solicitud de Fijación de Tarifas en febrero del año 2024, argumentando que se encontraba en un proceso judicial por la demanda de contención administrativa iniciada por la misma CVC el año 2016.

Sobre ello, se considera que si CVC no solicitó una fijación de sus peajes desde que evidenció la conexión de un Tercero y por ende no percibió cargos por la prestación del servicio de transmisión eléctrica, dicha situación es responsabilidad exclusiva de CVC y no de Osinerghmin o los usuarios del AD2. El numeral 10.4 de la Norma Tarifas¹⁴ establece expresamente que la regulación tarifaria de los SCTLN utilizados por terceros, debe ser solicitada por los interesados, no siendo viable que Osinerghmin actúe de oficio, considerando además que CVC tenía pleno conocimiento que esta instalación era considerada un SCTLN por Osinerghmin de acuerdo a los pronunciamientos del año 2014 con Resoluciones N° 193-2014-OS/CD y N° 257-2014-OS/CD.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, no se acepta la justificación de CVC respecto a que no solicitó la Fijación de Tarifas antes del 2024 porque se encontraba en un proceso judicial que la misma empresa inició, con la finalidad de que el Sistema Tierras Nuevas sea reconocido en el Plan de Inversiones 2013-2017. Por otro lado, el interés compensatorio y el recargo por mora señalado en el artículo 167 del RLCE, se aplica a las acreencias, y en el presente caso no hay ninguna deuda debido a que no existe ninguna tarifa para el Sistema Tierras Nuevas, por la propia responsabilidad de CVC. En ese sentido, el pago de intereses solicitado por CVC no se encuentra justificado.

Por lo tanto, corresponde que se remunere el uso de esta instalación a partir de julio 2019 (conexión del tercero), pero sin considerar intereses compensatorios ni moratorios, mientras no se encuentre vigente el peaje asociado al Sistema Tierras Nuevas.

6.2 Determinación de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda de electricidad del AD2, con fines de evaluar la demanda eléctrica del Sistema Tierras Nuevas, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible.

En ese sentido, la proyección se ha realizado en un horizonte de 30 años, donde el año base corresponde al año 2019 que es cuando la demanda que pasa por el Sistema Tierras Nuevas supera los 15 MVA, puesto que en ese año se da el uso de las instalaciones por parte del tercero, específicamente desde julio del 2019 (Ver numeral 6.1.2 del presente informe).

El esquema temporal considerado en el análisis está comprendido entre los años 2019 y 2048; donde las proyecciones corresponderían al periodo 2020-2048. Sin embargo, para este caso en particular, se dispone de información histórica hasta el año 2023, lo cual permite estructurar la información como: (i) valores históricos: 2019-2023 (5 años) y (ii) valores proyectados: 2024-2048 (25 años), constituyendo los 30 años de proyección.

¹⁴ 10.4 En el caso de que se requiera fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN, a solicitud de algún interesado, ésta se efectuará sobre la base de un estudio de determinación del SEA, el cual a requerimiento del OSINERGHMIN debe ser elaborado por los respectivos titulares de las instalaciones comprometidas.

Es importante destacar que, la información base de las variables explicativas, máxima demanda, ventas de energía, factores de caracterización y entre otros son registros cerrados a diciembre 2023; procesados con la metodología desarrollada del PI 2025-2029.

6.2.1 Información Base

6.2.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados hasta el año 2022 han sido obtenidas del PI 2025-2029 y las correspondientes al año 2023 han tenido como referencia la información de la Base de Datos del Sistema de Información Comercial (SICOM) de ese año que dispone Osinergmin en su portal web.

Asimismo, las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido obtenidas de la Base de Datos del Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI) del año 2023 que Osinergmin también ha publicado en su portal web.

6.2.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se ha considerado como variables explicativas: el PBI, número de Clientes, Población y la Tarifa real promedio, con información cerrada a diciembre 2023 y donde la información histórica de las variables explicativas correspondiente al periodo 1996-2022 fue tomada del PI 2025-2029.

Con respecto a la proyección de las variables explicativas, se ha realizado sobre los datos del año 2023, para lo cual se ha recurrido a las mismas fuentes empleadas en el PI 2025-2029. Si bien, los criterios en general, se han mantenido con los expuestos en el plan de inversiones vigente, se ha requerido actualizar algunos, en línea con la información disponible al cierre de este informe, como es en los siguientes casos:

- (i) PBI del AD2: En la proyección de los años 2024, 2025 y 2026 se ha tomado las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 28 de junio del 2024; mientras que, para el periodo 2027-2048, se mantiene constante la tasa de crecimiento del año 2026.
- (ii) La proporción de ventas de energía a Usuarios Regulados en el AD2 del año 2023, por departamento es: Amazonas (10,61%), Cajamarca (15,68%) y Lambayeque (73,70%), la cual se utiliza como ponderaciones para el cálculo de los valores de las variables PBI, Tarifa Real promedio y Población de ese año.

6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Conforme a la Norma Tarifas, la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados se ha realizado, considerando métodos tendenciales y econométricos.

6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se ha considerado los consumos constantes a partir de la información base del SICLI del año 2023.

6.2.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

Se ha considerado las cargas nuevas del PI 2025-2029 del AD2, sustentadas en el Informe Técnico N° 432-2024-GRT y en los formatos F-100 asociados.

6.2.5 Proyección Global

Una vez incorporada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados a la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se ha obtenido la proyección global de la demanda del AD2 sobre el que se evalúa la demanda eléctrica del Sistema Tierras Nuevas.

6.2.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

Una vez proyectada y ajustada las ventas de energía, se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión para estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados. Así también se ha empleado los factores de caracterización con información cerrada a diciembre 2023, con fines de proyectar la demanda por subestaciones.

Luego, la demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada se ha proyectado considerando la metodología empleada en el PI 2025-2029.

6.3 Determinación del SEA

Conforme indica el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, para fijar tarifas de instalaciones tipo SCTLN, a solicitud de algún interesado, ésta se efectuará sobre la base de un estudio de determinación del SEA, el cual debe ser elaborado por los respectivos titulares de las instalaciones comprometidas.

Como propuesta de determinación del SEA, CVC ha enviado como parte de su PROPUESTA FINAL tres alternativas, las cuales Osinergmin ha tomado en consideración en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible; estas alternativas enviadas por CVC fueron reevaluadas, debido a que contenían inconsistencias en la evaluación del SEA, aspectos que se detallan en el Anexo A del Informe N° 596-2024-GRT.

Además, para la evaluación del SEA se consideraron los siguientes criterios:

- El año base a considerarse fue el año 2019, fecha en la cual se considera existe un uso del Sistema Tierras Nuevas por parte de un tercero. En dicho año estaba vigente la modificatoria del Plan de Inversiones 2017-2021, cuya resolución consolidada fue aprobada en marzo del 2019, por lo que se toma como base el sistema eléctrico modelado en dicho proceso de planificación, considerando los proyectos instalados hasta ese momento, pero retirando los proyectos relevantes que no son parte de la planificación de la transmisión y actualmente no tienen fecha de puesta en servicio como es el proyecto de la Central Hidroeléctrica Olmos.
- Respecto a la proyección de demanda, se tomó la demanda histórica desde el año 2014 hasta el año 2023, y para los años posteriores se proyectó la demanda, según las consideraciones indicadas en el numeral 6.2 del presente informe.
- Respecto a los costos de inversión, se consideró la Base de Datos de Módulos Estándar vigente al año 2014, fecha en la cual fue la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas.

En tal sentido, se procedió a validar el análisis de alternativas de equipamiento del SEA, considerando dos de las tres alternativas propuestas por CVC. A continuación, se describen cada una de las alternativas consideradas.

Alternativa N° 1: Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas.

Esta alternativa considera seccionar la LT 220 kV La Niña – Chiclayo Oeste en la SET Felam e instalar una LT 220 kV hasta SET Tierras Nuevas; para lo cual se requiere las siguientes instalaciones:

- SET Felam: Subestación de derivación 220 kV en simple barra
- LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación, el cual considera un sistema línea transformador en 220 kV, simple barra en 60 kV, y un transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.

Del análisis eléctrico realizado se verifica que esta alternativa no tiene problemas de sobrecarga o caídas de tensión en el periodo de estudio.

Alternativa N° 2: Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas.

Esta alternativa considera seccionar la LT 220 kV La Niña – Chiclayo Oeste en la SET Felam e instalar una LT 60 kV hasta SET Tierras Nuevas; para lo cual se requiere las siguientes instalaciones:

- SET Felam: Subestación de transformación 220/60 kV, el cual considera un transformador 220/60 kV – 60 MVA.
- LT 60 kV Felam – Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación 60/23 kV, la cual considera un transformador 60/23 kV – 60 MVA.
- Banco de compensador de 3 MVar en SET la Viña, necesario en el horizonte de estudio debido a la caída de tensión.

Del análisis eléctrico realizado se verifica que esta alternativa no tiene problemas de sobrecarga o caídas de tensión en el periodo de estudio.

Cabe señalar que, CVC presenta otra alternativa adicional (Alternativa 2 de su PROPUESTA FINAL), la cual consiste en reforzar las instalaciones existentes en 60 kV que salen desde la SET Chiclayo Oeste hasta la SET Tierras Nuevas; sin embargo, de la evaluación de esta alternativa, se ha identificado que no converge en los últimos años del horizonte de análisis, indicándose que requiere de un proyecto más robusto que lo asemejaría a las Alternativas 1 o 2 descritas líneas arriba. En ese sentido, la alternativa es incompleta pues no representa una solución integral en un horizonte de 30 años, por lo cual, no es comparable con las demás. Asimismo, no cumple con el criterio de ser excluyente respecto a las otras alternativas, tal como se especifica en el numeral 5.7.4 de la Norma Tarifas. Por lo tanto, esta alternativa se descartó.

Las dos alternativas descritas se han evaluado bajo el criterio de mínimo costo obteniéndose los siguientes valores:

Cuadro N° 6.1
Análisis de alternativas del SEA del SCTLN de CVC

Nombre	Descripción Alternativa	Costos de Inversión				Total Inversión	Costos de Explotación		Costo Total USD	p.u.
		Transmisión		Transformación			OYM	Pérdidas		
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas	5 045 492	- -	2 117 609	531 320	7 694 421	1 670 492	-1 254 842	8 110 071	1,00
Alternativa 2	Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas	1 224 340	1 776 665	2 709 757	2 310 791	8 021 553	1 727 156	379 719	10 128 428	1,25

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro anterior, se puede notar que la “Alternativa N° 1” es la de menor inversión y de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En tal sentido, el SEA para el SCTLN de CVC, estará conformado por los siguientes equipamientos:

- SET Felam: Subestación de derivación 220 kV en simple barra
- LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación, el cual considera un sistema línea transformador en 220 kV, simple barra en 60 kV, y un transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.

6.4 Determinación del Costo de Inversión

Respecto al costo de inversión de los Elementos de transmisión que conforman el SEA del SCTLN de CVC, determinado en el numeral 6.3 anterior, estos costos deben ser obtenidos sobre la base de costos estándares de mercado, que deben comprender equipos, materiales y otros costos que establezca Osinergmin.

Ahora bien, considerando que el Sistema Tierras Nuevas entró en operación comercial en octubre del 2014, la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión vigente a dicha fecha es la aprobada con Resolución N° 121-2014-OS/CD, la misma que debe ser utilizada para el presente caso.

Al respecto se describen los costos a reconocer como parte de la inversión del Sistema Tierras Nuevas.

SET Felam

- Tres celdas de línea en 220 kV, simple barra.
- Servicios auxiliares, obras comunes (obras civiles generales, red de tierra profunda, edificio de control e instalaciones eléctricas al exterior).

Línea de Transmisión

- Línea de transmisión Felam – Tierras Nuevas 220 kV de 28,15 km.

SET Tierras Nuevas

- Celda de línea – transformador 220 kV.
- Transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.
- Celdas en 22,9 kV (celda de transformador, medición y cinco celdas de alimentador).
- Servicios auxiliares, obras comunes (obras civiles generales, red de tierra profunda, edificio de control e instalaciones eléctricas al exterior).

En consecuencia, de acuerdo a lo descrito en los párrafos anteriores, se ha determinado el costo de inversión de los Elementos de transmisión que conforman el Sistema Tierras Nuevas, el cual se muestra a continuación:

Cuadro N° 6.2
PROPUESTA Osinergmin: Costos de los Elementos del Sistema Tierras Nuevas

Nombre Elemento	Código de Módulo Estándar	Costo de Inversión Total (USD)				COSTO TOTAL (USD)
		ME	MN	Aluminio	Cobre	
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda de línea 220 kV - Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	CE-220COR1C1ESBLT3	232 436	234 140	-	10 688	477 264
Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA, SET Tierras Nuevas	TP-220060023-060CO1E	1 822 289	88 215	-	207 105	2 117 609
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBTR1	51 561	87 945	-	3 196	142 702
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBMD1	25 000	40 645	-	1 504	67 149
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	LT-220COR0PMS0C1400A	1 075 132	755 559	322 577	-	2 153 268
Seccionamiento de la SET Felam	LT-220COR0PMD0C1400A	3 582	3 042	1 604	-	8 228
TOTAL						7 694 421

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, el costo de inversión asociado al SEA del Sistema Tierras Nuevas asciende a USD 7 694 421.

