

**Informe N° 224-2025-GRT**

**Informe legal sobre la procedencia de aprobar las tarifas para los Sistemas Complementarios y Secundarios de Transmisión Eléctrica, correspondientes al periodo 2025 – 2029 y análisis de los comentarios al proyecto publicado**

**Para** : **Ing. Severo Buenalaya Cangalaya**  
Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica

**Referencia** : D. 359-2024-GRT

**Fecha** : 07 de abril de 2025

---

**Resumen**

En el presente informe se analiza la procedencia de aprobar los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), así como para los sistemas de transmisión de: Isa Interconexión Eléctrica S.A. y Red Eléctrica del Sur S.A., y la respectiva asignación de responsabilidad de las compensaciones, para el periodo 2025 – 2029; asimismo, se efectúa el análisis de los comentarios con contenido legal recibidos sobre el proyecto tarifario, publicado con Resolución N° 025-2025-OS/CD.

Dentro del plazo otorgado se recibieron comentarios al proyecto tarifario, cuya conclusión, en los temas de índole legal, se presenta a continuación:

- No corresponde el reconocimiento de componentes de un módulo de celda instalado en la SET Pampa Pañalá, al no formar parte de instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones, tal como consta en las actas de puesta en servicio.
- No corresponde el reconocimiento del transformador 60/23/10 kV instalado en la SET Pucallpa, pues sólo se reconocen instalaciones que, estando aprobadas en el Plan de Inversiones, cuentan con un acta de puesta en servicio.
- No corresponde considerar el reconocimiento del IGV de inversiones en Amazonía, toda vez que en el proceso regulatorio no se valorizan tales instalaciones, encontrándose incluso en la Base de Datos de Módulos Estándares vigente, un factor de IGV aplicable.
- No corresponde ajustar la fecha de puesta en servicio de los proyectos SET Copara y segunda terna LT 220 kV Independencia – El Ángel al año 2026, al no ser objeto del proceso regulatorio modificar el Plan de Inversiones que es insumo del factor de pérdidas, máxime cuando esta empresa interpuso una acción judicial contra la decisión de considerar la fecha de operación de dichos proyectos en el año 2025.
- No corresponde considerar el reconocimiento tarifario de la inversión de la LT 60 kV Bella Unión – Chala, puesto que fue ejecutada con los recursos transferidos por el Ministerio de Energía y Minas.
- No corresponde considerar una exoneración contractual de las compensaciones de los SST a las centrales de Reserva Fría, ya que en la normativa de rango legal (vigente a la firma del contrato y hasta la fecha) se asigna esta responsabilidad a la generación. Sin perjuicio de ello, el área técnica debe evaluar el cuestionamiento

relativo a que la central de reserva fría tipo 2 no debe ser asignada dado que no obtendría los “Beneficios Económicos” en función de los cambios en los costos marginales según el Procedimiento, y concluir si acepta o no este comentario.

- No corresponde modificar el método de uso contenido en la norma sobre asignación de responsabilidad de pago, al no ser materia del presente proceso regulatorio reformar metodologías o disposiciones contenidas en una norma.
- No corresponde la actualización del Costo Medio Anual (en adelante “CMA”) de elementos de la SET Pampa Pañalá con costos 2024, debido a que los elementos del Plan de Inversiones 2017–2021, se actualizan con la BDME del año 2015, actualizada por última vez el año 2021.
- No corresponde determinar el monto a ser asumido por H2OImos en el periodo 2025–2029 por el alegado uso de la LT Felam–Tierras Nuevas, dado que no procede la intervención regulatoria en una instalación de libre negociación.
- No corresponde considerar una actualización mensual de las compensaciones, pues a diferencia de los peajes, no están sujetas a liquidaciones anuales. Este criterio se aplica desde el proceso regulatorio del 2017 luego de la modificación de la norma de asignación de responsabilidad.
- No corresponde admitir la existencia de algún impedimento para efectuar cambios en los criterios, pues Osinergmin puede modificarlos debiendo motivarlos, sin necesidad de aviso o coordinación previa sino someter su propuesta a comentarios.
- En los Contratos SCT (como el de Transmantaro) no se establece que la actualización tarifaria se realice anualmente, ya que se dispone que, para la actualización, se empleará el IPPn de la fecha en que corresponda efectuar la regulación de tarifas, y conforme al artículo 139 del RLCE, el proceso regulatorio se realiza cada cuatro años.
- Osinergmin, en el proceso de liquidación, considera tanto la información de los titulares de transmisión como de los Suministradores, encontrándose facultado para contrastar y/o corregir la información reportada. En cuanto a la fiscalización de los pagos, no es objeto del presente proceso regulatorio crear reglas sobre las obligaciones de los agentes como consecuencia de las decisiones regulatorias de Osinergmin.

En consecuencia, habiéndose cumplido con las etapas del procedimiento regulatorio, corresponde la aprobación de los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), así como para los sistemas de transmisión de: Isa Interconexión Eléctrica S.A. y Red Eléctrica del Sur S.A., y la respectiva asignación de responsabilidad de las compensaciones, para el periodo mayo 2025 – abril 2029.

