

**Informe N° 227-2025-GRT**

**Informe legal sobre la fijación de los Precios en Barra y demás cargos tarifarios, correspondientes al periodo mayo 2025 – abril 2026, y análisis de los comentarios al proyecto publicado**

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

**Referencia** : D. 374-2024-GRT

**Fecha** : 07 de abril de 2025

---

**Resumen**

En el presente informe se analiza la procedencia de la fijación de los Precios en Barra y los diversos conceptos y cargos tarifarios del periodo mayo 2025 – abril 2026; asimismo, se analizan los comentarios con contenido legal recibidos sobre el proyecto tarifario, publicado con Resolución N° 029-2025-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 una devolución del peaje por conexión de transmisión, ni la emisión de reglas, puesto que la normativa vigente establece que, asumir el saldo por peaje de conexión (a favor o en contra) recae en los generadores.
- No corresponde la aplicación del índice de actualización publicado como preliminar; toda vez que, en los Contratos SPT y SGT de Transmantaro, no se establece dicha disposición, por tanto, resulta aplicable el último dato publicado como definitivo.
- No corresponde utilizar el dato preliminar del índice de actualización en la fecha de actualización tarifaria para el Contrato SPT de ISA; toda vez que existe un pronunciamiento del órgano jurisdiccional que tiene calidad de cosa juzgada, el cual validó el pronunciamiento de Osinergmin de considerar el dato definitivo disponible.
- No corresponde aceptar un recálculo de liquidación por la postergación de las tarifas en el año 2020, ni sobre el descuento por ampliaciones de bienes retirados; toda vez que, estas materias se encuentran judicializadas, no pudiendo el Regulador, avocarse a causas pendientes de resolución judicial, independientemente del análisis de fondo realizado por Osinergmin que rechazó tales pretensiones en su oportunidad.
- No corresponde la aplicación de una actualización mensual de compensaciones por las instalaciones de generación/demanda, toda vez que, no es materia del presente proceso establecer o crear fórmulas de actualización, independientemente de que, no resulta compatible ese ajuste en las compensaciones.

- No es materia del presente proceso asegurar las transferencias y pagos de saldos de liquidación y/o por retiros no declarados, ni el establecimiento de reglas para fiscalización de incumplimiento de pagos.
- No corresponde el establecimiento de un procedimiento para definir el margen de reserva firme objetivo y la tasa de indisponibilidad, en tanto no es objeto del presente proceso la aprobación de propuestas normativas, máxime si dichos productos consideran las reglas vigentes, suficientes para su cálculo en otro proceso.
- Ante la inexistencia de una disposición reglada y al verificar la presencia de un saldo RER negativo que se acumula por varios periodos regulatorios, con montos económicos importantes y con baja probabilidad de que sean descontados en periodos siguientes, resulta razonable se disponga de una devolución o liquidación directa, la cual deberá ser planteada por el área técnica, según los saldos resultantes.
- No corresponde sujetarse a la emisión de un futuro reglamento de licitaciones, pues la aplicación de la Ley N° 32249, en cuando a la referencia a utilizar para los precios en barra de competencia de Osinergmin, tiene carácter autoaplicativo, sin necesidad de la emisión de reglas adicionales para el presente procedimiento regulatorio.

En consecuencia, habiéndose cumplido con las etapas del procedimiento regulatorio, corresponde la aprobación de los precios en barra para el periodo 2025 – 2026, y sus conceptos y cargos asociados.

## **Informe N° 227-2025-GRT**

### **Informe legal sobre la fijación de los Precios en Barra y demás cargos tarifarios, correspondientes al periodo mayo 2025 – abril 2026, y análisis de los comentarios al proyecto publicado**

#### **1. Marco legal y conceptos aplicables**

##### **1.1. Función reguladora**

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, sujetándose a los criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales.

Conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a su Consejo Directivo, fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”).

##### **1.2. Fijación de los precios en barra**

Según lo previsto en el literal d) del artículo 43 de la LCE, se encuentran sujetos a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de electricidad; excepto cuando se hayan efectuado licitaciones destinadas a atender dicho servicio, conforme a lo señalado en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley 28832”).

Asimismo, en el artículo 46 de la LCE se señala que las Tarifas o Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de ajuste, deben ser establecidas con periodicidad anual y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año. Por su parte, en los artículos del 47 al 57 de la LCE y los artículos 123 al 131 de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”), se establecen los criterios que deben ser considerados en la fijación de los Precios en Barra.