6.5 Asignación de Responsabilidad de Pago

En cumplimiento del numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, se debe establecer la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y de los terceros a partir de su fecha de conexión. Al respecto, se debe realizar una aclaración respecto al artículo 139, pues el mismo se refiere a un SST, y las instalaciones del Sistema Tierras Nuevas corresponden a un SCT; por tanto, se debe hacer referencia a lo indicado en los literales b) y c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832¹⁵. En consecuencia, por similitud y/o analogía con los SST, corresponde establecer la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los Terceros que se conectan al SCTLN.

Ahora, en relación con lo desarrollado en el numeral 6.1 del presente informe, corresponde fijar una tarifa a partir de que se sobrepasa los 15 MVA del Sistema Tierras Nuevas, tarifa que se aplicará a los usuarios del AD2.

Según el criterio aplicado en regulaciones anteriores, el pago del tercero se determina en función a su contribución en potencia en sus horas de máxima demanda total del proyecto, en este caso el uso del Sistema Tierras Nuevas, corresponde a remunerar de forma compartida, en concordancia con lo dispuesto en el segundo párrafo del numeral 14.2.2¹⁶ de la Norma Tarifas.

En ese sentido, se ha utilizado los registros de mediciones cada 15 minutos en la barra de 220 kV de la SET Tierras Nuevas, con información reportada por las empresas al SIRPIT correspondientes al periodo 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2021 (año de la última Fijación de Tarifas), obteniéndose los siguientes resultados:

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

(...)

b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. 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.

c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

¹⁶ 14.2.2. En caso que posteriormente a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 se conecten terceros a una instalación SSTL, la participación en el pago por parte de dichos terceros se determinará según lo establecido en el numeral VIII) del literal e) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

El 5% al que se refiere dicho numeral VIII), se determinará como la contribución del Tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL.

La solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

Cuadro N° 6.3
Asignación de responsabilidad de pago el 01.11.2024 hasta el 30.04.2025

	Capacidad reservada	AD2	Total
Fecha de máxima demanda	31/12/2021		
Consumo (MVA)	15 MVA	23,09 MVA	38,09 MVA
Reparto (%)	39,38%	60,62%	100%

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril de 2025, el 60,62% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2.

Considerando que la demanda atendida por el Sistema Tierras Nuevas varía en el tiempo, corresponde a Osinergmin revisar en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones la responsabilidad de pago asignada al AD2.

Cabe señalar que el literal b) del artículo 62 de la LCE establece que las instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda. En ese sentido, debido a que el Sistema Tierras Nuevas atiende exclusivamente a la demanda y no se ha identificado algún generador que haga uso de dichas instalaciones, debe ser remunerado por la demanda. Por lo tanto, no resulta necesario aplicar la metodología establecida en el Título III de la NORMA DE ASIGNACIÓN para determinar la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda. En caso una generadora haga uso del Sistema Tierras Nuevas, se podrá evaluar la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda.

6.6 Determinación del CMA, Fórmula de Actualización y Peajes

6.6.1 Determinación del CMA

Para la determinación del CMA, se sumó la anualidad de los costos de Inversión y los costos de Operación y Mantenimiento del SCTLN de CVC. Dicha anualidad de la Inversión se calculó considerando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %. Por otro lado, para la determinación del COyM se utilizaron los porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento, aprobada mediante la Resolución N° 635-2007-OS/CD; la cual estaba vigente al momento de la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas.

Los resultados del cálculo del CMA inicial del SCTLN de CVC, expresados al 31 de diciembre del 2013, se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.4
PROPUESTA Osinerghmin: CMA del Sistema Tierras Nuevas

Elementos	Costo de Inversión (USD)	Anualidad de la Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda de línea 220 kV - Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	477 264	59 249	16 275	75 524
Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA, SET Tierras Nuevas	2 117 609	262 888	72 210	335 098
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	142 702	17 716	5 294	23 010
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	67 149	8 336	2 491	10 827
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	2 153 268	267 315	73 426	340 741
Seccionamiento de la SET Felam	8 228	1 021	281	1 302
TOTAL	7 694 421	955 214	263 974	1 219 187

Nota: El CMA considerado es el determinado con los módulos estándares de Osinerghmin vigentes al año 2014.

En consecuencia, el CMA asociado al SEA del Sistema Tierras Nuevas asciende a USD 1 219 187, que trasladado a soles con el tipo de cambio vigente a la fecha POC asciende a S/. 3 408 848. Por lo tanto, el CMA que corresponde fijar para el Sistema Tierras Nuevas es de S/. 3 408 848.

6.6.2 Factores de Actualización del CMA

La fórmula del factor de actualización, es la definida en el numeral 28.3 de la Norma Tarifas, aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD, la cual se transcribe a continuación:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

Donde:

FA : Factor de Actualización

TC : Tipo de cambio para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica.

TC_0 : Tipo de cambio inicial.

IPM : Índice General al Por Mayor.

IPM_0 : Índice General al Por Mayor inicial.

Pc : Índice del Precio del Cobre.

Pc_0 : Índice inicial del Precio del Cobre.

Pal : Índice del precio del Aluminio.

Pal_0 : Índice inicial del precio del Aluminio.

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.

d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

En ese sentido, en el cuadro siguiente se presentan los coeficientes a, b, c y d de la Fórmula de Actualización, los que resultan del cociente del valor del total de componentes de inversión entre el valor total de inversión:

Cuadro N° 6.5
PROPUESTA Osinermin: Fórmula de Actualización del CMA

Elementos	Procedencia Extranjera (a)	Procedencia Nacional (b)	Cobre (c)	Aluminio (d)
Total	0,3279	0,5701	0,0562	0,0458

Fuente: Elaboración propia

Siendo los valores iniciales (referidos a diciembre del 2013), los que se muestran a continuación:

Cuadro N° 6.6
PROPUESTA Osinermin: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización del CMA del SCTLN de CVC

Índices Iniciales para Actualización			
Tc_0	IPM_0	Cu_0	Al_0
2,796	211,457	337,488	1 889,699

Fuente: Elaboración propia

6.6.3 Determinación del CMA Actualizado

Debido a que la conexión del tercero se dio el año 2019, y que el último proceso de fijación de peajes y compensaciones corresponde al año 2021; corresponde actualizar el CMA a la fecha de la última fijación, con los valores

correspondientes a marzo del 2021. Además, por lo indicado, en la sección 6.5 del presente informe, para determinar el CMA para los usuarios del AD2 corresponde multiplicar los costos actualizados, y en soles, del Cuadro N° 6.4, por el factor de 60,62%.

Por lo tanto, el valor del CMA del Sistema Tierras Nuevas que corresponde ser asumido por el AD2 para el periodo mayo 2021 a abril 2025 es el que se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 6.7
PROPUESTA Osinerghmin: CMA del Sistema Tierras Nuevas

Elementos	Costo de Inversión (S/.)	Anualidad de la Inversión (S/.)	COyM (S/.)	CMA (S/.)
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	1 609 401	199 797	54 881	254 678
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	1 609 401	199 797	54 881	254 678
Celda de línea 220 kV - Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	1 609 401	199 797	54 881	254 678
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	957 451	118 862	32 649	151 511
Transformador 220/60/ 23 kV - 60 MVA, SET Tierras Nuevas	4 248 190	527 386	144 863	672 249
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	286 278	35 540	10 621	46 161
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	134 710	16 723	4 998	21 721
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	128 981	16 012	4 785	20 797
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	128 981	16 012	4 785	20 797
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	128 981	16 012	4 785	20 797
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	128 981	16 012	4 785	20 797
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	128 981	16 012	4 785	20 797
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	4 319 726	536 267	147 303	683 569
Seccionamiento de la SET Felam	16 507	2 049	563	2 612
TOTAL	15 435 972	1 916 278	529 564	2 445 842

Nota: El CMA considerado es el determinado con los módulos estándares de Osinerghmin correspondientes al año 2014, actualizado al año 2021; estos valores corresponderán actualizarse conforme al proceso de fijación de peajes y Compensaciones.

6.6.4 Peajes

Por lo tanto, dado que una parte del CMA del SCTLN de CVC es aplicado a los usuarios del AD2, es necesario determinar el Peaje Unitario por nivel de tensión correspondiente a un período tarifario de 4 años, conforme a la siguiente expresión:

$$PU = \frac{\sum_{año=1}^4 \frac{CMA_{año} - IT_{año}}{(1 + \alpha)^{año}}}{\sum_{mes=1}^{mes \times año} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}}$$

Donde:

PU : Peaje expresado en ctms. S./kWh .

$CMA_{año}$: Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, expresado al 30 de abril de cada año, en miles S/.

$IT_{año}$: Ingreso Tarifario anual.

α : Tasa de Actualización anual, según el artículo 79 de la LCE o el que la sustituya.

β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$

D_{mes} : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh .

Año : Índice de variación del año.

Mes : Índice de variación del mes.

Para la determinación del Peaje Unitario, se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El CMA inicial fue actualizado con los datos de la última fijación tarifaria, la cual considera valores vigentes a marzo del 2021, con la fórmula y valores indicados en el numeral 6.6.2. del presente informe.
- Por lo indicado, en la sección 6.5, para determinar el CMA para los usuarios del AD2 corresponde multiplicar los costos actualizados y en soles del Cuadro N° 6.4, por el factor de 60,62%.
- Los valores de la demanda fueron tomadas del proceso de Liquidación de peajes y compensaciones 2024, aprobado con Resolución N° 109-2024-OS/CD; este archivo considera la demanda eléctrica real y proyectada de mayo del 2021 a abril del 2025.
- Respecto al Ingreso Tarifario, se debe tener en consideración lo señalado en el artículo 22.1 de la Norma Tarifas¹⁷; por lo tanto, para el caso de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas, no corresponde calcular el Ingreso tarifario, dado que, no se ha fijado Precios en Barra en la SET Felam ni en la SET Tierras Nuevas.

En consecuencia, el peaje que corresponde ser asumido por los usuarios del AD2 en el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025, es el mostrado a continuación:

¹⁷ 22.1 El IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

Cuadro N° 6.8
PROPUESTA Osinerghin: Peaje Unitario para el SCTLN de CVC

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm \$/kWh	Peaje Unitario Acumulado ctm \$/kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1178	0,1178	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	0,1672	
	AT	-	0,1672	
	AT/MT	0,0126	0,1798	

Nota: Peaje calculado para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025, donde corresponde actualizar los valores en la Fijación Tarifaria para el periodo 2025-2029. El factor de actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento, y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización. Además, los factores de actualización serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

6.7 Montos dejados de percibir

Respecto a la consideración de los peajes que corresponden ser cobrados por CVC desde que la demanda sobrepasó los 15 MVA, desde julio 2019 hasta el 31 de octubre del 2024, se está considerando los siguientes criterios:

- Para la repartición 1 de julio del 2019 al 30 de abril del 2021, se ha analizado los registros cada 15 minutos de la LT Felam – Tierras Nuevas, correspondientes al año 2019 (año de conexión de la instalación); determinándose que el 10,42% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2. Por otro lado, el CMA se actualizó a diciembre del 2018 (tomando como referencia la actualización de los módulos estándares).
- Para la repartición 1 de mayo del 2021 al 30 de setiembre del 2024, se ha analizado los registros cada 15 minutos de la LT Felam – Tierras Nuevas, correspondientes al año 2021 (año de la fijación tarifaria); determinándose que el 60,62% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2. Por otro lado, el CMA se actualizó a marzo 2021 (ultima fijación tarifaria).

A continuación, se muestra el CMA que corresponde pagar a los usuarios del AD2:

Cuadro N° 6.9
PROPUESTA Osinerghin: Montos dejados de percibir (dólares) para el SCTLN de CVC

Periodo	Costo Medio Anual (USD)				
	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	Total
Del 1 de julio 2019 al 30 de abril de 2020	64 188	26 940	-	6 888	98 016
Del 1 de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	77 026	32 328	-	8 265	117 619
Del 1 de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	426 217	178 885	-	45 734	650 836
Del 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	426 217	178 885	-	45 734	650 836
Del 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	426 217	178 885	-	45 734	650 836
Del 1 de mayo 2024 al 31 de octubre de 2024	213 109	89 442	-	22 867	325 418
TOTAL	1 632 975	685 365	-	175 222	2 493 562

De lo anterior, el monto dejado de percibir por CVC en el periodo del 1 de julio del 2019 al 31 de octubre del 2024, asciende al valor de USD 2 493 562; este

monto expresado en soles con los tipos de cambio 3,379 (1 de julio del 2019 al 30 de abril del 2021) y 3,758 (1 de mayo del 2021 al 30 de setiembre del 2024) da el siguiente valor.