**Informe N° 224-2025-GRT**

**Informe legal sobre la procedencia de aprobar las tarifas para los Sistemas Complementarios y Secundarios de Transmisión Eléctrica, correspondientes al periodo 2025 – 2029 y análisis de los comentarios al proyecto publicado**

**1. Antecedentes y marco legal aplicable**

- 1.1.** La función reguladora de Osinergmin se encuentra reconocida en el artículo 3 de la Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. Dicha función, exclusiva del Consejo Directivo, comprende la facultad de fijar, mediante resoluciones, las tarifas de los servicios bajo su ámbito, bajo criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales.
- 1.2.** Conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo 054-2001-PCM, corresponde al Consejo Directivo, fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión, de acuerdo a los criterios previstos en las normas aplicables.
- 1.3.** Entre la normativa aplicable, se encuentran la contenidas en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, (“LCE”) y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”), en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (“Ley N° 28832”), en el Reglamento de Transmisión aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM (“Reglamento de Transmisión”), y la Norma Tarifas aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD, entre otros.
- 1.4.** En el literal c) del artículo 43 de la LCE, se dispone como sujetas a regulación de precios, las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión. Asimismo, en los artículos del 58 al 62 de la LCE y en los artículos del 133 al 141 del RLCE, se establecen los criterios que deben ser considerados en la fijación de las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión.
- 1.5.** Por su parte, en el artículo 20 de la Ley N° 28832, se establece que el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por las siguientes instalaciones:
  - a) Del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).
  - b) Del Sistema Complementario de Transmisión (SCT).
  - c) Del Sistema Principal de Transmisión (SPT).
  - d) Del Sistema Secundario de Transmisión (SST).
- 1.6.** Constituyen las instalaciones del SGT y del SCT, aquellas instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo en fecha posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, mientras que las instalaciones del SPT y SST, son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE

y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de dicha Ley.

- 1.7.** La presente fijación se centra en la determinación de las tarifas y compensaciones del SST y SCT, aplicando para tal efecto, lo dispuesto en la LCE y su Reglamento. Esta fijación se desarrolla para un periodo regulatorio de 4 años, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral III) del literal d) del artículo 139 del RLCE, y será aplicable desde el 01 de mayo de 2025, una vez culminada la vigencia de las tarifas fijadas mediante Resolución N° 070-2021-OS/CD y modificatoria.
- 1.8.** En cuanto a la fijación prevista para los SST, debe tenerse presente que en la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, se dispuso que la cada instalación de transmisión existente previamente se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del sistema económicamente adaptado, y que la distribución al interior del conjunto mantendrá el criterio vigente.
- 1.9.** El presente proceso se sujeta a lo establecido en el Anexo A.2.2. de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD y a la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- 1.10.** El 28 de febrero de 2025, mediante Resolución N° 025-2025-OS/CD ("Resolución 025") se publicó la propuesta tarifaria en el diario oficial y en la página web de Osinergmin, estableciéndose un plazo de diez días hábiles para la presentación de opiniones y sugerencias.
- 1.11.** Con fecha 11 de marzo de 2025, en las ciudades de Lima, Arequipa y Cajamarca y por Youtube Live vía streaming, se llevó a cabo la Audiencia Pública Descentralizada con la finalidad que Osinergmin sustente y exponga los criterios, metodología y modelos utilizados en el proyecto de resolución tarifaria.
- 1.12.** Dentro del plazo otorgado, cuyo vencimiento se produjo el 25 de marzo de 2025, se recibieron los comentarios, de:
  - Electro Oriente S.A., remitidos mediante Carta N° GE-0301-2025, en fecha 21 de marzo de 2025 a las 17:31 horas, según registro N° 202500070650.
  - Pluz Energía S.A.A., remitidos mediante Carta N° GRyRI-028-2025, en fecha 24 de marzo de 2025 a las 10:25 horas, según registro N° 202500071281.
  - Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., remitidos mediante Carta N° 004-GC-2025, en fecha 24 de marzo de 2025 a las 17:57 horas, según registro N° 202500072194.

- Electro Ucayali S.A., remitidos mediante Carta N° T-268-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 09:34 horas, según registro N° 202500072596.
- Red Eléctrica del Sur S.A. remitidos mediante Carta N° RDS-056-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 12:08 horas, según registro N° 202500072926.
- Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.C. remitidos mediante Carta TSR3-037-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 12:21 horas, según registro N° 202500072948.
- Electroperú S.A., remitidos mediante Carta N° 161-2025-C, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 14:28 horas, según registro N° 202500073106.
- Electronorte S.A., remitidos mediante Carta N° ENSA-GR-APG-0327-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 15:47 horas, según registro N° 202500073267.
- Hidrandina S.A., remitidos mediante Carta N° HDNA-GR/CF-0349-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:06 horas, según registro N° 202500073301.
- Electronoroeste S.A., remitidos mediante Carta N° ENOSA-DCGF-1538-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 de 2025 a las 16:26 horas, según registro N° 202500073333.
- Engie Energía Perú S.A., remitidos mediante Carta N° ENG/153-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:47 horas, según registro N° 202500073373.
- Electro Dunas S.A.A., remitidos mediante Carta N° GT-2403-2025, en fecha 25 de marzo a las 16:49 horas, según registro N° 202500073376. Esta información fue complementada mediante Carta GT-2404-2025 de la misma fecha, según registro N° 202500073391.
- Electro Sur Este S.A.A., remitidos mediante Oficio N° G-0733-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:51 horas, según registro N° 202500073386.
- Luz del Sur S.A.A., remitidos mediante Carta N° 017-2025-GT-LDS, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:00 horas, según registro N° 202500073181.
- Adinelsa, remitidos mediante Oficio N° 064-2025-GG-Adinelsa, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 15:00 horas, según registro N° 202500073407.
- Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., remitidos mediante Carta N° GG3407-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:05 horas, según registro N° 202500073422.
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., remitidos mediante Carta N° SEAL-GG/CM-0183-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:17 horas, según registro N° 202500073443.
- Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C., remitidos mediante Carta N° S-LIM-PLA-25-00007, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:28 horas, según registro N° 202500073460.
- Electrocentro S.A., remitidos mediante Carta N° ELCTO-GC-0565-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:34 horas, según registro N° 202500073475.

- Statkraft S.A., remitidos mediante Carta N° SKP-GC-050-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:50 horas, según registro N° 202500073499.
- Red de Energía del Perú S.A., remitidos mediante correo electrónico, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 18:11 horas.
- ISA Perú S.A., remitidos mediante correo electrónico, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 18:11 horas.
- Consorcio Transmantaro, S.A., remitidos mediante correo electrónico, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 18:11 horas.
- Orygen Perú S.A.A., remitidos mediante Carta N° GAE-056-2025, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 18:10 horas, según registro N° 202500073532.
- Electro Puno S.A.A., remitidos mediante Oficio N° 241-2025-ELPU/GG, en fecha 25 de marzo de 2025 a las 20:18 horas, según registro N° 202500073603.