Conforme se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832 y en concordancia con su Tercera Disposición Complementaria Transitoria, corresponde a Osinergmin verificar que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, por lo que las tarifas deberán sujetarse a este límite.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 28832 y en el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, Osinergmin deberá aplicar dicho mecanismo en cada regulación anual de los Precios en Barra.

Dentro de la regulación para los sistemas aislados, Osinergmin fija aquellos valores (como el CVNC) que permiten el cumplimiento del Contrato del Proyecto "Suministro de Energía para Iquitos" suscrito por el Estado Peruano con la empresa Genrent del Perú S.A.C., y garanticen la remuneración prevista en dicho instrumento, en lo referido los precios en barra para los sistemas aislados.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 107 de la LCE, artículo 215 de su Reglamento y en el literal t) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento.

Osinergmin, en su regulación se sujeta a las disposiciones contractuales, a aquellas disposiciones normativas compatibles que le resulten aplicables, y a los criterios técnicos para superar cualquier deficiencia de fuentes; a efectos de hacer aplicable la regulación al caso especial según la naturaleza del proyecto y objeto del contrato; ello en aplicación de lo establecido en el artículo VIII del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS ("TUO de la LPAG").

Interesa mencionar que, mediante Resolución N° 051-2024-OS/CD y modificatorias, se fijaron las Tarifas en Barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025.

### **1.3. Peaje del Sistema Principal de Transmisión y Contrato REP**

En cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 136 y 137 del RLCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión ("SPT"), así como sus respectivas fórmulas de reajuste.

De acuerdo a lo establecido en el Anexo N° 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur" ("Contrato ETECEN - ETESUR"), Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual ("RA"), para cada periodo anual comprendido entre el 1 de mayo y el 30 de abril del año siguiente.

La RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada ("RAG") que se encuentra en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por

Ampliaciones (“RAA”) en función de los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial, según las cláusulas adicionales al contrato.

Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los Precios en Barra.

#### **1.4. Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro**

De acuerdo al artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041 con el cual se modifican diversas normas del sector eléctrico, Osinergmin regula el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro y se establecerá al fijar la Tarifa en Barra.

Mediante el artículo 1 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM, se determinaron los criterios a considerar para la remuneración de la seguridad de suministro por centrales de Reserva Fría (RF) licitadas por Proinversión, definiéndose que se remuneran por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041.

De acuerdo al artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 111-2010-MEM/DM, el respectivo cargo fijado por Osinergmin, para la remuneración de la reserva fría es incluido en el Peaje por Conexión del SPT.

En ese orden, en los artículos 6 y 7 del Procedimiento “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, aprobado con Resolución N° 651-2008-OS/CD y modificado con Resolución N° 152-2012-OS/CD, se establece la metodología para la determinación anual de los Cargos Unitarios de Compensación para unidades duales No Reserva Fría y plantas Reserva Fría, respectivamente.

#### **1.5. Cargo Unitario por FISE**

Mediante Ley N° 29852, se crea entre otros, el Fondo de Inclusión Social Energético (“Fise”), como un sistema de compensación energética que permite brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Dicha ley fue reglamentada mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 4.3 de la Ley N° 29852, modificada mediante Ley N° 29969, se define el recargo equivalente a USD 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por

ductos, definidos como tales en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo 081-2007-EM.

El recargo pagado por los generadores eléctricos es compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT eléctrica y es administrado y regulado por Osinergmin según lo que dispone la ley y el citado reglamento. Ello origina que el recargo pagado por los generadores eléctricos sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT eléctrica (en el procedimiento de fijación de las tarifas en barra).

Con Resolución N° 151-2013-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos" utilizada para la determinación anual del cargo.

#### **1.6. Cargo por Prima RER**

La finalidad del Decreto Legislativo N° 1002 es promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables no convencionales ("RER") para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. El reglamento vigente del Decreto Legislativo N° 1002 fue aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM ("Reglamento RER").

Conforme al artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1002, para vender total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el decreto legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por Osinergmin en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el Regulador.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicada, el Regulador efectúa los cálculos correspondientes en función de los valores contractuales y la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE.

En la Norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", aprobada con Resolución N° 001-2010-OS/CD ("Procedimiento RER"), se desarrolla la metodología del Cargo por Prima RER para su cálculo anual.

#### **1.7. Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía**

En el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, emitido al amparo de la Ley N° 29970, se implementaron medidas que brindan confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el

abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“Sein”) y los Sistemas Aislados.