Cuadro N° 6.10
PROPUESTA Osinerghmin: Montos dejados de percibir (soles) para el SCTLN de CVC

Periodo	Costo Medio Anual (S/)				
	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	Total
Del 1 de julio 2019 al 30 de abril de 2020	216 893	91 031	-	23 273	331 196
Del 1 de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	260 271	109 237	-	27 928	397 435
Del 1 de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	1 601 725	672 249	-	171 869	2 445 842
Del 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	1 601 725	672 249	-	171 869	2 445 842
Del 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	1 601 725	672 249	-	171 869	2 445 842
Del 1 de mayo 2024 al 31 de octubre de 2024	800 862	336 125	-	85 934	1 222 921
TOTAL	6 083 200	2 553 139	-	652 741	9 289 080

Dicho monto deberá considerarse en el proceso de Liquidación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT correspondientes al año 2025.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por CVC, se concluye lo siguiente:

- a) Los acuerdos remunerativos pactados gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinerghmin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio, esto se detalla, en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.
- b) El porcentaje de la instalación que tiene que pagar el AD2 es de 60,62%, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025, la responsabilidad de pago del AD2 corresponderá actualizarse en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- c) El CMA fijado para el Sistema Tierras Nuevas es de S/. 3 408 848, el cual está expresado al 31 de diciembre del 2013 y corresponde ser actualizado en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- d) El CMA que corresponde pagar los usuarios del AD2 es de S/. 397 435 para el periodo comprendido entre el 1 de julio del 2019 hasta el 30 de abril del 2021 y de S/. 2 445 842 para el periodo comprendido entre el 1 de mayo del 2021 hasta el 30 de abril del 2025.
- e) Fijar el cargo de peaje del SCTLN, cuyo titular es CVC, al AD2, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025; cuyos valores se muestran en el siguiente cuadro. Estos montos se actualizarán en cada fijación tarifaria.

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S./kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1178	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	
	AT	-	
	AT/MT	0,0126	

- f) Corresponde incluir en los saldos de liquidación del año 2025, el valor de S/. 9 289 080 (sin interés) a favor de CVC, por los montos dejados de percibir desde el 1 de julio del 2019 hasta el 31 de octubre del 2024.
- g) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe los peajes y saldos de liquidación que debe pagar el AD2 a favor de CVC por el uso del Sistema Tierras Nuevas, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.

[sbuenalaya]

/jacc-ksg

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.
- Anexo B** Diagrama Unifilar del Sistema según información del Titular CVC.
- Anexo C** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de Opiniones y Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de CVC a la PREPUBLICACIÓN

El 27 de agosto del 2024 mediante carta CEV N° 2828-2024/GG.GG, CVC presentó sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN las cuales se analizan a continuación:

1. CVC considera incompleta la regulación tarifaria de la PREPUBLICACIÓN debido a que ante la negativa de pago por parte de H2OImos y de Clientes Libres a suscribir contratos de pago sostenido en el tiempo por el servicio de transmisión brindado a través de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones Felam y Tierras Nuevas asociadas; solicita la intervención regulatoria subsidiaria de Osinergmin, a fin de que establezca la responsabilidad de pago por el uso de estas instalaciones; sin embargo, no se establecen las compensaciones que debe pagar H2OImos en su calidad de requirente de las instalaciones, obviamente respetando los términos de los contratos de Concesión de Riego (suscrito entre H2OImos y el Gore Lambayeque), Servicio de Riego (suscritos entre H2OImos y sus usuarios de riego), Obligación de Hacer (suscrito entre H2OImos y CVC) y el de Transferencia de Alícuota y su adenda (suscritos entre H2OImos y CVC), documentos puestos a disposición de Osinergmin para fines de la presente regulación.

Por tanto, solicita fijar las compensaciones que debe pagar H2OImos desde noviembre de 2014, puesto que de lo contrario continuará sin pagar (free rider) a CVC por la capacidad de 7,5 MVA (equivalente a la alícuota de 5% de la LT Felam – Tierras Nuevas de 150 MVA) que ha reservado como parte de los activos de la infraestructura considerada en la Concesión de Riego, componente que indefectiblemente viene cobrando a sus Usuarios a través de la Tarifa de Riego desde noviembre del año 2014, recaudación que corresponde ser transferida a CVC.

Análisis de Osinergmin

En relación con las compensaciones que, según CVC debe pagar H2OImos, se evidencia que existe un acuerdo libremente negociado entre ambas partes. Este acuerdo establece las configuraciones y especificaciones para la ejecución de las instalaciones, por lo que se catalogó como un SCTLN al amparo de lo dispuesto en el literal c) del artículo 27.2 de la Ley 28832. En el caso concreto no se otorga al regulador la facultad de fijar una compensación en un contrato negociado de manera libre. Osinergmin no puede impedir su ejecución privada ni regular el uso sujeto a un acuerdo remunerativo, puesto que no reviste connotación para el derecho público.

La presente opinión respecto al acuerdo remunerativo, se complementa con lo señalado en los Informes Legales N° 597-2024-GRT y N° 672-2024-GRT (este último que complementa al presente informe).

Conclusión

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

2. CVC sustenta que, se incurre en error al considerar que, desde el inicio, la capacidad reservada como parte de los activos de la Concesión de Riego es de 15 MVA (equivalente a 10% de la capacidad de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas de 150 MVA).

Agrega que, en el tercer párrafo de la Cláusula Cuarta del Contrato de Transferencia de Alícuota, se indica:

(...). El nuevo porcentaje de participación en la Línea de Transmisión de 150MVA así

determinado por el experto entrará en aplicación a partir del término de la Concesión, siendo el Concedente titular de los derechos de cobro y los flujos dinerarios correspondientes a la nueva alícuota, en caso ésta sea reajustada.

Sobre lo mismo, en el tercer párrafo de la Cláusula Segunda de la Adenda 1 al Contrato de Transferencia de Alícuota, se señala:

En la medida que el experto determinase un incremento en la participación del Concedente sobre la alícuota del 5% de la Línea de Transmisión con capacidad de 150 MVA de conformidad con la Quinta Adenda al Contrato de Concesión, H2OImos pagará a Coelvisac US\$250,000 (Doscientos Cincuenta Mil dólares de los Estados Unidos de Norteamérica) en caso el incremento sea en un 5%, más los intereses al 4% a una tasa de interés simple anual. En caso el incremento sea menor, H2OImos pagará el monto proporcional al incremento sobre la alícuota.

Por tanto, CVC señala que, para la presente regulación tarifaria Osinermin debe considerar 7,5 MVA (equivalente a la alícuota de 5% sobre la capacidad de la Línea de Transmisión Felam – Tierras Nuevas de 150 MVA) como la capacidad reservada comprendida en los activos de la Concesión de Riego durante el período de vigencia de la Concesión de Riego, siendo materia de una regulación futura en caso se dé algún incremento de la alícuota de 5%.

Agrega que, se tiene contemplada la revisión de la proporcionalidad de pago en cada fijación tarifaria, con lo cual se tiene a futuro el mecanismo para internalizar en la regulación no solo alguna variación de dicha alícuota sino también para incluir la contribución en el pago de Clientes Libres o Generadores que se conecten en AT o MAT y resulten utilizando la Línea de Transmisión Felam – Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas, como por ejemplo: el cliente libre existente Agrolmos que por la magnitud de su carga decida conectarse en 60 kV, la planta existente de Cogeneración de Agrolmos con proyecto a conectarse en 60 kV, la futura Central Eólica Zapote o en el mediano plazo la futura C.H. Olmos.

Análisis de Osinermin

La definición del acuerdo remunerativo de la capacidad de hasta 15 MVA es parte del derecho privado, según lo previsto en los documentos contractuales y se sujetan a los medios de solución de controversias allí previstos; en tal sentido, la fijación administrativa interviene para regular el uso del exceso de 15 MVA.

Cabe señalar que, un mayor análisis respecto al uso por exceso de capacidad de 15 MVA se desarrolla en los Informes Legales N° 597-2024-GRT y N° 672-2024-GRT (este último que acompaña al presente informe).

Conclusión

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

3. CVC solicita se revise la determinación de la inversión correspondiente al Sistema Tierras Nuevas, teniendo en cuenta que en la SET Felam se ha implementado un sistema de doble barra 220 kV (con interruptor más seccionador de transferencia) en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.1.2 del Anexo 1 “Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas” del Procedimiento Técnico COES N° 201 – PR-20 (versión vigente al año 2014).

Añade que, la implementación de la SET Felam en doble barra se fundamenta en el

numeral 4.2 del Informe COES/DP-SNP-EPO-035-2013, de fecha 28 de octubre 2013, donde se señala que el punto de conexión al SEIN del Sistema de Transmisión Felam – Tierras Nuevas es considerado como parte de un Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR).

Agrega que, el concepto de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) está referido a la capacidad de la instalación (equilibrio entre la oferta y la demanda) de menor costo respecto a otras alternativas excluyentes comparables, mientras que la configuración del sistema de barras en una subestación está condicionado a un requisito técnico sobre la flexibilidad y confiabilidad necesarias para una adecuada operación y mantenimiento del sistema eléctrico, requisito de cumplimiento obligatorio para que se permita la conexión de la instalación al SEIN. En otras palabras, la configuración de la doble barra 220 kV era requisito mínimo de diseño que CVC estaba obligado a implementar, de acuerdo con la normativa vigente y lo dispuesto por el propio COES, lo cual no se puede desconocer.

Además, sostiene que debe tenerse presente que el PR-20 es aprobado por el OSINERGMIN y según el Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, toda disposición normativa es de cumplimiento obligatorio de las autoridades administrativas y del administrado.

Asimismo, añade que, debe tenerse en cuenta que en el proyecto ITC 220 kV Felam-Tierras Nuevas-Salitral del Plan de Transmisión 2025-2034 publicado y el proyecto LT 220 kV Felam-Sureños aprobado recientemente en el Plan de Inversiones 2025-2029, se considera el sistema doble barra 220 kV en la SET Felam, por lo que no resulta coherente forzar sin sustento válido de que el SEA corresponda a un sistema en simple barra 220 kV en la SET Felam.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, es importante hacer notar que, CVC presenta como sustento la carta COES/DP-SNP-EPO-035-2013 donde el COES le envía observaciones al Estudio de Pre Operatividad enviado por CVC; sin embargo, dicho informe no califica expresamente al Sistema Tierras Nuevas como un STTR, ni tampoco considera los criterios considerados para calificarlo como STTR o Sistema de Transmisión Local (STL).

4.2 Según lo establecido en el capítulo 1 "Criterios mínimos de diseño de Sistemas de Transmisión: Troncal Regional", del PR-20, el diseño de las instalaciones en el Punto de Conexión, el Titular del Proyecto deberá considerar lo siguiente:

Fuente: Extracto de carta COES/DP-SNP-EPO-035-2013

Además, según el numeral 5 del PR-20 (versión vigente al año 2013), el Sistema Tierras Nuevas tiene características de un STL; y para los STL el PR-20 consideraba que el sistema de barras es a propuesta de la empresa, no limitándose a un tipo de sistema de barras en específico.

- 5.34. Sistema de Transmisión Local (STL): Sistema conformado por instalaciones de Transmisión en 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.
- 5.35. Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 500 kV de tensión nominal o por las instalaciones de 220 kV de tensión nominal que conecten las Áreas Operativas del SEIN (Por ejemplo: las líneas de transmisión 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya que conectan las Áreas Operativas Centro y Sur).
- 5.36. Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 220 o 138 kV de tensión nominal que conectan zonas de generación y carga dentro de las Áreas Operativas del SEIN. (Por ejemplo: las líneas de transmisión de 138 y 220 kV que unen el Sur Este con el Sur Oeste del Área Operativa Sur).

Fuente: PR-20 COES, vigente al año 2013

Además, según lo establecido en el numeral 12.1.8.g de la Norma Tarifas, se indica que se considera un sistema simple barra, y que una configuración distinta debe ser debidamente sustentada, aspecto que no ha sido realizado por CVC en la presente opinión.

12.1.8.g Se considera un sistema de barras simple tanto en MAT, AT como en MT. La propuesta de una configuración distinta a la indicada, deberá ser debidamente sustentada.

Fuente: Norma Tarifas

Finalmente, en relación a los últimos proyectos aprobados en el Plan de Transmisión y el Plan de Inversiones conectados a la SET Felam, se consideró la conexión doble barra en dicha subestación debido a que, en el primer caso el COES en su planificación considera la necesidad de una ITC, mientras que para el caso de la SET Sureños, cuyo Sistema eléctrico a remunerar (SER) fue definido en la planificación del Plan de Inversiones, se partió de la configuración real de los sistemas existentes conforme a la Norma Tarifas, donde se verificó que la actual conexión de la SET Felam es de doble barra. Ambos proyectos son producto de una planificación que debe considerar una red del año inicial real, diferente al caso que nos ocupa, donde si bien la SET Felam se construyó en doble barra, esto no implica que el SEA a reconocerse deba considerarse también como un sistema doble barra.