**1.13.** Con fecha 25 de marzo y 04 de abril de 2025, Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C. y el Subcomité de Transmisores del COES, solicitaron audiencias privadas, las cuales fueron atendidas de modo independiente, en el marco de la Ley N° 27838, y en las que se expusieron sus comentarios presentados al proyecto publicado con Resolución 025.

## **2. Comentarios de índole legal y análisis**

A continuación, se abordan los comentarios con contenido legal, en concordancia con lo previsto en el artículo 183.2 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (“TUO de la LPAG”); y se plantea el análisis legal respectivo. Los aspectos técnicos de los comentarios serán desarrollados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica.

### **2.1. Electronorte: Reconocimiento de componentes en la SET Pampa Pañalá**

Electronorte sostiene que ejecutó el proyecto denominado “LT 60 kV Motupe – Pampa Pañalá y Nueva SET Pampa Pañalá 60/23 kV de 30 MVA” previsto en el Plan de Inversiones 2013-2017 y que, como parte de dicho proyecto, incluyó un seccionador de barra adicional que no fue considerado para efectos de la remuneración, tal como se consignó en el Acta de Puesta en Servicio (“APES”) N° 004-2017-ENSA, y solicita sea remunerado.

#### Análisis

De acuerdo con lo establecido en el numeral III) del literal d) del artículo 139 del RLCE, en el literal a) del numeral 5.5 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD y en los numerales 5.1 y 7.1 del “Procedimiento de altas y bajas de sistemas de transmisión eléctrica de SST y/o SCT”, aprobado con Resolución N° 057-2020-OS/CD, en la liquidación se determinan los peajes de aquellas instalaciones que,

estando aprobadas en el Plan de Inversiones, entran en operación comercial con posterioridad a la fecha de dicha aprobación, según el APES que deberá remitir el titular para su reconocimiento.

En el caso concreto, se advierte que en el APES N° 004-2017-ENSA se indica expresamente que el elemento aprobado en el Plan de Inversiones 2013-2017 "Celda de línea de transformador a Motupe SET Pampa Pañalá" contiene también un seccionador de barra adicional, no contemplado en el Plan.

En consecuencia, no corresponde el reconocimiento tarifario de elementos no aprobados en un Plan de Inversiones, ni en vía de regularización. Las instalaciones que se reconocen en las tarifas eléctricas, conforme a la respectiva metodología regulatoria aplicada, son aquellas que pasaron por el análisis técnico económico por parte de la autoridad, determinando su necesidad, lo que no ha ocurrido en el presente caso.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.2. Electro Ucayali: Reconocimiento de la inversión del transformador 60/23/10 kV instalado en la SET Pucallpa**

Electro Ucayali sostiene que, en su propuesta, solicitó el reconocimiento de la inversión del transformador 60/23/10 kV, en servicio en la SET Pucallpa. Añade que dicha solicitud fue desestimada por Osinergmin debido a que los elementos cuyo reconocimiento plantea no cuentan con el APES.

Refiere que Osinergmin ha rechazado su solicitud para suscribir el APES, sin indicar las razones para su decisión, solicitando que, cuando cuente con el APES, Osinergmin determine el peaje del área de demanda 14 considerando la inversión asociada.

### Análisis

Lo solicitado por Electro Ucayali ha sido materia de pronunciamiento por parte de Osinergmin en el proceso de fijación de los peajes y compensaciones del periodo 2021-2025, conforme se puede apreciar en su Informe N° 359-2021-GRT (numeral 5.1 y siguientes).

Al respecto, no es objeto de este proceso regulatorio emitir un pronunciamiento sobre el trámite para la suscripción del APES, el cual se encuentra enmarcado en el ejercicio de la función supervisora de Osinergmin, según el "Procedimiento para la Fiscalización del cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios del Transmisión", aprobado mediante Resolución N° 091-2021-OS/CD.

El APES es el documento por el cual se verifica que la instalación prevista en un Plan, según sus condiciones aprobadas, se encuentra en servicio y

procede su remuneración, según el Procedimiento de Liquidación y el Procedimiento de Altas y Bajas. La exigencia del APES es un requisito normativo que debe ser aplicado en virtud del principio de legalidad, cuya sujeción no admite la vulneración de ningún otro principio administrativo.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

### **2.3. Electro Ucayali: reconocimiento del IGV en las inversiones de transmisión**

Electro Ucayali sostiene que Osinergmin, al reconocer sus inversiones en transmisión, no toma en cuenta el caso específico de las empresas ubicadas en zonas de Amazonía, debido a que utiliza los costos de los módulos estándares de transmisión sin incorporar el Impuesto General a las Ventas (IGV) que no puede cobrar de los usuarios, lo que se convierte en un sobre costo que le afecta, ya que sus compras sí están gravadas, por lo que solicita dicho reconocimiento.

#### Análisis

La condición propia de las empresas que operan en zonas de Amazonía ha sido reconocida en anteriores procesos de fijación de tarifas de electricidad, en cuyo caso, se consideró que, aquello que no puede ser recuperado por la aplicación de la Ley N° 27037, es calculado como parte de la inversión y trasladado como un costo del servicio a los usuarios eléctricos.

Lo indicado por Electro Ucayali fue objeto de análisis en el proceso de fijación de los peajes y compensaciones del periodo 2021-2025, donde se concluyó en el Informe N° 359-2021-GRT el cual integra la resolución, que “los módulos estándares son el mecanismo por el cual se reconocen las inversiones en transmisión..., [siendo] la reestructuración de la base de datos de módulos estándares, la oportunidad donde corresponde que se evalúe el reconocimiento del IGV que Electro Ucayali no puede recuperar por aplicación de la Ley N° 27037”.