Conforme a lo establecido en el DS 044-2014-EM, ante situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico declaradas por el MINEM, esta entidad asignará a la empresa pública que se encargará de prestar el servicio temporal de capacidad adicional de generación y/o transporte para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN.

De acuerdo al artículo 3 del DS 044-2014-EM, los costos totales en los que incurran las empresas estatales por el referido servicio, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y serán reconocidos en la correspondiente regulación, en la que se determinará el cargo y sus condiciones de aplicación. Por su parte, de acuerdo al artículo 5 del dispositivo citado, Osinergmin establecerá las disposiciones necesarias para la aplicación del referido decreto supremo, debiendo establecer la oportunidad de la incorporación de la correspondiente tarifa.

En cumplimiento de la disposición normativa citada, mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma “Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía”, en la cual se define la metodología de cálculo anual del referido cargo, valor que, de presentarse, debe ser publicado en la resolución que apruebe los Precios en Barra.

#### **1.8. Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica**

La finalidad del Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica (“Reglamento Capacidad”) aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, al amparo de la Ley N° 29970, es el aprobar las disposiciones necesarias que incentivan el incremento de la Capacidad de Generación Termoeléctrica, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva), así como la desconcentración geográfica de la producción de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, conforme a los objetivos contemplados en la Ley N° 29970.

Para tales efectos, en el citado reglamento se dispone que: i) se realizarán subastas para nueva capacidad de generación; ii) estas subastas serán convocadas y conducidas por ProInversión; iii) como resultado de estas subastas los adjudicatarios suscribirán un contrato de capacidad con el Ministerio de Energía y Minas por un plazo máximo de 20 años; y, iv) la remuneración garantizadas de estos adjudicatarios será pagada como la suma de: a) el ingreso de potencia establecido en el artículo 47 de la Ley de concesiones Eléctricas y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que serán incorporado en el peajes unitario por conexión del SPT.

En el marco de esta disposición reglamentaria se llevó a cabo el Concurso Público Internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Nodo Energético en el Sur del Perú” conducido por ProInversión, en el cual se adjudicaron las Plantas N° 1 – Región Arequipa (Islay) y Planta N° 2 – Región Moquegua (Ilo), a través de Contratos de Compromiso de Inversión “Nodo Energético en el Sur del Perú” (“Contratos”). Estos contratos fueron suscritos con fecha 20 de enero de 2014, con las empresas Samay I S.A. (Kallpa), y Engie Energía Perú S.A.

En consecuencia, corresponde establecer el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica para cada empresa, en cuyo cálculo se deberá incluir los descuentos identificados que correspondan, producto de los ingresos que se reciben del mercado eléctrico y de las penalidades y compensaciones que debe asumir el respectivo adjudicatario, en función de la evaluación de cumplimiento de contrato sobre la energía no suministrada, de acuerdo a la normativa sectorial.

En el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica” aprobado por Resolución N° 073-2016-OS/CD, se establecen los criterios para la determinación, recaudación, asignación y liquidación del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica; y se precisa que su determinación se realiza junto con el proceso de fijación de los Precios en Barra.

#### **1.9. Cargo por Importación de Energía en situaciones de Emergencia**

Mediante la Cuarta Disposición Transitoria de la Decisión N° 816 de la Comunidad Andina, modificada con Decisión N° 919, se extendió la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Ecuador y Perú (Anexo II) a que se refiere la Decisión N° 757, hasta la entrada en vigencia de los reglamentos a los que se refiere la Disposición Transitoria Primera de la Decisión N° 816.

En el numeral 9 del artículo 1 del Anexo II de la Decisión 757 de la Comunidad Andina, se establece que, ante situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna, el Agente importador peruano, en caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores.

Para el cumplimiento de la Decisión 757, mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM se aprobó el “Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757”, en cuyo numeral 5.3 se establece que, en situaciones de emergencia restricciones declaradas, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, el cual será regulado por Osinergmin.

Corresponde a Osinergmin, al momento de efectuar la regulación del cargo, considerar los costos incurridos en la importación por la generación

importada en una situación de emergencia; asimismo es su deber considerar los ingresos que la empresa pública obtuvo por dicha generación.

La empresa pública autorizada tendrá el derecho de recuperar los costos sufragados a su contraparte constituida por el generador extranjero (egresos); a su vez, en tanto que por dicha generación obtendrá ingresos, éstos deberán ser descontados; caso contrario, no se cumpliría el objetivo normativo que se ciñe exclusivamente en pagar los costos.