Conclusión

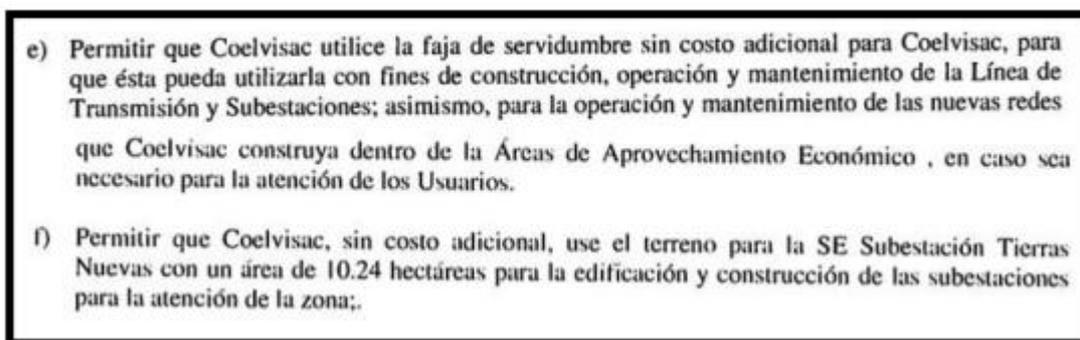
Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

- CVC solicita asignar un costo comercial para los terrenos donde se han implementado las subestaciones Felam y Tierras Nuevas, ya que éstos han sido cedidos por el Gobierno Regional de Lambayeque como parte de su contribución para reservarse la alícuota de 5% sobre la inversión total de la LT 220 kV Felam-Tierras Nuevas de 150 MVA de capacidad (equivalente a 7,5 MVA) como activos comprendidos en la infraestructura de la concesión de riego otorgada a H2OImos, con base en lo cual el GORE Lambayeque ha puesto en valor estos activos para los cuales en su debida oportunidad podrá solicitar la regulación tarifaria correspondiente.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe señalar que, según lo establecido en el literal a) del artículo 109 de la LCE, los concesionarios están facultados a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Además, en el Contrato de Obligación de Hacer, se señala que el GORE Lambayeque ha cedido a CVC terrenos para utilizarlo en la línea de transmisión y en la subestación.



Fuente: Contrato de Obligación de Hacer

Finalmente, es importante hacer notar que, CVC no ha demostrado de manera documentada que haya realizado un trato directo o negociación con el propietario afectado para llegar a un acuerdo sobre el pago de la compensación y/o indemnización, así como las facturas, boletas o depósitos donde se demuestren los pagos realizados por el uso del terreno; esto con la finalidad de permitir evaluar a Osinergmin la consideración de un costo de terreno.

Mayor detalle se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

En consecuencia, no corresponde considerar el costo del terreno para el análisis del SEA.

Conclusión

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

5. CVC solicita revisar el procedimiento de actualización del CMA para la determinación de los peajes, ya que al valor actualizado en dólares se le aplica un factor de reducción (Tc_0 / Tc_1) injustificado.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión del archivo "F-500_Felam_SCTLN.xls" se observa que, si bien en la hoja "SCT" se multiplica por el factor " Tc_0 / Tc_1 "; en la hoja "F-515" se multiplica por el valor " Tc_1 ". Resultando el CMA original, multiplicado por el factor de actualización establecido en la Norma Tarifas y finalmente expresado a soles, dado que el peaje se determina en céntimos de sol el kWh.

De no considerar este factor, implicaría actualizar el CMA valorizado en dólares en cada fijación tarifaria, aspecto que, se considera incorrecto, puesto que la fórmula de actualización incluye el efecto de la volatilidad del tipo de cambio y en consecuencia el CMA debe expresarse en soles. Cabe señalar que desde la fijación tarifaria que

corresponde al periodo 2013-2017 (primera vez que se actualizaron los CMA), se viene actualizando el CMA en soles y de forma similar al procedimiento realizado en la PREPUBLICACIÓN.

Por lo indicado, no corresponde dejar de multiplicar por el factor ($Tc0 / Tc1$); sin embargo, corresponde expresar en soles el CMA (valores del Cuadro N° 6.4) y los Montos dejados de percibir que se encuentran en los Cuadro N° 6.9 y N° 6.10, los cuales serán reflejados en la correspondiente Resolución.

Conclusión

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

6. En cuanto al monto dejado de percibir por CVC, la opinante solicita tener presente el concepto de valor del dinero en el tiempo y costo de oportunidad del capital, máxime ante la certeza de que el oportuno y eficiente servicio de transmisión a través de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas ha generado y continúa generando riqueza a H2Omos y sus Usuarios de Riego y desde abril 2017 genera beneficios económicos a toda el AD2 mediante la reducción del precio de la potencia y energía, conforme ha sido sustentado en su PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe señalar que, la tasa del 12% (artículo 79 de la LCE) con un periodo de recuperación de 30 años, recoge en sí lo que es el costo de oportunidad de capital entendida como el rendimiento de la inversión. Asimismo, el concepto de valor del dinero en el tiempo se recoge con el uso del factor de actualización que es la suma de la variación de los índices macroeconómicos, entre otros, en el tiempo.

En ese sentido, se debe indicar que el CMA inicial fue considerado con índices macroeconómicos al año 2013, los cuales han sido actualizados con los índices de los años 2019 y 2021, según corresponda; actualización que se efectuará en cada proceso de fijación tarifaria con la finalidad de mitigar los riesgos de las empresas ante diversos escenarios macroeconómicos.

Por otro lado, respecto a los beneficios señalados por CVC como la reducción de los precios de potencia y energía a causa del ingreso del Sistema Tierras Nuevas, esto fue evaluado en la PREPUBLICACIÓN concluyéndose que la reducción de los peajes y las pérdidas medias se debieron a distintos factores y no exclusivamente a la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas; por ejemplo, la proyección de demanda optimista realizada en la Fijación de Peajes 2017-2021.

Finalmente, en concordancia con lo señalado en los Informes Legales N° 597-2024-GRT y N° 672-2024-GRT (este último que acompaña al presente informe), se reitera lo indicado en la PREPUBLICACIÓN, respecto de que ha sido responsabilidad exclusiva de CVC no haber solicitado una fijación de peajes por uso de terceros con anterioridad al año 2024.

Conclusión

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

7. CVC señala que, en los formatos F-200 y F-300 se está omitiendo la línea de transmisión 220 kV de 0,07 km comprendida entre el punto de seccionamiento en PI de la LT Chiclayo Oeste – La Niña a las barras de la SET Felam

Análisis de Osinergmin

De la evaluación realizada se verifica que, para realizar la conexión desde el tramo de línea existente hasta la entrada a la subestación se requiere un tramo de línea que debe ser seccionada. Al respecto, CVC señala que el tramo de línea a seccionar es de 0,07 km; si bien no envía sustento como el trazo de ruta o planilla de estructuras, se revisó esta información en el Google Earth verificando que la longitud seccionada es de 0,07 km.

Por lo tanto, se acepta la inclusión, dentro del cálculo del SEA, de un tramo de 0,07 km.

Conclusión

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

8. CVC señala que, en los formatos F-200 y F-300, se observa que en la SET Felam la Alternativa 1 considera SSAA de 50 kVA – 33 kV mientras que en la Alternativa 2 considera uno de 160 kVA – 23 kV, por ello se solicita uniformizar las alternativas tomando en cuenta un SSAA de 160 kVA - 23 kV por las razones explicadas en su PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinergmin

Respecto a los servicios auxiliares (SSAA) considerados en las alternativas de la SET Felam, se tomó los siguientes criterios:

- En la Alternativa 1, se considera una potencia de 50 kVA, debido a que es una subestación de derivación y solo se requiere para su funcionamiento 50 kVA para los SSAA. Además, de la información enviada por CVC en su PROPUESTA FINAL señala que el transformador instalado es de 60 kVA, por lo cual, se ha considerado el valor de 50 kVA que es el estándar más cercano.
- En la Alternativa 2, se considera una potencia de 160 kVA, debido a que pasaría a ser una subestación de transformación con devanados de 220 kV y 60 kV, por lo cual, se requiere mayor prestación de SSAA.

Por lo tanto, no corresponde modificar las potencias de los SSAA consideradas en la PREPUBLICACIÓN.

Conclusión

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

9. CVC señala que, en los archivos Excel “F-205_Felam_SCTLN” y “F-300_400_Felam_SCTLN”, pestaña “F-303 Alt1” se está cometiendo un error en la asignación del tipo de moneda (Nacional y Extranjera) – está al revés

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado el archivo “F-205_Felam_SCTLN.xls” (hoja “121-2014”) y archivo “F-300_400_Felam_SCTLN.xls” (hoja “121-2014”), verificándose una inconsistencia en la asignación del tipo de moneda, la cual se ha corregido.

En ese sentido, corresponde corregir la hoja base ‘121-2014’ en los archivos respectivos para reflejar estas modificaciones.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de PEOT a la PREPUBLICACIÓN

Mediante correo electrónico del 3 de setiembre del 2024, PEOT presentó sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN las cuales se analizan a continuación.

1. PEOT señala que, de la revisión al informe técnico N° 596-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 157-2024-OS/CD, el regulador no indica si CVC ha cumplido con el requisito de admisibilidad referido al acuerdo de las condiciones de acceso con Electronorte o el mandato de conexión. En ese sentido solicita al Osinergrmin que verifique si CVC ha cumplido con los requisitos de admisibilidad establecidos en el Anexo A.3 del “Procedimiento para fijación de peajes y compensaciones de sistemas complementarios de transmisión cuyos cargos corresponde asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes” de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, específicamente en relación con el acuerdo de condiciones de acceso con el titular de las instalaciones del sistema complementario de transmisión (SCT) o un mandato de conexión. Esto es crucial para fundamentar la admisibilidad de la solicitud de CVC.

Análisis de Osinergrmin

Al respecto, PEOT no ha considerado que la conexión del SCTLN Línea de Transmisión 220 kV Felam -Tierras Nuevas a la SET Pampa Pañala (propiedad de Electronorte) fue parte de un planeamiento de la transmisión, el cual fue aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021, mediante la Resolución N° 104-2016-OS/CD publicada en mayo del 2016.

Por lo tanto, se considera que, en el caso de las instalaciones que son aprobadas por Osinergrmin como resultado de los Planes de Inversión, es decir, para las que les corresponde la fijación de una tarifa a ser asumida por los usuarios, es de aplicación lo dispuesto en el artículo 139 del RLCE, conforme está indicado en su literal a) numeral V) donde se establece que la ejecución del Plan de Inversiones es de cumplimiento obligatorio.

Adicionalmente, se debe tener presente que Osinergrmin mediante la Resolución N° 136-2019-OS/CD, de julio del año 2019, dictó mandato de conexión a favor de CVC, con la finalidad de que Electronorte le permita conectar la LT 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañalá a la SET Pampa Pañalá.

En adición a lo anterior, cabe precisar que el análisis de opinión sobre los requisitos de admisibilidad se complementa con lo señalado en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que acompaña al presente Informe Técnico.

Conclusión

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

2. PEOT cuestiona la fecha de inicio de julio de 2019 para el uso por parte de un tercero de más de 15 MVA, solicitando al Osinergrmin que revise si esta fecha tiene un impacto en el incremento de los peajes para el AD2. Se argumenta que este incremento podría tener un efecto retroactivo en los pagos de peaje desde esa fecha, lo que podría contradecir principios legales establecidos en la Ley de Procedimiento Administrativo General.

Análisis de Osinergrmin

Al respecto, el análisis de esta opinión relativa al plazo de prescripción se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que acompaña al presente Informe Técnico.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe señalar que, la consideración del pago a partir de julio del 2019, se debe a que es en dicha oportunidad en la que se considera la conexión del tercero, la cual ha sido determinada como la fecha en que la demanda que se alimenta a través de la LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas sobrepasa los 15 MVA, para lo cual se ha utilizado los registros de mediciones en la barra de 220 kV de la SET Tierras Nuevas, con información reportada por las empresas en el Sistema de Información de Registros de Mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica (SIRPIT), esto se sustenta en el numeral 6.1 del presente informe.

Conclusión

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

3. PEOT pide aclaraciones sobre si, con los peajes aprobados a favor de CVC para el 30 de septiembre de 2024, la concesionaria podrá cumplir con la transferencia de saldos de peajes recaudados en años anteriores a las empresas titulares de transmisión, como PEOT. Se menciona un saldo pendiente de S/ 242 952,71 que CVC debe transferir a PEOT, lo que es relevante para garantizar la remuneración de las inversiones en transmisión.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe mencionar que, el presente proceso regulatorio tiene por objetivo evaluar si corresponde realizar una Fijación Tarifaria para el Sistema Tierras Nuevas; por lo cual, no corresponde al presente proceso pronunciarse por los saldos pendientes de transferir entre agentes.

Sin perjuicio de lo señalado, se debe indicar que, las empresas tienen la obligación de transferir el íntegro de lo recaudado de los usuarios finales por concepto de peajes SST y SCT a los Titulares de transmisión de sus respectivas Áreas de Demanda en cumplimiento de los numerales 5.6 en su literal c), numeral 6.3 en sus literales b) y c) y otros del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los SST y/o SCT”, aprobado mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD y modificado con Resolución N° 242-2021-OS/CD.

Mayor detalle se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELECTRONORTE a la PREPUBLICACIÓN

Con Carta ENSA-GR-1243-2024 del 4 de setiembre del 2024, Electronorte S.A. (Electronorte) presentó sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN las cuales se analizan a continuación.

1. Electronorte señala que, en el "Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas", publicado por CVC, se han detectado las siguientes inexactitudes en los anexos: los documentos no corresponden a los suscritos por las partes, carecen del visto bueno de los firmantes y las páginas no están numeradas correctamente.

Además, Electronorte agrega que, aunque el ente fiscalizador no tiene la capacidad de determinar la autenticidad de un documento, sí debe ejercer control sobre la documentación que recibe, especialmente cuando esta sirve como prueba de un derecho, en cumplimiento del Principio de Verdad Material. Por ello, se solicita a Osinerghmin que publique la copia original del contrato y sus anexos en el Informe Técnico, en cumplimiento del Principio de Transparencia y conforme a la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, como fue requerido el 27 de agosto de 2024.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la veracidad de información presentada por CVC, específicamente en relación al "Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas" y la publicación del mismo, debe considerarse el análisis legal contenido en el Informe Legal N° 672-2024-GRT que complementa el presente Informe Técnico.