Así, mediante Resolución N° 080-2022-OS/CD y modificatoria, se aprobó la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión (BDME), considerando el reconocimiento de aquellos costos incurridos mediante la aplicación de un factor FIGV que establece como costo los montos que no se pueden trasladar del IGV.

En consecuencia, no es objeto del proceso regulatorio el pronunciamiento sobre el reconocimiento del IGV, puesto que dicho tema ya fue atendido y se aplicará cuando se valoricen instalaciones de las empresas que cumplan los criterios establecidos en la referida Ley.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

#### **2.4. Electro Dunas: Ajuste de la fecha de puesta en servicio de los proyectos SET Copara y segunda terna LT 220 Kv Independencia – El Ángel al año 2026**

Electro Dunas reitera su necesidad de ajustar al año 2026, la fecha de puesta en servicio de los proyectos SET Copara y Segunda Terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel, la misma que fuera sustentada en el recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD con la que se aprobó el Plan de Inversiones 2025-2029, el cual fue resuelto mediante Resolución N° 144-2024-OS/CD. Ante ello, la empresa interpuso su demanda contencioso administrativa.

##### Análisis

La planificación que realiza Osinergmin en la aprobación del Plan de Inversiones y la posterior regulación de los peajes y compensaciones de los SST y SCT, se realiza en observancia del principio de eficiencia. Si el sistema eléctrico requiere de la ejecución de una inversión para un determinado año, a efectos de atender las necesidades de la demanda y/o sostener la cargabilidad de las instalaciones en condiciones de calidad y confiabilidad, el Regulador no puede modificar artificialmente ese resultado técnico, para establecer que dicha inversión sea ejecutada en periodo posterior.

Lo comentado por Electro Dunas fue materia de pronunciamiento por parte de Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones del periodo 2025-2029. La fijación de peajes y compensaciones, adopta como insumo, los resultados del Plan (como para el factor de pérdidas) y no constituye la oportunidad para modificar dicho Plan ni analizar la reprogramación de las fechas para la entrada en operación comercial de los proyectos aprobados.

Sin perjuicio de lo indicado, conforme lo señala Electro Dunas, a la fecha se encuentra en curso un proceso judicial (Expediente N° 15553-2024-0-1853-JR-CA-08). Por tanto, de encontrarse en trámite un procedimiento administrativo sobre la materia, Osinergmin no podrá pronunciarse sobre el fondo de lo solicitado, al existir una prohibición según el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y el artículo 4 del Texto Único Ordenado de la Ley del Orgánica del Poder Judicial, aprobado con Decreto Supremo N° 017-93-JUS.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

#### **2.5. Seal: Reconocimiento de la inversión de la LT 60 Kv Bella Unión – Chala**

Seal sostiene que Osinergmin sólo reconoce los costos de operación y mantenimiento y no la inversión de la línea de transmisión en 60 kV Bella Unión – Chala, bajo el argumento de que conforme el APES, el proyecto se ejecutó con fondos del Ministerio de Energía y Minas.

Sostiene que ninguna norma aplicable prevé que cuando los fondos del proyecto son financiados por el Ministerio de Energía y Minas, se debe retirar la inversión del proyecto, por lo que no le corresponde al Regulador retirar dicha inversión de forma unilateral.

### Análisis

De acuerdo al Convenio N° 012-II-2013-MEM-DGER suscrito entre el Ministerio de Energía y Minas y Seal, la transferencia de los recursos para la ejecución del proyecto "Instalación Línea de Transmisión 60 kV Bella Unión - Chala y Subestación Chala, provincia de Caravelí, Región Arequipa" fue por un total de S/ 11 572 885.

En dicho documento, se advierte que la transferencia tiene como finalidad financiar la construcción del proyecto, con lo que se corrobora que Seal no ha invertido recursos propios. Es de notar que luego de la valorización efectuada por el área técnica, se determinó que el valor regulatorio de la inversión no supera el monto de la transferencia del Ministerio de Energía y Minas, pues éste último ha sido superior a lo que la regulación habría considerado.

Debe tenerse en cuenta que, conforme al literal a) numeral VI) del artículo 139 del RLCE, el CMA de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento. Asimismo, en el literal b) numeral II) del citado artículo, se dispone que el CMA está compuesto por la anualidad de la inversión para un periodo de recuperación de hasta 30 años.

De ese modo, las tarifas remunerar los costos de inversión de los titulares, y en el presente caso, Seal no ha incurrido en dichos costos que le deban ser retribuidos, pues la instalación fue financiada con los recursos del Estado, que de por sí provienen de los usuarios vía otro mecanismo. No se encuentra justificación jurídica para validar una duplicidad en la remuneración de la inversión y/o se pague una contraprestación sin una prestación incurrida.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.6. IEP y Engie: Exclusión del pago de compensaciones**

IEP plantea que se le retire del cuadro 11.4 del Anexo II del proyecto tarifario, en razón de que el marco legal y contractual excluye a las centrales de reserva fría del pago de compensaciones SST y de cualquier otro cargo de transmisión, particularmente a las centrales del tipo 2.

Precisa que uno de los dos conceptos que conforman los ingresos del concesionario es la compensación por la Energía Asociada, cuando opere,

y que ninguno de los costos compensables de la energía, incluye tarifas de transmisión; y que por ello las compensaciones SST no son un concepto recuperable.

Indica que su exoneración se desprendería de las reglas contenidas en el artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM-DM ("RM 111"), las cuales son: i) Las centrales de Reserva Fría no pueden percibir utilidades marginales por la energía que generan, únicamente pueden ser compensadas por sus costos variables, y, ii) Los costos variables de estas centrales no se considerarían para la determinación del costo marginal de corto plazo ("CMgCP"), con el objetivo de evitar que la energía se encarezca en momentos de mayor estrés del SEIN; lo que determina que, para su Central no se obtenga un Beneficio Económico, pues Osinergmin evalúa las utilidades marginales del generador, por tener o no operativa la línea del SST, no cumpliéndose la exigencia prevista en el Procedimiento.