En ese sentido, y conforme a la normativa mencionada, cuando exista un monto a reconocer o se presenten saldos por la importación de electricidad en situaciones de emergencia, corresponderá considerar un cargo dentro del peaje del SPT, o la transferencia que hubiere lugar, pudiendo evaluarse dicha incorporación en los ajustes trimestrales de los cargos, en caso posteriormente se cuente con información durante el periodo tarifario.

#### **1.10. Cargos incluidos**

Por lo anteriormente expuesto sobre los cargos, para el presente periodo se incorporan en el Peaje por Conexión Unitario del SPT, los siguientes: i) Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro; ii) Cargo Unitario por Compensación FISE; iii) Cargo por Prima para la generación con recursos energéticos renovables; iv) Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía; y, v) Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica.

#### **1.11. Publicación del Proyecto Tarifario**

Mediante Resolución N° 029-2025-OS/CD (“Resolución 029”), el 13 de marzo de 2025, se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto tarifario de fijación de los precios en barra 2025 – 2026, para la recepción de comentarios y sugerencias.

#### **1.12. Opiniones y sugerencias recibidas al proyecto**

Dentro del plazo otorgado, cuyo vencimiento se produjo el 25 de marzo de 2025, se recibieron las opiniones y sugerencias de los siguientes interesados:

- Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C. (“Reque Tumbes”), recibidas mediante correo electrónico, de fecha 23 de marzo de 2025 a las 19:01 horas.
- Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. (“Egejunín”), recibidas mediante correo electrónico, de fecha 24 de marzo de 2025 a las 12:42 horas; y a través de la ventanilla virtual de Osinergmin, de fecha 24 de marzo de 2025, a las 17:51 horas, según registro N° 202500072180.

- Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A., recibidas con Carta N° PIER-2025-0022, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 11:43 horas, según registro N° 202500072875; y mediante correo electrónico de la misma fecha a las 17:29 horas.
- Empresa de Electricidad del Perú S.A. (“Electroperú”), recibidas mediante correo electrónico, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 12:07 horas.
- Ronald Gonzáles Palma (“Ronald González”), recibidas mediante correo electrónico, de fecha 25 de marzo de 2025 a la 1:13 horas.
- Amazonas Energía Solar S.A.C., recibidas mediante Carta N° AES-222-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 14:57 horas, según registro N° 202500073173.
- Electro Oriente S.A. (“Elor”), recibidas mediante Carta N° GE-0321-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 15:51 horas, según registro N° 202500073277.
- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (“Egemsa”), recibidas mediante Carta N° C-0143-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:53, según registro N° 202500073393.
- Electro Ucayali S.A. (“Eluc”), recibidas mediante Carta N° G-509-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:24 horas, según registro Siged N° 202500073331.
- Engie Energía Perú S.A. (“Engie”), recibidas mediante Carta N° ENG/146-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:45 horas, según registro Siged N° 202500073368.
- Ministerio de Energía y Minas (“Minem”), recibidas mediante Oficio N° 0569-2025-MINEM/DGE, a través de correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:50 horas; y mediante la ventanilla virtual de Osinergmin en la misma fecha a las 16:59 horas, según registro N° 202500073405.
- Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (“Adinelsa”), recibidas mediante Oficio N° 063-2025-GG-ADINELSA, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:58 horas, según registro N° 202500073402.
- Subcomité de Generadores del Coes, recibidas mediante Cartas N° SCG-04-2025 y N° SCG-03-2025, de fecha 25 de marzo de 2025 a las 16:58 y 17:05 horas, según registro N° 202500073403 y N° 202500073426, respectivamente; y a través del correo electrónico de la misma fecha a las 16:53 horas.
- Red de Energía del Perú S.A. (“REP”), recibidas mediante correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:05 horas.
- Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. (“Isa Perú”), recibidas mediante correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:05 horas.
- Consorcio Transmantaro S.A. (“Transmantaro”), recibidas mediante correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 17:05 horas.
- Acciona.Org Perú (“Acciona”), recibidas mediante Carta S/N de fecha 25 de marzo de 2025 a las 18:06 horas, según registro N° 202500073528.
- Orygen Perú S.A.A. (“Orygen”), recibidos mediante Carta N° GAE-057-2025 de fecha 25 de marzo de 2025 a las 19:09 horas, según registro N° 202500073573 y correo electrónico de la misma fecha a las 19:38 horas.

- Generación Andina S.A.C. (“Generación Andina”), recibidas mediante Carta N° GA-016-2025 en correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 20:55 horas.
- Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (“Celepsa”), recibidas mediante correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 22:48 horas.
- Inland Energy S.A.C. (“Inland”), recibidas mediante correo electrónico de fecha 25 de marzo de 2025 a las 23:59 horas.