En atención al referido análisis, resulta pertinente reiterar que, en cumplimiento de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública y en los plazos correspondientes, se respondió la solicitud de Acceso a la Información Pública (SAIP) el 9 de setiembre del 2024, proporcionando la información requerida [copia magnética del "Contrato de Obligación de hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas", incluidos sus anexos, que se indica en el numeral 3.3 del Informe Legal 597-2024-GRT, publicado con la Resolución 157-2024-OS/CD], la cual ya estaba publicada, al momento de la solicitud SAIP, en el portal web de Osinerghmin, como consta en la respuesta brindada, en la que se indica los enlaces de acceso a dichos documentos.

Conclusión

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

2. Electronorte señala que el Informe Legal N° 597-2024-GRT, en su numeral 3.3, hace referencia a lo siguiente: "(...) el Apéndice 2 del Anexo 1 del Contrato de Concesión establece entre las obras a ser ejecutadas por el Concesionario, una Línea de Transmisión (...)". Sin embargo, aunque el documento menciona la existencia de dicho anexo, este no ha sido publicado por Osinerghmin, lo que impide tener certeza sobre el contenido del "Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas", especialmente cuando se menciona la ejecución de una línea de transmisión entre las subestaciones Felam y Tierras Nuevas, en 220 kV, con una capacidad de transporte de 150 MVA y la ejecución de una subestación de transformación de 60 MVA, que fueron puestas en operación en el año 2014.

Electronorte agrega que, al revisar los archivos remitidos por CVC a Osinerghmin y publicados en su página web, se encontró un documento en la carpeta denominada

“Anexo G Anexos de Cont Obli Hacer” titulado “ANEXO 1 MEMORIA DE PROTECCIONES.docx”, que contiene descripciones detalladas de las obras contractuales a implementarse.

En los párrafos siguientes, Electronorte describe que el “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” precisa los detalles técnicos del equipamiento de las líneas de transmisión y subestaciones, así como sus capacidades de transporte y transformación de potencia. Al respecto, observa que Osinerghin no habría analizado a profundidad los siguientes aspectos:

- Los datos técnicos publicados indican que el tipo de conductor (ACAR 405 mm²) y su sección (405 mm²) corresponden a una capacidad de transmisión del orden de los 150 MVA.
- La capacidad de transformación prevista en el contrato para la subestación Tierras Nuevas también es del orden de 150 MVA.
- El diagrama unifilar del proyecto corrobora la construcción de una subestación con una capacidad de transformación de 60 MVA.

Electronorte añade que el alcance del proyecto, según los documentos del contrato entre CVC y H2OImos, establecía la ejecución de una línea de transmisión en 220 kV con una capacidad de 150 MVA, así como la subestación Tierras Nuevas con una capacidad de transformación de 60 MVA (ONAN).

Finalmente, Electronorte solicita a Osinerghin reevaluar el análisis legal realizado, ya que el contrato “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” establece claramente las características del equipamiento a ejecutar, constituyendo una obligación para el concesionario. Por tanto, es necesario contar con toda la documentación correspondiente para asegurar el cumplimiento del contrato, y esta información fue requerida a Osinerghin el 27 de agosto de 2024, bajo la “Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública”, aprobada por Decreto Supremo N° 043-2003-PCM y sus modificatorias.

Análisis de Osinerghin

Para la elaboración del presente informe técnico, así como para la información consignada en la PREPUBLICACIÓN publicada con Resolución N° 157-2024-GRT, Osinerghin ha tomado en consideración el Contrato de Obligación de Hacer y sus respectivos Anexos, así como la información enviada por CVC en su PROPUESTA FINAL, y de los diversos agentes interesados incluido la Carta N° ENSA-GT-APG-0581-2024 enviada por Electronorte.

Con relación a la observación de Electronorte en la que menciona que Osinerghin no ha publicado el “Contrato de Concesión para el Diseño, Financiamiento, Construcción, Operación y Mantenimiento del Proyecto Irrigación Olmos”, debemos aclarar que lo señalado es incorrecto debido a que dicho documento se encuentra como un anexo adjunto a la Carta de la empresa Agrolmos de marzo de 2024 publicada en el siguiente enlace de la web de Osinerghin:

https://www.osinerghin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/Procedimiento-Fijacion-Peajes-SCT-2024/3.%20AGROLMOS.pdf.

Adicionalmente, dicho contrato de concesión y toda la documentación respecto a la concesión del Proyecto de Irrigación Olmos, se puede encontrar en el siguiente enlace

de la página web del Gobierno Regional de Lambayeque, Proyecto Especial Olmos Tinajones:

<https://www.regionlambayeque.gob.pe/web/tema/detalle/2014?pass=MTA1Nw==https://www.regionlambayeque.gob.pe/web/tema/detalle/2014?pass=MTA1Nw==>.

De la información revisada, se evaluó el alcance considerado en el Contrato de Obligación de Hacer, donde se refiere a una instalación de 150 MVA con una tensión de 220 kV. Sin embargo, la determinación de la inversión a reconocer para el Sistema Tierras Nuevas, se efectuó en base a un SEA en concordancia con lo señalado en el numeral 10.4 de la Norma Tarifas. Dicha evaluación y determinación de un SEA obedece a que, de la información revisada, se identifica la utilización del referido Sistema Tierras Nuevas por el AD2, en adición al alcance establecido contractualmente.

Si bien la obligación de CVC establecida en el contrato, señala que CVC tiene la obligación de construir una línea de transmisión en 220 kV de 150 MVA; esto no implica que los terceros que hagan uso de dicha instalación lo puedan usar sin realizar pago alguno. Por lo tanto, corresponde determinar un peaje para los terceros por el uso de esta instalación en cumplimiento con lo establecido en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE.

Respecto a la consideración de un conductor de 400 mm² para la línea de transmisión y una potencia de 60 MVA para el transformador; se responde en el Análisis de Osinergmin a la opinión 5 de Electronorte.

Por otro lado, sin perjuicio de que Electronorte no detalla qué extremos de la interpretación legal de Osinergmin sobre la asignación de capacidades no se ajustaría a derecho, cabe indicar que el análisis sobre la reevaluación solicitada se encuentra contenida en el Informe Legal N° 672-2024-GRT que complementa al presente Informe Técnico.

Conclusión

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

3. Electronorte señala que en el numeral 3.1 del Informe Legal N° 597-2024-GRT, Osinergmin establece que su intervención es subsidiaria, restringiendo su participación administrativa a acuerdos pactados libremente por las partes. Osinergmin indica que su intervención comienza cuando terminan los acuerdos entre los agentes, y se enfoca en los usuarios que no tienen acuerdos, para establecer una remuneración justa y evitar la existencia de "free riders" (usuarios que se benefician sin pagar).

Sobre esto, Electronorte observa que Osinergmin no ha considerado que el contrato entre H2O y CVC estableció claramente las características técnicas y capacidades del proyecto, tal como se ejecutaron finalmente, lo que hace innecesaria la interpretación de Osinergmin sobre la asignación de capacidades.

En el numeral 3.3 del mismo informe, Osinergmin señala que su intervención reguladora abarca aquellos aspectos del proyecto eléctrico que no están cubiertos por compromisos contractuales, dentro del proceso regulatorio en curso. Electronorte observa que Osinergmin no puede asegurar que dispone de todos los documentos contractuales relacionados con la ejecución del proyecto. Por tanto, su análisis debería incluir una revisión más exhaustiva de dichos documentos. Electronorte reitera que el contrato "Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas",

suscrito entre H2O y CVC, incluye la ejecución de una línea de transmisión en 220 kV con capacidad de 150 MVA y un transformador de 60 MVA en la subestación Tierras Nuevas, las cuales fueron finalmente ejecutadas.

Además, Electronorte cuestiona que Osinerghmin solo considere dos contratos en su análisis: el contrato de concesión de H2O con el Gore Lambayeque y el “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” entre H2O y CVC. También observa que Osinerghmin no justifica por qué el proyecto LT Felam-Tierras Nuevas se ejecutó con una capacidad de 150 MVA, como se menciona en el siguiente extracto del informe:

“...según la Quinta Adenda, se estableció por diversa justificación, la ejecución del proyecto con una capacidad de 150 MVA.”

Electronorte añade que este tipo de análisis y los procedimientos para determinar el Sistema Económicamente Adaptado (SEA), como se expone en la Resolución N° 157-2024-OS/CD, carecen de un fundamento legal adecuado. Considera que el marco normativo propuesto constituye una innovación sin precedentes regulatorios aplicables a las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN).

En este sentido, Electronorte recalca la necesidad de fundamentar adecuadamente cualquier nuevo enfoque regulatorio, asegurando su conformidad con el marco legal vigente, y promoviendo la transparencia en el proceso normativo. Esto permitiría que ciudadanos y partes interesadas conozcan y opinen sobre las normas que les afectarán, lo que contribuye a la legitimidad y calidad de las mismas.

Según la normativa peruana, el “Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General” (aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS) en su Artículo 14° establece que las entidades públicas deben publicar proyectos de normas de carácter general con una antelación mínima de treinta días antes de su entrada en vigor, salvo casos excepcionales.

Con base en ello, Electronorte concluye que es necesario publicar en el diario oficial El Peruano la resolución que aprueba el proyecto de norma titulado "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT". Esto debe ir acompañado del proyecto normativo, su exposición de motivos y los informes justificativos en la página web de Osinerghmin, permitiendo la recepción de comentarios y sugerencias de los interesados, según el Reglamento General de Osinerghmin y el Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, lo cual no se ha cumplido hasta el momento.

Electronorte solicita a Osinerghmin lo siguiente:

- Reevaluar su criterio de intervención y reconocimiento de inversiones, publicando los contratos y documentos utilizados en su análisis.
- Sustentar por qué su intervención no se limita al análisis del contrato “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas”, que estableció la capacidad de línea y transformadores que fueron finalmente ejecutados.
- Explicar por qué, si la intervención de Osinerghmin es para regular el peaje por el uso de una instalación del SCTLN, no se sigue el mismo enfoque aplicado en otros casos similares, donde se analiza el Costo Medio Anual del SEA y se asignan los pagos entre los clientes libres y los terceros usuarios de la instalación.

Análisis de Osinergrmin

Conforme se señala en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, la PREPUBLICACIÓN contiene el proyecto de un acto administrativo con decisiones regulatorias, en función de la normativa existente y de los criterios técnicos, legales y económicos aplicados a un caso concreto a resolver, y no se trata de la emisión de un acto reglamentario emitido como parte de un proceso de formación normativa, independientemente de haberse efectuado la prepublicación para comentarios de los interesados.

Por otro lado, respecto a lo señalado por Electronorte sobre que el enfoque regulatorio que se aplica en la presente regulación no sigue el mismo enfoque de otros casos similares, se responde en el Análisis de Osinergrmin a la opinión N° 5.

Conclusión

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

4. Electronorte señala que Osinergrmin no ha precisado, en su informe, la base normativa ni el procedimiento de cálculo aplicable para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado (SEA) en las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT).

Al respecto, Electronorte revisa la normativa aplicable y menciona las siguientes disposiciones relevantes:

- I. El Numeral ii) del literal c) (“Configuración del Sistema Eléctrico a remunerar”) del RLCE indica sobre el SEA:

“II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado”

- II. Cabe precisar que los literales b) y c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832, indican lo siguiente:

“Artículo 27°.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (...)

b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. 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.

c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación.

Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.”

- III. Asimismo, el Anexo de la LCE define el sistema económicamente adaptado de la siguiente manera:

“14. Sistema Económicamente Adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.”

- IV. Además, el artículo 133 del RLCE señala el criterio vigente en la Ley respecto a un Sistema Económicamente Adaptado:

“CRITERIO PARA DETERMINACION DEL SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

Artículo 133°.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema.”

- V. Complementariamente, es del caso indicar que el Decreto Supremo 029-2002-EM, señalaba los criterios para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado de los Sistemas Secundarios de Transmisión:

“Artículo 1°.- Para la aplicación del artículo 49° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Sistema Económicamente Adaptado, para atender las demandas servidas exclusivamente por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, deberá ser determinado considerando, también, los siguientes criterios:

- a) En los sistemas radiales se utilizará como demanda actualizada el valor presente de los flujos de energía y/o potencia que permita transportar las respectivas instalaciones en condiciones de eficiencia. La demanda anual mínima a considerar será igual al 50% de la capacidad de transporte de dichas instalaciones;*
- b) En sistemas con otras configuraciones, las respectivas instalaciones de transmisión deberán permitir la atención eficiente de la demanda a la cual prestarán el servicio, cumpliendo con los estándares de calidad correspondientes;*
- c) La tarifa resultante para una demanda atendida por una línea radial, utilizando los cargos de transmisión correspondientes, en ningún caso podrá superar la tarifa resultante de un sistema térmico aislado típico A definido por OSINERG para la fijación de tarifas en barra.”*

Por otro lado, la Norma Tarifas, aprobada por Resolución 217-2013-OS/CD y modificatorias, precisan las diferencias entre la determinación de un Sistema Económicamente Adaptado y la determinación de un Plan de Inversiones, estos son únicamente criterios y no constituyen un procedimiento de determinación de un SEA, tal y como se muestra a continuación:

“(…)

11.4. Las diferencias en los criterios para la definición del SEA y el Plan de Inversiones son:

- a) Para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real de los puntos de conexión o del mismo sistema; mientras que*

para la definición del Plan de Inversiones se toma en cuenta la restricción de la tensión en el punto de conexión al SEIN de la nueva instalación.

b) Para la determinación del SEA el titular de un sistema de transmisión debe tomar en cuenta la configuración del SER de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión de dicho titular; mientras que para la definición del Plan de Inversiones se parte de la configuración real de los sistemas existentes. (...)"