Por su parte, Engie señala que en aplicación de la cláusula 4.3 de su Contrato de Reserva Fría, se establece que no está sujeta a la asignación de costos por transmisión eléctrica, por lo que Osinergmin no puede asignarle la responsabilidad de pago por el uso de las instalaciones del SST Ilo, pues hacerlo contravendría el referido contrato, más aún cuando luego de la conexión del cliente libre Quellaveco Muelle Ilo la instalación en cuestión pasó a ser utilizada por otros generadores.

### Análisis

En virtud de lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica y en el literal e) del artículo 139 del RLCE, Osinergmin asigna los montos de las compensaciones entre los generadores cada cuatro años y se efectúa una revisión anual para la modificación de los porcentajes en función de la solicitud de los interesados y el cumplimiento de las causales para activar el cambio. Para tales efectos, se aplica la metodología contenida en el Procedimiento de Asignación. Estas reglas se encontraban vigentes al momento de la firma de los Contratos y se mantienen hasta la fecha, formando parte de las Leyes Aplicables.

Si bien en el numeral 4.4 de los Contratos de Reserva Fría se establece que las centrales de reserva fría no están sujetas a deducciones y/o asignaciones de costos por servicios del Coes, incluyendo la transmisión eléctrica, esta disposición no exonera a los concesionarios del pago de cargos regulatorios definidos por Osinergmin, como es el presente caso; conforme se sustentó en las Resoluciones N° 112-2023-OS/CD y N° 129-2024-OS/CD.

Una ventaja, beneficio o privilegio contractual que exonere la aplicación de una regla legal general prevista para un grupo de agentes, debe ser expresa y constar específicamente, no siendo el caso del contrato materia

de revisión. Tampoco resulta viable jurídicamente admitir que mediante una resolución ministerial se pudiera reformar las reglas de una ley o un decreto supremo.

Debe precisarse que Osinergmin ha sustentado que, en procedimientos anteriores, IEP no fue asignado como responsable de pago de las compensaciones SST, dado que no despachaba energía y, por tanto, no obtenía beneficios económicos por las líneas del SST GD REP; no obstante, en ningún momento se indicó que se encontraba exonerada por su Contrato de Concesión.

Sin perjuicio de lo antes indicado, el área técnica debe evaluar el cuestionamiento relativo a que la central no debe ser asignada dado que, de acuerdo a su caso concreto, producto de las reglas técnicas y económicas de su Contrato y la Resolución Ministerial N° III-2011-MEM/DM, no obtendría los “Beneficios Económicos” en función de los cambios en los costos marginales, según se exigiría en el Procedimiento conforme alega, y concluir si acepta o no este comentario.

Por lo expuesto, esta Asesoría es de la opinión que no corresponde aceptar los comentarios de IEP y Engie en cuanto sostienen que se encuentran exonerados contractualmente. Corresponde el análisis del área técnica a efectos de aceptar o no, el comentario referido las condiciones técnicas y económicas de la operación de la central tipo 2, en caso aplique, respecto de la metodología utilizada para la distribución de la responsabilidad de pago.

## **2.7. Engie: modificación del método de uso**

Engie sostiene que el método de uso establecido en la Norma Asignación genera resultados ilógicos, ya que las compensaciones asignadas a los generadores no reflejan su uso, por lo que solicita a Osinergmin modificar dicho método.

### Análisis

No es materia del presente procedimiento regulatorio consistente en determinar los peajes y compensaciones del periodo 2025- 2029 (acto administrativo), - los cuales deben seguir las reglas normativas previamente previstas - no siendo su finalidad la modificación de un método o disposiciones normativas (acto reglamentario) contenidas en la Norma de Asignación de Responsabilidad.

Por lo expuesto, esta Asesoría recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.8. Coelvisac: actualización del CMA de elementos de la SET Pampa Pañalá**

Coelvisac señala que el CMA de elementos instalados en la SET Pampa Pañalá está siendo determinado incorrectamente con módulos de la Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) actualizada con Resolución N° 062-2021-OS/CD, y no conforme a la normativa con los costos vigentes a la fecha de su operación comercial (22 de enero de 2024).

#### Análisis

Mediante Resolución N° 179-2018-OS/CD se aprobó una BDME cuya aplicación se estableció a partir del procedimiento regulatorio del Plan de Inversiones 2021-2025 en adelante, para valorizar las instalaciones aprobadas en dicho plan que entren en operación desde mayo de 2021.

En la citada resolución también se estableció que la BDME aprobada con Resolución N° 177-2015-OS/CD, se aplicaría para valorizar instalaciones que entren en servicio, que hayan sido aprobadas en el Plan de Inversiones 2017-2021 o en los anteriores. Dicha BDME fue actualizada por última vez en el año 2021.

Los elementos de Coelvisac instalados en la SET Pampa Pañalá, fueron incluidos en el Plan de Inversiones 2017-2021, aprobado con Resolución N° 104-2016-OS/CD modificada con Resolución N° 193-2016-OS/CD; por tanto, de acuerdo con lo indicado en la Tercera Disposición Complementaria Final de la Resolución N° 179-2018-OS/CD, es de aplicación la BDME aprobada con Resolución N° 177-2015-OS/CD y actualizada mediante Resolución N° 062-2021-OS/CD, toda vez que ésta contiene los costos vigentes aplicables al caso con la última actualización posible, en concordancia con la normativa sectorial.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

#### **2.9. Coelvisac: Determinación del monto a ser asumido por H2Olmos en el periodo 2025-2029**

Coelvisac señala que H2Olmos tiene obligaciones de pago a su favor, pese a que cobra una tarifa de irrigación a los adjudicatarios de las tierras del proyecto Olmos, la cual cubre todos los activos de dicho proyecto incluida la LT SCTLN Felam – Tierras Nuevas. No obstante, sostiene que Osinergmin ha omitido fijar las compensaciones aplicables a la capacidad reservada de las instalaciones de 7.5 MVA para el periodo 2025-2029.