## **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. Engie: Sobre la determinación del peaje de transmisión, saldo del peaje y peaje por conexión**

Engie indica que Osinergmin debe determinar el peaje de transmisión de las instalaciones del SGT calculando el saldo del periodo de liquidación de los SGT sin incluir el saldo del peaje por conexión determinado de manera incorrecta, y disponer la devolución a los generadores de los montos del pago por potencia durante el periodo de liquidación 2024.

Agrega que, los usuarios deberían asumir el pago del peaje de transmisión de los SGT conforme con la Ley 28832. A pesar de ello, sostiene que el Coes determina mensualmente un saldo por peaje y utiliza los pagos por potencia de los generadores para cubrir la mensualidad de las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT.

Finalmente, Engie solicita a Osinergmin incluir disposiciones que minimicen la diferencia entre el monto que fija por el peaje de conexión y el monto real recaudado por este concepto. Indica que en el artículo 137 del RLCE se establece que el peaje por conexión unitario será igual al cociente entre el peaje por conexión y la máxima demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes; no obstante, dicha máxima demanda difiere de la real, lo cual genera un saldo por peaje por conexión que termina siendo asumido por los generadores, por lo que, solicita que se utilice una máxima demanda proyectada cercana a la máxima demanda real.

#### Análisis

Los argumentos expuestos por Engie constituyen parte de un pedido efectuado en procesos previos de fijación de los precios en barra. De ese modo, nos remitimos a lo resuelto en las Resoluciones N°s 090-2018-OS/CD,

114-2019-OS/CD, 123-2020-OS/CD, 114-2021-OS/CD, 095-2022-OS/CD, 099-2023-OS/CD y 074-2024-OS/CD, las cuales, asimismo, Engie a judicializado.

Conforme al artículo 26 de la Ley 28832, a la Base Tarifaria se le descuenta el Ingreso Tarifario el cual es pagado por los generadores, cuyo resultado es el peaje de transmisión. Así, los usuarios pagan el valor unitario del Peaje de Transmisión, el cual es recaudado por los generadores, quienes son responsables de abonar mensualmente una compensación para cubrir el costo total de transmisión de manera separada mediante dos conceptos denominados ingreso tarifario y peaje por conexión.

La recaudación y liquidación que se efectúa para las tarifas del SPT son las mismas aplicables para el SGT, según los artículos 59 y 60 de la LCE y el artículo 27.2 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM (“Reglamento de Transmisión”). Entonces, los generadores, por regla normativa, asumen el saldo por peaje por conexión en caso no se complete la recaudación para los transmisores. Si la diferencia resultara positiva, estos generadores se quedarán con el excedente.

Asimismo, bajo lo estipulado en los Contratos de SGT y el Procedimiento de Liquidación Anual de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica del SPT SGT y Contrato Etecen – Etesur, aprobado mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD (“Procedimiento de Liquidación”), los aspectos a liquidar son la tasa e índice de actualización en beneficio de los transmisores y no de los generadores.

Es oportuno mencionar que, el proceso contenido en el Expediente N° 10430-2019-0-1801-JR-CA-23, respecto de la fijación tarifaria 2019-2020 ha concluido<sup>1</sup>, de tal modo que la demanda junto a las pretensiones de Engie, revisadas judicialmente hasta la última instancia, ha sido declarada infundada, constituyéndose en cosa juzgada.

Así, la actuación de Osinergmin es acorde con el artículo 137 del RLCE y el artículo 60 de la LCE en los cuales expresamente se establece que, para el cálculo del peaje de conexión unitario se debe utilizar la máxima demanda proyectada y no la demanda real como sugiere Engie.

Finalmente, no corresponde a Osinergmin la emisión de disposiciones sobre el cálculo como las que solicita Engie ni ordenarle al Coes que efectúe el recálculo para la devolución a los generadores en contra de la normativa.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Engie.

---

<sup>1</sup> Mediante Resolución N° 10 de fecha 31 de marzo de 2023, el Sexto Juzgado Permanente Contencioso Administrativo archivó definitivamente el proceso.

## **2.2. Transmantaro: Sobre el índice de actualización del valor nuevo de reemplazo y costos de operación y mantenimiento de Contratos SPT y SGT**

Transmantaro alega la existencia de un error en el uso del índice WPSFD4131 para la actualización del valor nuevo de reemplazo (“VNR”) y de los costos de operación y mantenimiento (“COyM”) en el Contrato SPT de Transmantaro - BOOT, Addendum 5, Addendum 10 (“Contrato SPT”) y Contrato SGT Chilca - Planicie - Zapallal (“Contrato SGT”).