En relación con el punto observado por Electronorte, esta entidad reitera que los criterios y procedimientos establecidos por Osinergrmin en la Resolución N° 157-2024-OS/CD para la determinación del SEA carecen de un sustento normativo y legal adecuado. Este argumento ya se había expuesto anteriormente, y Electronorte subraya que esto genera un vacío normativo sobre el procedimiento aplicable para el SEA de instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN).

En caso Osinergrmin opte por continuar utilizando un procedimiento ad-hoc para determinar el SEA en el SCT de Libre Negociación, este debe estar alineado con la definición de SEA establecida en el Anexo de la LCE, que señala que el equipamiento de transmisión debe procurar el equilibrio entre oferta y demanda de energía, buscando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Por lo tanto, solicita a Osinergrmin describir y sustentar el procedimiento regulatorio adecuado para la determinación del SEA de instalaciones del SCTLN. Asimismo, dicho procedimiento debe de cumplir con lo señalado en la definición 14 del Anexo de la LCE, es decir, el resultado del equipamiento de transmisión del SCT de Libre Negociación debe corresponder al equilibrio entre oferta y demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Análisis de Osinergrmin

Electronorte señala la existencia de un vacío normativo, sin embargo, en su propia observación cita las normas donde se establecen los lineamientos para la determinación del SEA, como: la LCE, el RLCE, la Ley 28832 y la Norma Tarifas; esta misma normativa fue aplicada por Osinergrmin. Además, Electronorte no especifica qué normativas o criterios se están transgrediendo en el cálculo del SEA.

Por otro lado, cabe señalar que, el referido Decreto Supremo N° 029-2002-EM fue derogado según lo indica el artículo 3 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM; asimismo, respecto a lo señalado en el artículo 133 del RLCE corresponde para determinar un SEA para el Sistema Principal de Transmisión.

La metodología utilizada para la determinación del SEA en la presente fijación se describe en el numeral 6.3 del presente informe, donde se detalla los criterios utilizados, lo cual es complementado con sus respectivos archivos de cálculo. Además, la metodología de cálculo realizada en el presente proceso es similar a la utilizada en fijaciones de instalaciones de libre negociación en procesos regulatorios anteriores; como, por ejemplo:

- Fijación de la Compensación correspondiente a las dos Celdas de 500 kV de la SET San José, Informe técnico N° 417-2018-GRT.
- Estudio Tarifario para las Instalaciones de la LT 138 kV Huallanca-Pierina de Compañía Transmisora Andina S.A., Informe Técnico N° 208-2015-GART.

Para el presente caso, también se ha realizado el análisis buscando el equilibrio entre la oferta y demanda, por esta razón se analizaron alternativas en 60 kV y 220 kV, concluyéndose que la alternativa de mínimo costo es una instalación en 220 kV.

Por último, Electronorte no señala que normas se estaría transgrediendo con la metodología de cálculo de determinación del SEA que está aplicando Osinerghin, limitándose a cuestionar los criterios adoptados. Es importante hacer notar que, habiéndose identificado la utilización del SCTLN en análisis por parte del AD2, resulta necesaria la determinación del SEA que permita establecer la asignación de responsabilidades para la presente fijación.

En consecuencia, para la determinación del SEA Osinerghin está basándose en las normativas vigentes; además los criterios utilizados para la determinación del SEA son concordantes con los criterios utilizados en procesos de regulaciones anteriores.

Conclusión

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

5. Electronorte informa que se revisaron los archivos de cálculo y resultados de optimización publicados por Osinerghin en la Resolución 157-2024-OS/CD y en el Informe Técnico 596-2024-GRT. Sin embargo, señala que en este último informe no se presenta el detalle de la propuesta final de equipamiento realizada por CVC, aunque dicho detalle puede encontrarse en el documento titulado "ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS DEL SCTLN: LT 220KV FELAM – TIERRAS NUEVAS Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (VERSIÓN FINAL)". Los resultados del SEA determinado por Osinerghin se encuentran en el numeral 6.3 del Informe Técnico 596-2024-GRT.

Electronorte añade que el SEA propuesto por la empresa CVC coincide con el equipamiento que finalmente se ejecutó. En comparación, las propuestas de Osinerghin y CVC son prácticamente iguales en cuanto a los elementos relevantes del equipamiento, lo cual se puede observar en la línea de transmisión de 220 kV Felam - Tierras Nuevas. En ambos casos, se utilizó el mismo módulo de costos estándar, código LT-220COR0PMS0C1400A, que corresponde a una línea de transmisión de 220 kV con una capacidad nominal de 150 MVA, lo que también se verifica en el archivo de flujo de carga publicado por Osinerghin.

Electronorte destaca que Osinerghin reconoce como óptima la inversión en una línea de transmisión con capacidad de 150 MVA, cuando la demanda prevista para dicha línea en el año 2024 es de 24,5 MVA, y en el año 2027 es de 25,9 MVA. Como sustento Electronorte envía capturas de imágenes del archivo de flujo al año 2024 y 2027.

Electronorte también observa que tanto Osinerghin como CVC proponen el mismo tipo y capacidad de transformador para la subestación Tierras Nuevas. En ambas propuestas se utiliza el módulo de costos estándar TP-220060023-060CO1E, correspondiente a un transformador trifásico de 220/60/23 kV y 60 MVA. Nuevamente, se resalta que la capacidad utilizada del transformador para el año 2024 es de 24,5 MVA, y para el año 2027, de 25,9 MVA, cifras que no justifican la instalación de un equipo con una capacidad de 60 MVA.

Electronorte subraya que, a pesar de que la demanda prevista para el año 2027 no supera los 26 MVA, Osinerghin propone reconocer la inversión en una línea de transmisión y un transformador con capacidades muy por encima de la demanda

proyectada. Este sobredimensionamiento, advierte Electronorte, lleva a un mayor reconocimiento de costos que no son eficientes.

Finalmente, Electronorte recalca que la propuesta de Osinergrmin no cumple con la definición de Sistema Económicamente Adaptado establecida en la LCE, la cual exige un equilibrio entre oferta y demanda de energía, con el objetivo de minimizar costos y mantener la calidad del servicio.

Por lo tanto, Electronorte solicita a Osinergrmin que determine el Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Complementario de Transmisión de CVC en cumplimiento de la Ley 25844, garantizando la eficiencia de costos, que eventualmente impacta en las tarifas que pagan los usuarios del servicio público de electricidad, en especial los ubicados en el AD2.

Análisis de Osinergrmin

Electronorte cuestiona que el equipamiento relevante planteado por CVC en su PROPUESTA FINAL es similar que el determinado por Osinergrmin como SEA. Al respecto, el cálculo realizado por Osinergrmin en el numeral 6.3 del presente informe se ha realizado en función a un SEA (equilibrio entre oferta y demanda) donde se evaluó dos alternativas i) LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas y ii) LT 60 kV Felam – Tierras Nuevas, resultando que la alternativa en 220 kV es más económica en equipamiento y pérdidas eléctricas de transmisión. Criterio diferente al que utilizó CVC para la determinación del SEA en su PROPUESTA FINAL.

Cabe señalar que también se evaluó considerar salidas en 60 kV y 220 kV de la SET Chiclayo Oeste; sin embargo, estas alternativas resultaron mucho más costosas debido a la mayor distancia y la necesidad de mayor equipamiento, por lo cual, no se consideraron como Alternativas viables en el presente informe.

Dado que la alternativa planteada por CVC y la determinada por Osinergrmin como SEA resulta una instalación en 220 kV que sale de la SET Felam hacia la SET Tierras Nuevas, es lógico que los equipamientos sean similares; sin embargo, existe una diferencia notable en los montos de inversión solicitados ser reconocidos por CVC (11,1 MM) y Osinergrmin (7,7 MM). La diferencia fundamental con respecto a la PROPUESTA FINAL es la siguiente:

- CVC considera un sistema doble barra, mientras que el SEA considera un sistema simple barra.
- Los costos comunes considerados por CVC son muy superiores a los determinados en el SEA.

Respecto a las especificaciones de la línea de transmisión, se debe indicar que para la determinación del SEA, Osinergrmin consideró el menor calibre disponible en la Base de Datos de Módulos Estándares vigente en la fecha de puesta en servicio de la instalación, que es de 400 mm² para un nivel de tensión de 220 kV.

Por otro lado, con respecto a la consideración de una capacidad de 60 MVA para el transformador de la SET Tierras Nuevas, se ha revisado el registro de mediciones reportado por las empresas al SIRPIT, donde se muestra que la máxima demanda al año 2023 es de 48,10 MVA (ver archivo "Registro de Mediciones (Asignacion).xls"); por esta razón para el periodo de estudio se consideró un transformador de 60 MVA.

Además, respecto a la información de los archivos de flujo, Electronorte señala que la capacidad de la línea de transmisión al año 2024 es de 24,5 MVA y para el 2027 es de 25,9 MVA, sin embargo, no presenta los sustentos de donde obtuvieron dichos valores. Al respecto se ha revisado la información del archivo de flujo publicado en la PREPUBLICACIÓN verificando que al año 2024 y 2027 la potencia que pasa por la LT Felam – Tierras Nuevas es de 45,9 MVA y 50,8 MVA respectivamente.

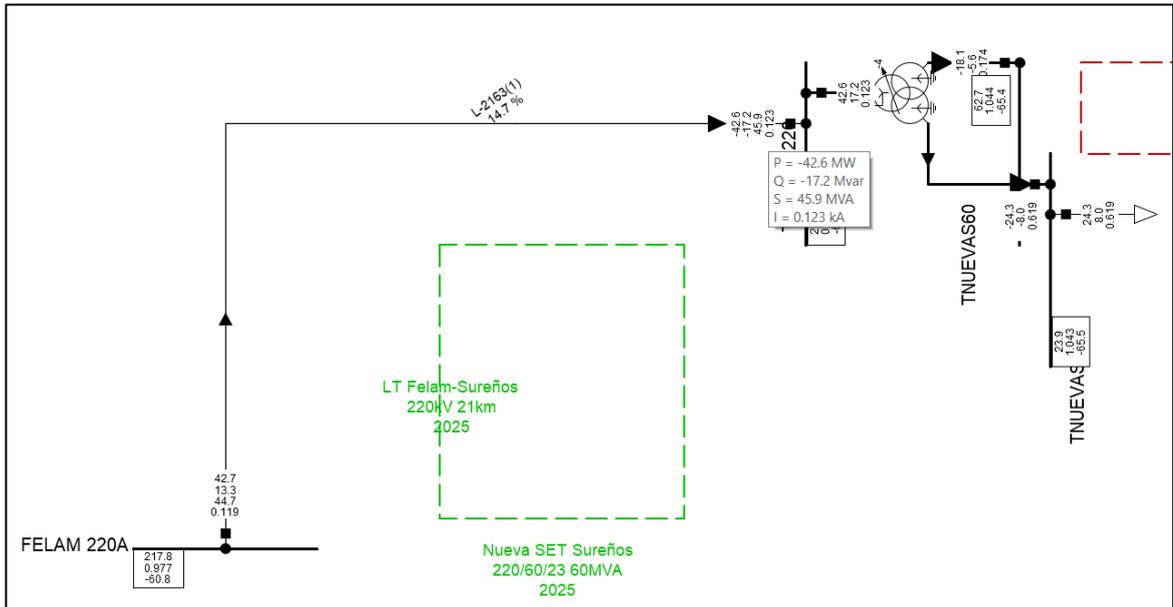


Figura A.2: Flujo de carga LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas 2024

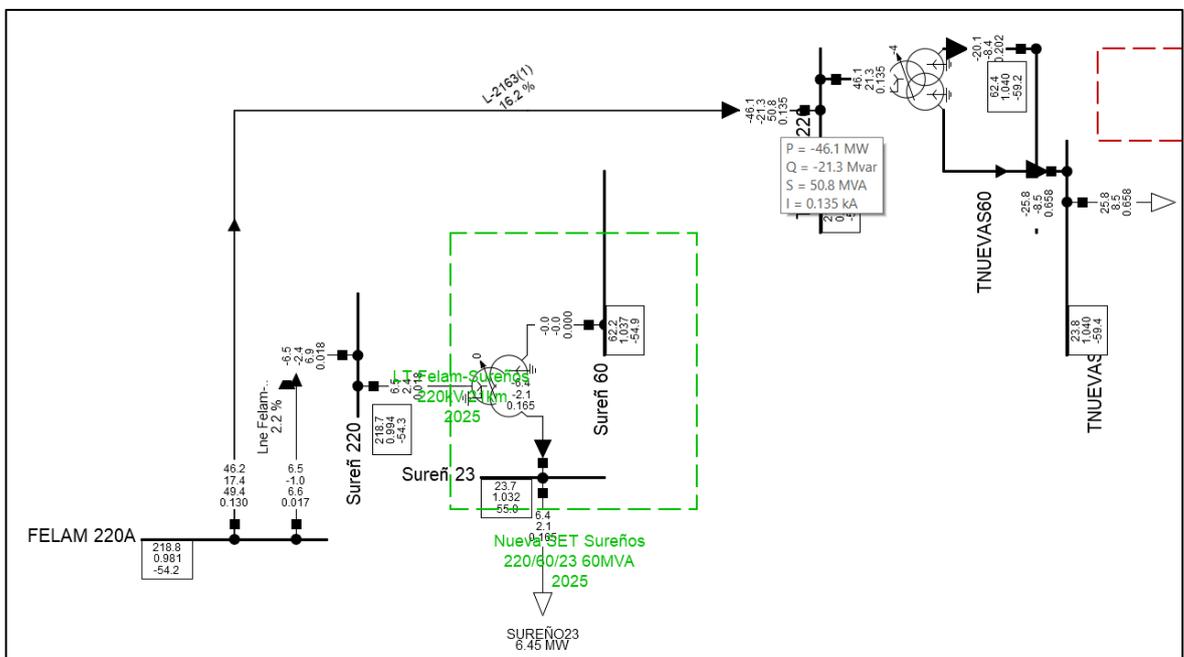


Figura A.3: Flujo de carga LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas 2027

Sin perjuicio de lo indicado, se ha identificado que para el caso de estudio del año 2027 – Alternativa 01, se estaba considerando en el modelamiento la LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas en doble terna; este modelamiento se ha corregido a simple terna, tal como se realiza en el resto de años de estudio.