Añade que los contratos suscritos en el marco del proyecto Olmos, no clarifican la metodología que Coelvisac debe emplear para determinar los montos que H2Olmos debe pagarle, y que tal es así que requirieron a Osinergmin la validación de las fórmulas utilizadas para determinar los montos pendientes de pago de H2Olmos.

#### Análisis

Este comentario ha sido planteado dentro del proceso de regulación de las tarifas aplicables a la “Línea de Transmisión Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas”, llevado a cabo en el año 2024, resultando aplicable lo analizado por Osinergmin en el numeral 3.3 del Informe N° 567-2024-GRT que integra la Resolución N° 157-2024-OS/CD y en el numeral 3.1.2 del Informe N° 672-2024-GRT que integra la Resolución 172-2024-OS/CD, así como en el numeral 5.1 del Informe N° 833-2024-GRT que integra la Resolución N° 198-2024-OS/CD.

En dicho proceso se determinó que existe un pacto remunerativo entre ambas empresas privadas, y en tanto el Regulador, en virtud del artículo 27.2.c de la Ley N° 28832, interviene cuando no existe tal acuerdo; esto es, al darse este pacto remunerativo se cumple lo que justamente la ley lo denomina “libre negociación” que impide la intervención del Regulador. La falta de pago no justifica la participación de Osinergmin.

Por esa negociación autorizada normativamente, las partes son libres de fijar la respectiva remuneración en ejercicio de su libertad de contratación, sea a modo gratuito u oneroso, determinado o determinable, o con pagos periódicos o pago al inicio o al final; sustrayendo en ese caso la posibilidad de que el Regulador defina o modifique tal condición.

Es menester precisar que el presente procedimiento regulatorio no tiene por objeto, ni forma parte de sus alcances, abordar la pretensión de Coelvisac.

Sin perjuicio de lo indicado, a la fecha se encuentra en curso un proceso judicial iniciado por Coelvisac (Expediente 04696-2025-0-1801-JR-CA-09), por tanto, de encontrarse en trámite un procedimiento administrativo sobre la materia, Osinergmin no podrá pronunciarse sobre el fondo de lo solicitado, al existir una prohibición según el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y el artículo 4 del Texto Único Ordenado de la Ley del Orgánica del Poder Judicial, aprobado con Decreto Supremo N° 017-93-JUS.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.10. ISA y REP: Actualización mensual de las compensaciones**

ISA y REP sostienen que, como parte de la regulación de tarifas, Osinergmin determina los factores base para actualizar las tarifas según la variación de sus componentes. Sin embargo, indica que las compensaciones no están afectas a actualizaciones, lo cual consideran incorrecto, mientras que para los peajes sí aplica las fórmulas de actualización mensual, evidenciando un tratamiento diferenciado.

### Análisis

Como fuera sustentado en procesos regulatorios anteriores, en los numerales II) y III) del literal d) del artículo 139 del RLCE se establece que la actualización del CMA se realiza en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de peajes y compensaciones, la misma que se realiza cada cuatro años.

La justificación de admitir ajustes mensuales en las compensaciones, utilizando los valores de los indicadores cada mes, era la existencia de la aplicación de una liquidación anual.

Este proceso de liquidación anual fue suprimido en el año 2016 con la entrada en vigencia del nuevo Procedimiento de Asignación, en donde se eliminó expresamente el proceso de liquidación anual, a fin de brindar estabilidad al pago de las compensaciones asignadas a los generadores por el método de uso. Así, los criterios empleados por Osinergmin antes de esta modificación normativa no son aplicables en la actualidad.

En ese sentido, a partir del proceso regulatorio del periodo 2017 – 2021, se eliminó cualquier posibilidad de ajuste mensual en las compensaciones, retomando el concepto de actualización de cada cuatro años, según el RLCE, razón por la cual, a la fecha, éstas no contienen coeficientes de actualización, lo que constituye un ámbito de decisión del Regulador, el mismo que se encuentra justificado. Cabe señalar que en el artículo 28 de la Norma Tarifas (emitido en otro contexto en cuanto a las compensaciones) tampoco se establece que la fórmula de actualización de las compensaciones sea mensual.

Finalmente, se ha verificado que el presente comentario está estrechamente relacionado con la demanda contencioso administrativa interpuesta por propia Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. (empresa del mismo grupo que REP), la cual recae en el Expediente N° 7408-2022-0-1801-JR-CA-04. En la referida demanda, se solicitó aplicar para las instalaciones SSTG y SSTGD, un factor de actualización mensual, según los artículos 28 y 45 de la Norma Tarifas. Dicha demanda fue declarada infundada en primera y segunda instancia y, con fecha 26 de diciembre de 2024, el proceso fue archivado de forma definitiva; validándose judicialmente la decisión de Osinergmin.

Por lo expuesto, esta Asesoría recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.II. ISA, REP y Transmantaro: Cambios en archivos, estructura y modelos sin transparencia**

Las empresas sostienen que en la presente regulación se han realizado modificaciones en los archivos, estructuras y modelos de cálculo, sin una comunicación previa ni justificación detallada, y que Osinergmin debe

documentar los cambios, dar transparencia informando previamente de cualquier modificación y validar que los resultados sean consistentes.

En específico ISA y Transmantaro cuestionan la modificación del criterio del CMA a ser empleado para el cálculo de los de sus instalaciones que forman parte de contratos.

#### Análisis

Sin perjuicio de que el contenido de este comentario es general y no se detalla los cambios a los que se refiere, debe tenerse en cuenta que, conforme al artículo VI del Título Preliminar del TUO de la LPAG, la administración puede cambiar un criterio previo, debiendo contar con el debido sustento; lo cual, según el área técnica, ha sido efectuado, tanto en la propuesta prepublicada, como a partir del análisis de los comentarios.