Conclusión

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

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ASOCIACIÓN DE PROPIETARIOS DE TIERRAS NUEVAS DE OLMOS a la PREPUBLICACIÓN

Con Carta No. CUL-45-2024 del 5 de setiembre del 2024, la Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos presentó sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN las cuales se analizan a continuación.

1. OSINERGHMIN CARECE DE COMPETENCIA PARA FIJAR TARIFAS A LOS USUARIOS DEL PROYECTO OLMOS YA QUE ÉSTOS NO SON TERCEROS.

La Asociación de Propietarios señala que, Osinerghmin no tiene competencia para fijar tarifas a los Usuarios del Proyecto Olmos, ya que estos no son considerados terceros. Según la Ley 28832 y el Reglamento de Concesiones Eléctricas, Osinerghmin solo puede fijar tarifas para terceros que usen líneas de transmisión de libre negociación. Esto se reafirma en la Resolución N° 193-2014-OS/CD y el Informe Técnico-Legal N° 0420-2014-GRT, donde se determinó que H2Olmos y los Usuarios del Proyecto Olmos no son terceros y que las tarifas solo se pueden aplicar a otros usuarios externos.

Agrega que, la LTLN Felam-Tierras Nuevas fue construida en beneficio de los Usuarios del Proyecto Olmos, por lo que Osinerghmin no puede fijar tarifas para ellos. Esto ha sido reconocido en la Resolución N° 257-2014-OS/CD y en el Informe N° 0624-2014-GART. La competencia de Osinerghmin solo aplica en casos excepcionales de terceros, y debe interpretarse de forma restrictiva para respetar la libre negociación privada.

Concluye que, el Informe Legal N° 597-2024-GRT intenta justificar la competencia de Osinerghmin sobre la base de un supuesto acuerdo remunerativo parcial, pero esto contradice las resoluciones anteriores. Los Usuarios del Proyecto Olmos no son terceros, por lo que Osinerghmin no puede fijarles tarifas.

Análisis de Osinerghmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

Conclusión

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

2. CON SUJECCIÓN A LA LEY 28832, OSINERGHMIN NO PUEDE ASIGNAR LA REMUNERACIÓN POR LA LTLN FELAM – TIERRAS NUEVAS AL AD2, SINO QUE ESTÁ OBLIGADA A IDENTIFICAR A LOS TERCEROS QUE HAGAN USO DE DICHA LÍNEA Y FIJAR EL PEAJE QUE A TÍTULO INDIVIDUAL LES CORRESPONDE PAGAR.

La Asociación de Propietarios señala que, la fijación de una tarifa para toda el AD2 obligaría a los Usuarios del Proyecto Olmos, que no son terceros, a pagar por el uso de la LTLN Felam-Tierras Nuevas, lo cual sería contrario al artículo 27.1.c) de la Ley 28832, que limita la competencia de Osinerghmin a fijar tarifas solo a terceros que utilicen líneas de libre negociación.

Agrega que, el Consejo Directivo de Osinerghmin ha establecido, en resoluciones firmes, que la fijación de tarifas para un área de demanda solo es legalmente válida en proyectos contemplados en el Plan de Inversiones en Transmisión. Además, la decisión de aplicar tarifas en toda el AD2 generaría un doble pago para los Usuarios

del Proyecto Olmos, ya que ellos ya pagan por el uso de la LTLN a través de su Contrato de Servicios con H2Olmos. La imposición de una segunda tarifa sería injusta, considerando que se debe pagar en función del uso de la instalación, como lo establece el artículo 27.1 de la Ley 28832.

Añade que, Osinergmin debería, según el artículo VIII del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG), identificar a los terceros que utilicen la LTLN Felam-Tierras Nuevas y calcular las tarifas correspondientes para ellos, en lugar de aplicar una tarifa general a toda el AD2.

Análisis de Osinergmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

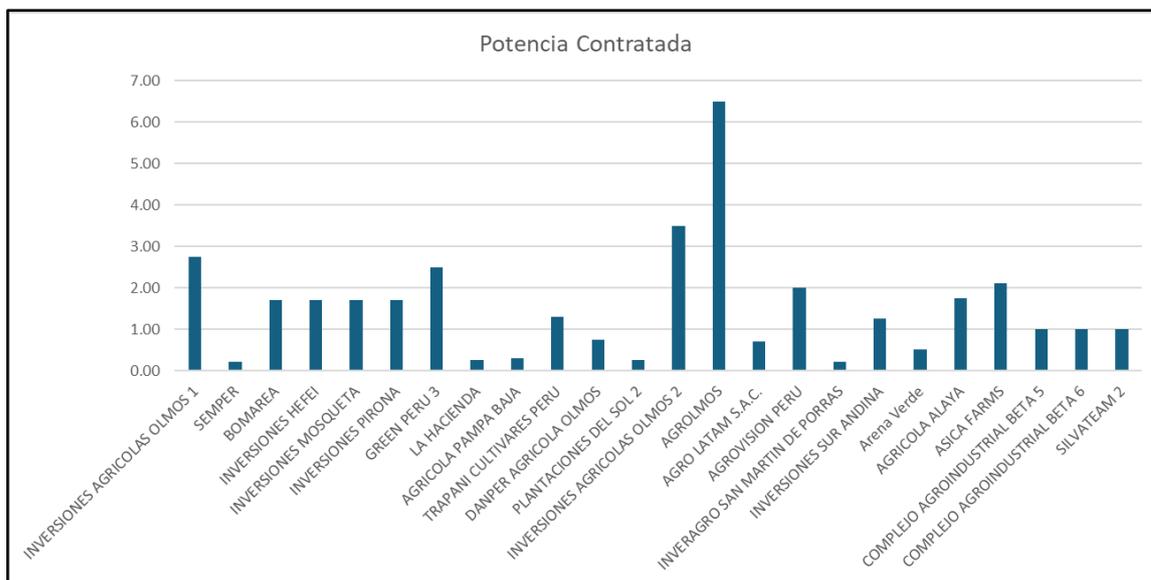
Por otro lado, respecto a la consideración de toda el AD2 para los efectos remunerativos, esta se realiza en concordancia a lo establecido en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE:

“e) Responsabilidad de Pago

(...)

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.”

Al respecto, de la revisión reportada en el SICLI, se ha evaluado el tipo de clientes que se alimentan de la SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañala verificándose que la mayoría de estos clientes tienen una potencia menor a los 2,5 MW, por lo cual, pueden tener la condición de usuarios, en consecuencia, son pertenecientes al servicio público de electricidad; por lo tanto, el consumo de estos debe ser considerado como parte del AD2.



Fuente: Portal SICLI - Información tomada de diciembre 2023

Finalmente, es importante hacer notar que una parte de la demanda atendida desde la SET Tierras Nuevas (SCTLN en análisis), corresponde a la demanda de Electronorte (AD2), la misma que, viene utilizando dichas instalaciones desde la implementación de la línea de transmisión Tierra Nuevas – Pampa Pañalá de 60 kV, aprobada en el Plan de Inversiones. En tal sentido, resulta evidente que el uso de dichas instalaciones debe ser asumido por el AD2.

Conclusión

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

3. OSINERGHMIN SE EQUIVOCA EN SU INTERPRETACIÓN DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

La Asociación de Propietarios señala que, en el numeral 3.3 del Informe N° 597-2024-GRT, Osinerghmin interpreta que el Contrato de Concesión y el Contrato de Obligación de Hacer del Proyecto Energético Tierras Nuevas solo establecen un acuerdo remunerativo para los Bienes de la Concesión, los cuales representarían un 10% de la Línea de Transmisión Felam - Tierras Nuevas (equivalente a 15 MVA). Esta interpretación se basa en el hecho de que los Bienes de la Concesión incluyen únicamente la línea de transmisión de 7.5 MVA concebida originalmente, antes de su sustitución por el Proyecto Energético Tierras Nuevas.

Agrega que, esta interpretación no es consistente con las cláusulas contractuales, ya que dichas cláusulas no limitan el uso de la LTLN Felam - Tierras Nuevas a un 10% por parte de los Usuarios del Proyecto Olmos. En realidad, los acuerdos contractuales, incluida la Quinta Adenda y el Contrato de Transferencia de Alícuota, establecen el acuerdo entre las partes para la ejecución y mantenimiento de la totalidad de la LTLN de 150 MVA, con el objetivo de suministrar energía a los lotes de los Usuarios del Proyecto Olmos.

Añade que, el numeral 3.1 de la Quinta Adenda del Contrato de Concesión establece que el Proyecto Energético Tierras Nuevas incluye la LTLN Felam - Tierras Nuevas de 150 MVA en su totalidad. Además, este acuerdo sustituye por completo el estudio de ingeniería de la línea de 7,5 MVA original por el del Proyecto Energético Tierras

Nuevas, reafirmando que las obras incluyen la LTLN de 150 MVA como parte de los activos de transmisión.

Señala que, la obligación de H2OImos, respaldada por el Estado peruano a través de los Contratos de Servicio con los Usuarios del Proyecto Olmos, es poner a disposición de los Usuarios la infraestructura necesaria para el suministro de energía, lo que incluye la totalidad de la LTLN Felam - Tierras Nuevas. Los Usuarios pagan una tarifa fija y mensual por este derecho, lo que descarta cualquier interpretación que los considere free riders.

Concluye que, contrariamente a lo sostenido en los informes de Osinermin, los acuerdos contractuales no limitan el derecho de los Usuarios del Proyecto Olmos a utilizar solo un 10% de la LTLN. Además, no existe ningún fundamento legal para que Osinermin distinga entre porcentajes de la línea en cuanto a los derechos de uso de los Usuarios, ya que los acuerdos se basan en la libre negociación entre las partes y están regidos por el artículo 27.2.c) de la Ley 28832.

Análisis de Osinermin

[El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.](#)

Conclusión

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

4. LA INTERPRETACIÓN QUE PLANTEA OSINERMIN ES CONTRARIA A PRINCIPIOS DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO Y, POR ENDE, SE ENCUENTRA VICIADA DE NULIDAD

La Asociación de Propietarios indica que, el proyecto de Resolución de Osinermin vulneraría varios principios fundamentales del procedimiento administrativo, lo que afectaría la legalidad de una eventual resolución final en el mismo sentido. Los principios afectados serían los siguientes:

Principio de legalidad y jerarquía normativa

Este principio está contemplado en el numeral 1.1 del artículo IV del TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG), que establece que las autoridades administrativas deben actuar dentro del marco legal y con respeto a la Constitución y las leyes.

En este caso, el principio de legalidad se ve vulnerado porque el Proyecto de Resolución propone una tarifa aplicable a toda el AD2, incluyendo a los Usuarios del Proyecto Olmos, quienes no tienen la calidad de terceros. La Ley 28832 circunscribe la competencia de Osinermin para fijar tarifas a aquellos casos donde terceras partes hagan uso de líneas de libre negociación, lo que no es aplicable a los Usuarios del Proyecto Olmos, quienes son beneficiarios directos y no terceros. Esta interpretación ha sido reconocida por Osinermin en resoluciones anteriores (Informe Legal 0420-2014-GRT y Resolución N° 257-2014-OS/CD), y cualquier decisión contraria vulneraría dicho principio.

Además, la fijación de tarifas para toda un área de demanda no es legalmente viable salvo en casos de instalaciones incluidas en Planes de Inversión en Transmisión, lo que tampoco aplica en este caso.