Asimismo, se ha cumplido con los principios de predictibilidad y transparencia con la publicación del proyecto de resolución para la recepción de opiniones y sugerencias, no siendo parte de una obligación de la Autoridad una comunicación previa distinta a los administrados; menos aún una coordinación sobre sus resultados.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

### **2.12. REP: Vigencia de las tarifas del periodo mayo 2020 – abril 2021**

Sostiene REP que en la fijación de los precios en barra del periodo 2020-2021, varias empresas reclamaron que se reconozca el derecho de percibir el ingreso anual independientemente de la fecha de activación de las tarifas, de tal manera que la postergación de la entrada en vigencia de las tarifas no implica modificación o cambio en el derecho de percibir ingresos a las empresas, dado que la retribución corresponde a montos anuales.

#### Análisis

El presente comentario de REP han sido objeto de pronunciamiento anteriormente por parte de Osinergmin, en los periodos 2020 – 2021, 2021 – 2022, 2022 – 2023 y 2023 – 2024, en los cuales se encuentran los fundamentos de Osinergmin para la aplicación dada.

Asimismo, se ha verificado que el presente comentario está estrechamente relacionado con la demanda contencioso administrativa interpuesta por REP, recaída en el expediente N° 6355-2021-0-1801-JR-CA-09; en la medida que, mediante este proceso judicial, la administrada solicita, entre otros, se recalcule la liquidación del año 2020 fundamentándose en la existencia de una afectación económica relacionada con la postergación de las tarifas entre mayo 2020 y los primeros días de julio 2020.

De ese modo, Osinergmin no puede pronunciarse en los temas de fondo de este pedido, en tanto exista una causa pendiente en el fuero judicial, al existir una prohibición que lo impide según el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y en el artículo 4 del Texto Único Ordenado de la Ley del Orgánica del Poder Judicial, aprobado con Decreto Supremo N° 017-93- JUS.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar este comentario de REP.

### **2.13. Transmantaro: Actualización anual del CMA de los contratos SCT**

Transmantaro sostiene que Osinergmin debe actualizar con periodicidad anual los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados al CMA, de conformidad con el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD (“Procedimiento de Liquidación”) y los contratos que ha suscrito con el Estado.

Añade que en la cláusula 8.2 de los contratos se estipula que la actualización corresponde efectuar en la regulación de tarifas según el artículo 139 del RLCE, y que sin embargo, Osinergmin omite señalar que de acuerdo con dicho artículo el CMA se fija anualmente, máxime cuando el término “regulación de las tarifas de transmisión” no se encuentra definido en los contratos.

#### Análisis

El presente comentario de Transmantaro, ha sido objeto de pronunciamiento por parte de Osinergmin en procesos regulatorios anteriores, los cuales se pueden verificar en los Informes N° 195-2022-GRT<sup>1</sup>, N° 261-2023-GRT<sup>2</sup>, 357-2023-GRT<sup>3</sup> y 217-2024-GRT<sup>4</sup>.

En los Contratos SCT de Transmantaro se dispone que el IPPn que se utilizará, corresponde al índice de actualización del último dato definitivo en la fecha que debe efectuarse corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según el artículo 139 del RLCE.

Conforme con los numerales 4.18, 5.2.e) y 5.3.e) del Procedimiento de Liquidación, para efectos de determinar el periodo de revisión y la actualización del CI y COyM, prevalecerá lo establecido en cada Contrato.

En los Contratos SCT no se establece que la actualización se realice anualmente, pues solo se indica que para la actualización se empleará el IPPn de la fecha en que corresponda efectuar la regulación de tarifas y

---

<sup>1</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 058-2022-OS/CD.

<sup>2</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 057-2023-OS/CD.

<sup>3</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 091-2023-OS/CD.

<sup>4</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 052-2024-OS/CD.

conforme al artículo 139 del RLCE, el proceso regulatorio de fijación de tarifas de transmisión se realiza cada cuatro años, lo que no resulta, una aplicación arbitraria, sino sujeta al mandato contractual.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

#### **2.14. Transmantaro: Liquidación de los contratos SCT**

Transmantaro sostiene que en el proceso de liquidación anual de los ingresos por SST y SCT de demanda, Osinergmin determina los saldos de liquidación, pero consideran que los ingresos anuales que corresponden facturar (IAF) no son correctos pues se presume como válida la información reportada por los suministradores bajo una vía distinta a la establecida en el Procedimiento de Liquidación que no considera la información de los titulares de transmisión, con lo cual se vulneran los principios de veracidad e igualdad.

Indica que Osinergmin no supervisa ni fiscaliza el correcto reporte de información ni el pago de las obligaciones de los suministradores producto de las transferencias en el mercado eléctrico.

Finalmente, refiere que la obligación de pago es determinada por Osinergmin con los saldos de liquidación, no de manera referencial sino como una obligación.

##### Análisis

Los comentarios señalados precedentemente han sido objeto de pronunciamiento y análisis por parte del Regulador en el Informe N° 217-2024-GRT, que integra a la Resolución N° 052-2024-OS/CD.

En cuanto a la información utilizada en la liquidación, en virtud de lo establecido en los numerales 4.14, 5.1, 6.4.1 y 6.4.2. del Procedimiento de Liquidación, Osinergmin considera lo remitido por parte de los titulares de transmisión y de los suministradores, para efectos de la determinación del cargo unitario de liquidación.

Si bien en aplicación del principio de veracidad previsto en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, se presume que los documentos y declaraciones formulados por los administrados, responden a la verdad de los hechos que se afirman. Por aplicación del principio de verdad material consignado en el numeral 1.11 del mencionado Título Preliminar, para el cálculo del IAF y el IMF, Osinergmin considera toda la información disponible, la coteja y, en caso de encontrar inconsistencias o cuente con información adicional de otras fuentes, se encuentra facultado legalmente adoptar aquella que le genera certeza, de manera sustentada y de corregir la información que reportan los agentes, en su caso.

De otro lado, desde la función reguladora [acto administrativo sobre el cual se comenta], no es su finalidad el establecer mecanismos de supervisión o fiscalización. Las empresas cuentan con instrumentos que el ordenamiento jurídico le autoriza para ejercer sus derechos, denunciando y dando seguimiento sobre los incumplimientos al órgano supervisor dentro de Osinergmin. A su vez, pueden acudir a otras instancias de solución con la finalidad de hacer efectivos los pagos a los que tiene derecho.

Se precisa que, en la resolución se incluye concretamente la obligación de realizar las transferencias a los titulares de transmisión por el concepto de peajes de transmisión SST y SCT.

Finalmente, es preciso señalar que la liquidación anual se realizó conforme a lo establecido en el numeral i) del literal f) del artículo 139 del RLCE, dicha sujeción a la legalidad no resulta contraria a la aplicación de otros principios administrativos.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

## **2.15. ISA y REP: Fiscalización sobre los incumplimientos de pago por los Retiros No Declarados**

ISA y REP señalan que varios suministradores han incumplido con el pago de los montos asignados por los Retiros No Declarados (RND), a pesar de todas las gestiones efectuadas, Y consideran la necesidad de que Osinergmin implemente una fiscalización efectiva y aplique sanciones a las empresas deudoras. Mencionan que los RND no sean asignados a los titulares de transmisión.

### Análisis

Osinergmin, en su calidad de ente Regulador, ha adoptado la decisión que resulta más razonable y concordante con las disposiciones contenidas en el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM y en el Reglamento de Usuarios Libres, aprobado con Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

En virtud de los principios de legalidad, razonabilidad y, aplicando las reglas de integración jurídica, Osinergmin considera que los generadores tienen la responsabilidad de transferir a los titulares los peajes que facturen a este tipo de usuarios con RND, de la misma forma que los distintos conceptos eléctricos del Mercado Mayorista de Electricidad; encontrándose los distribuidores/transmisores prohibidos normativamente de facturar directamente por su servicio de transmisión.

Desde la función reguladora [acto administrativo sobre el cual se comenta], no es su finalidad el objeto, establecer mecanismos de fiscalización para sancionar los RND. Las empresas cuentan con los

instrumentos que el ordenamiento jurídico autoriza para ejercer sus derechos, denunciando y dando seguimiento sobre los incumplimientos al órgano supervisor dentro de Osinergmin. A su vez, pueden acudir a otras instancias de solución con la finalidad de hacer efectivos los pagos a los que tiene derecho.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el presente comentario.

### **3. Procedencia de realizar la liquidación anual y la determinación de las tarifas correspondientes a ISA y Redesur**

- 3.1.** Mediante Resolución N° 070-2021-OS/CD y modificatoria, se fijaron las Tarifas y Compensaciones correspondientes a los SST y SCT, para el periodo mayo 2021-abril 2025, publicándose también la fijación de los peajes y compensaciones para los SST de las empresas ISA y Redesur, así como su correspondiente fórmula de actualización.
- 3.2.** En cumplimiento del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD, se publicaron las Resoluciones N° 070-2021-OS/CD, N° 059-2022-OS/CD, N° 058-2023-OS/CD y N° 053-2024-OS/CD mediante las cuales se determinaron los peajes y compensaciones de Redesur e ISA, para los periodos comprendidos entre mayo de 2021 y abril de 2022, mayo de 2022 y abril de 2023, mayo de 2023 y abril 2024, y mayo de 2024 y abril 2025.
- 3.3.** En ese sentido, corresponde realizar la liquidación anual de ingresos, y como consecuencia determinar los peajes y compensaciones de Redesur e ISA, para el periodo comprendido entre mayo de 2025 y abril de 2026.

### **4. Procedencia de publicar la resolución tarifaria**

- 4.1.** En aplicación de la función reguladora de Osinergmin reconocida en el artículo 3 de la Ley N° 27332, y en el literal p) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; se han cumplido con las etapas de la a) a la j) del proceso.
- 4.2.** Mediante Resolución 025 se publicó en el diario oficial, el proyecto de resolución mediante el cual se fijan los peajes y compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029, disponiendo, además, el plazo de diez días hábiles a fin de que los interesados remitieran sus opiniones y sugerencias, para el respectivo análisis dentro de la resolución tarifaria a emitirse.
- 4.3.** En la Resolución 025, se convocó a Audiencia Pública descentralizada, en la cual Osinergmin expuso los criterios, metodología, estudios, informes, modelos económicos o dictámenes, que sirven de justificación y sustento

al proyecto tarifario. La referida Audiencia Pública se llevó a cabo el 11 de marzo de 2025, en las ciudades de Lima, Arequipa y Cajamarca, así como vía streaming por la plataforma de YouTube.

- 4.4.** La publicación de la resolución definitiva deberá efectuarse con al menos quince (15) días hábiles posteriores a la publicación del proyecto de resolución, conforme lo dispone el artículo 4 de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- 4.5.** Los peajes y compensaciones de los SST y SCT fijados en la Resolución 070-2021-OS/CD y modificatorias, tendrán vigencia hasta el 30 de abril de 2025, luego de lo cual, aplicará la nueva regulación.
- 4.6.** Habiéndose cumplido con las etapas formales respectivas y con el análisis de los comentarios recibidos, resulta procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo la resolución mediante la cual se fijan los peajes y compensaciones de los SST y SCT para el periodo mayo 2025 – abril 2029. En la resolución se incluyen la asignación de responsabilidad de pago de las instalaciones SST, conforme a la normativa aplicable.
- 4.7.** El proyecto de resolución ha sido elaborado por el área técnica, habiendo incorporado los fundamentos legales expuestos en el presente informe.

## **5. Conclusión**

Por los fundamentos expuestos en el presente Informe, esta Asesoría considera procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo, la publicación de la resolución mediante la cual se fijan los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2029; así como la liquidación anual de ingresos y los peajes y compensaciones de Redesur e ISA; y la respectiva asignación de responsabilidad de pago de las instalaciones SST.

**[mcastillo]**

**[nleon]**

/edv-cgh