Principio de predictibilidad y confianza legítima

El principio de predictibilidad y confianza legítima establece que los administrados tienen derecho a esperar que la administración pública actúe de manera coherente con sus actos previos, generando seguridad y evitando decisiones arbitrarias o contradictorias.

Osinerghmin ha rechazado anteriormente la propuesta de CVC de aplicar tarifas a toda el AD2 que incluyan a los Usuarios del Proyecto Olmos, basándose en la falta de competencia para fijar tarifas a estos usuarios, quienes no son terceros. Este rechazo se plasmó en actos administrativos firmes desde el año 2014, y los fundamentos de estas decisiones generaron una expectativa legítima en los Usuarios del Proyecto Olmos de que la conducta de Osinerghmin seguiría ese mismo criterio en el futuro.

El cambio en los criterios de Osinerghmin sin justificación suficiente y contrario a los actos administrativos previos vulneraría el principio de predictibilidad, ya que los administrados no pueden prever razonablemente un cambio en la interpretación de la norma sin una explicación clara y fundamentada.

Agrega que, estos principios derivan del principio de seguridad jurídica, que como bien lo ha señalado, Juan Moron, tiene por un lado la calidad de principio que obliga a los organismos públicos a ser predecibles con sus conductas y por el otro constituye un derecho subjetivo, de todo ciudadano que supone la expectativa razonable de que los márgenes de actuación de la administración no serán arbitrariamente desconocidos o modificados.

Concluye que, en el presente caso, el Proyecto de Resolución incumple dicha obligación, y vulnerando la confianza legítima de los Usuarios del Proyecto Olmos.

Análisis de Osinerghmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico. Cabe destacar que el análisis técnico efectuado por el Regulador se ajusta a las facultades conferidas por Ley, lo que no supone -bajo supuesto alguno- el incentivo de malas prácticas que generen perjuicios sobre la esfera del administrado.

Conclusión

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

5. EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN GENERA QUE LOS USUARIOS DEL PROYECTO OLMOS REALICEN UN DOBLE PAGO.

La Asociación de Propietarios señala que, el análisis de Osinerghmin, respecto de la observación general 2 del Anexo A, del Informe N° 596-2024-GRT, indica que, “para el presente proceso, considera que los usuarios de H2Olmos podrán hacer uso de una capacidad del Sistema Tierras Nuevas hasta los 15 MVA y los cálculos para la determinación de la tarifa a asignar, se determinarán a partir de la fecha en que se supera dicha capacidad, lo que sucedió en julio del año 2019”.

Asimismo, Osinerghmin ha determinado los porcentajes de pago que correspondería a los usuarios del AD2.

Agrega que, sobre lo anterior, como lo señaló previamente Osinergmin, erradamente, se ha limitado establecer una demanda de los Usuarios del Proyecto Olmos de 15 MVA sin considerar lo indicado en el Contrato de Obligación de Hacer, el Contrato de Transferencia de Alícuota y el Contrato de Concesión, modificado por su Quinta Adenda. Utilizar los 15 MVA para determinar el porcentaje de inversión a remunerarse es incorrecto, porque el contrato se basa en una infraestructura de un transformador de 60 MVA.

Por otro lado, como lo menciona la Asociación de Propietarios, los Usuarios de Proyecto Olmos vienen pagando por el uso de la LTLN Felam Tierras Nuevas dentro de la “tarifa de agua” que pagan a H2Olmos. Por ende, si se fijara una tarifa para el AD2, estos usuarios, al pertenecer a dicha área, estarían obligados a pagar nuevamente por el uso de la línea en cuestión, generándose una duplicidad de pago.

Concluye que, el artículo 27.2 c) precisa que solo las compensaciones y tarifas para los terceros que usan LTLN, se regulan según el criterio establecido en el artículo 27.b). La fijación de una tarifa “ciega” a toda un área de demanda vulnera este mandato legal. Cabe señalar que el perjuicio para los Usuarios del Proyecto Olmos será aún mayor cuando ingresen los proyectos de generación previstos para la zona, pues ello ocasionará una disminución en el consumo de la demanda regulada, provocando que se incremente la tarifa del peaje. Con lo cual, los Usuarios del Proyecto Olmos terminarán pagando cada vez más por una línea cuyo costo ya fue incluido y viene siendo pagado a través del Contrato de Servicios suscrito con H2Olmos, en el marco del Contrato de Concesión del Proyecto Olmos.

Análisis de Osinergmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

Respecto al posible aumento de las tarifas por el ingreso de generación, de suceder la conexión de un generador se podrá evaluar una asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda por el uso del Sistema Tierras Nuevas, en base a lo dispuesto en la normativa vigente y a solicitud de los interesados.

Conclusión

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

6. COMENTARIO ADICIONAL

La Asociación de Propietarios señala que, Osinergmin en su Proyecto de Resolución propone que la tarifa se pague por el Periodo de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025. Sin embargo, CVC no ha solicitado una fijación para dicho periodo, sino que ha considerado el pago desde el 1 de mayo de 2025 hasta 30 de abril 2029.

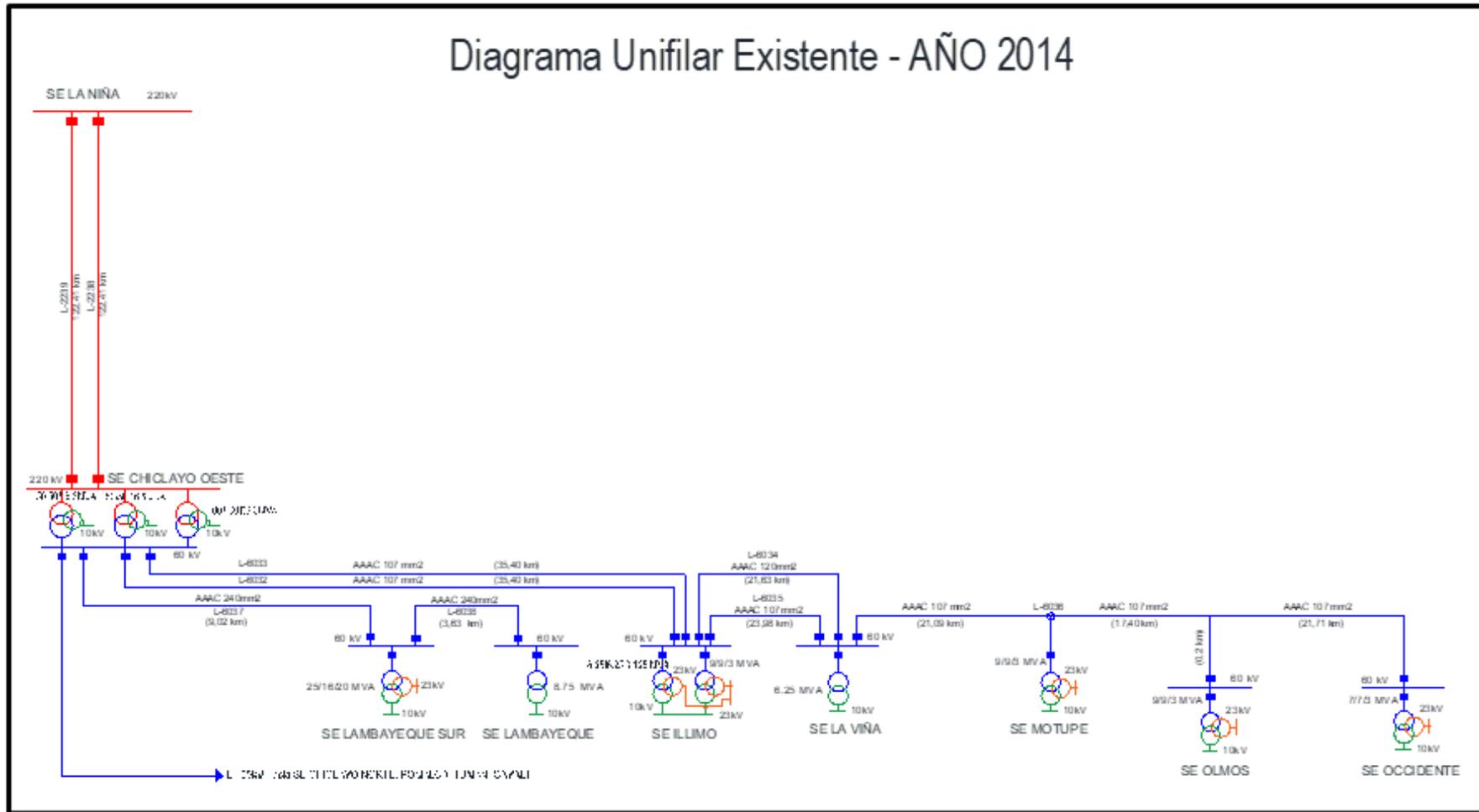
Análisis de Osinergmin

El análisis de esta opinión se desarrolla en el Informe Legal N° 672-2024-GRT, que complementa el presente Informe Técnico.

Conclusión

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

Anexo B
Diagrama Unifilar del Sistema según
información del Titular CVC



Anexo C

Cuadros comparativos

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE A NIVEL
SISTEMA ELÉCTRICO
Área de Demanda 2

Año	CVC		OSINERGMIN		PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	
	MW	Var. % anual	MW	Var. % anual	MW	Var. % anual
2019			209,5			
2020			220,7	5,34		
2021			234,8	6,39		
2022	240,7		243,5	3,71	240,7	
2023	247,7	2,91	254,8	4,67	248,8	3,35
2024	262,4	5,91	271,4	6,49	261,6	5,16
2025	274,1	4,47	283,7	4,55	272,9	4,30
2026	289,2	5,52	297,8	4,97	285,9	4,78
2027	302,5	4,61	309,0	3,78	296,7	3,78
2028	318,6	5,32	320,7	3,77	308,0	3,81

Fuente: Formatos F-100 (F-121)

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
Área de Demanda 2

Año	CVC		OSINERGMIN		PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	
	GWh	Var. % anual	GWh	Var. % anual	GWh	Var. % anual
2023	1 380,4		1 369,6		1 388,1	
2024	1 460,6	5,81	1 463,6	6,86	1 460,7	5,23
2025	1 524,3	4,36	1 530,5	4,57	1 523,2	4,28
2026	1 607,0	5,42	1 607,7	5,05	1 595,7	4,76
2027	1 679,5	4,51	1 668,5	3,78	1 655,4	3,74
2028	1 767,5	5,24	1 730,4	3,71	1 716,6	3,70
2029	1 839,5	4,07	1 784,9	3,15	1 770,7	3,15
2030	1 903,7	3,49	1 831,8	2,63	1 817,0	2,62
2031	1 968,5	3,41	1 879,3	2,60	1 864,0	2,59
2032	2 034,0	3,33	1 927,5	2,56	1 911,6	2,55

Fuente: Formatos F-100 (F-119)

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO

Elementos	CVC		Osinermin	
	% H2OImos	% AD2	Capacidad Reservada	% AD2
Sistema Tierras Nuevas	5,00 %	95,00 %	39,38%	60,62%

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC 2024-2025 COMPARACIÓN DE INVERSIÓN ESTIMADA EN EL PROYECTO

Sistema	Inversión (USD)		Variación (%)
	CVC	Osinergmin	
MAT	7 620 614	5 045 492	-34%
MAT/AT	2 815 823	2 117 609	-25%
AT	-	-	-
AT/MT	706 505	531 320	-25%
TOTAL	11 142 942	7 694 421	-31%

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC COMPARACIÓN DEL CMA y PEAJES ASIGNADA AL AD2

Sistema	CVC		Osinergmin	
	Peaje Anual (Mil S/.)	Peaje (ctm S/./kWh)	Peaje Anual (Mil S/.)	Peaje (ctm S/./kWh)
MAT	12 836,46	0,2419	4 865,00	0,1178
MAT/AT	4 681,83	0,0882	2 041,86	0,0494
AT	-	-	-	-
AT/MT	1 210,31	0,0228	522,03	0,0126
TOTAL	18 728,60	0,3529	7 428,88	0,1798

Peajes Anual: Valor presente (4 años) del Costo Medio Anual asignado al AD2
Peajes: Peajes Asignados al AD2

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC MONTOS CORRESPONDIENTES A AÑOS ANTERIORES

Periodo	Costo Medio Anual (Soles)	
	CVC	Osinergmin
Del 1 de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	10 872 731	
Del 1 de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	9 707 795	
Del 1 de mayo 2019 al 30 de abril de 2020 (*)	8 667 674	331 196
Del 1 de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	7 738 995	397 435
Del 1 de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	7 644 370	2 445 842
Del 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	6 825 330	2 445 842
Del 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	6 094 045	2 445 842
Del 1 de mayo 2024 al 30 de abril de 2025 (**)	5 441 111	1 222 921
TOTAL	62 992 051	9 289 080

(*) Para el cálculo de Osinergmin, considerado desde el 1 de julio del 2019

(**) Para el cálculo de Osinergmin, considerado hasta el 30 de octubre del 2024

9. Referencias

- [1] Estudio Técnico Económico presentado por CVC como sustento de su propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam- Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas” (8 de abril de 2024).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por el Titular CVC – Osinerghmin (mayo 2024).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas al Estudio (junio 2024).
- [4] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (agosto 2024).
- [5] Diversos archivos de cálculo desarrollados por CVC y Osinerghmin para la publicación de la “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas”.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Fijación de Tarifas para los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos Cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes – Año 2024”.