Según Transmantaro, para la actualización del VNR y COyM de los referidos contratos, se debe utilizar el último índice publicado a la fecha de publicación del proyecto de resolución, el cual corresponde al mes de enero de 2025, sin embargo, Osinergmin ha aplicado un índice distinto. Agrega que, para los demás Contratos SGT, como son la Ampliación Adicional 1 y la Addendum 8, se debe utilizar el último índice definitivo a la fecha de la fijación del proyecto de resolución.

### Análisis

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Liquidación, la regla general para el ajuste del VNR y COyM es que se utilice el valor del índice de actualización que corresponde al último dato publicado como definitivo, y en caso alguno de los Contratos señale el uso de un índice distinto, se aplicará lo que establece dicho documento contractual. Ello evita el uso de índices de carácter provisional que tengan que ser reemplazados por los definitivos, y uniformiza los criterios de aplicación.

En el Contrato de Transmantaro no se establece de forma expresa el dato del índice a utilizarse, ya sea el último publicado, el preliminar o el definitivo, por lo que, debe aplicarse lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación, debiendo ser el último dato de la serie publicado como definitivo.

Transmantaro ha presentado demandas contencioso administrativas sobre esta misma materia recaídas en los expedientes N° 6330-2021-0-1801-JR-CA-03<sup>2</sup> (tramitada en el Tercer Juzgado Permanente Contencioso Administrativo) y N° 7413-2022-0-1801-JR-CA-11<sup>3</sup> (tramitada en el Décimo Primer Juzgado Permanente Contencioso Administrativo). De ese modo, la administrada tiene conocimiento de las razones por las cuales Osinergmin aplica -para efectos de la actualización del VNR y COyM- el índice de actualización publicado como definitivo.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Transmantaro.

---

<sup>2</sup> En esta demanda, Transmantaro solicita la nulidad de las Resoluciones N° 067-2021-OS/CD y N° 122-2021-OS/CD.

<sup>3</sup> En esta demanda, Transmantaro solicita la nulidad de las Resoluciones N° 057-2022-OS/CD y N° 119-2022-OS/CD.

**2.3. Isa Perú: Sobre el índice de actualización del VNR y COyM del Contrato SPT, para los periodos 2022 – 2023, 2023 – 2024, 2024 – 2025 y 2025 – 2026**

Isa Perú señala que, para la actualización del VNR y COyM del Contrato SPT de Isa Perú, en el periodo regulatorio mayo 2022 – abril 2023, se debió utilizar el índice disponible a la fecha de actualización de las tarifas cuyo valor asciende a 229.314, sin embargo, Osinergmin utilizó un índice distinto cuyo valor asciende a 222.768, ocasionándole un perjuicio económico que le afecta en el presente periodo regulatorio (2025 – 2026) y vulnerándose el principio de legalidad.

Análisis

El presente comentario de Isa Perú está relacionado con las pretensiones de la demanda contencioso administrativa, recaída en el expediente N° 7403-2022-0-1801-JR-CA-06, tramitado ante el Sexto Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima.

En la referida demanda se observa que Isa Perú solicitó la declaración de nulidad de las Resoluciones N° 120-2022-OS/CD y N° 057-2022-OS/CD, y, como consecuencia, planteó que Osinergmin fije los peajes por conexión del SPT BOOT utilizando el índice de actualización preliminar, aplicando el valor de 229.134 y no el valor definitivo de 222.768 tal como aplicó Osinergmin. De ese modo, se verifica que existe una estrecha relación entre las opiniones y sugerencias presentadas por Isa Perú para el presente proceso tarifario y el proceso judicial existente, en la medida que, en ambos, ISA Perú cuestiona el índice de actualización utilizado para el cálculo del VNR y COyM para el periodo 2022 – 2023 del Contrato SPT de esta empresa.

Este proceso judicial ha concluido, en tanto que, mediante Resolución N° 7 de fecha 25 de marzo de 2024, se resolvió declarar consentida la sentencia que declaró infundada la demanda de Isa Perú y, se dispuso el archivo definitivo del proceso.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Isa Perú.

**2.4. REP: Sobre los recálculos por la postergación de la vigencia de las tarifas en el periodo 2020 – 2021**

REP solicita a Osinergmin recalcular la liquidación 2020 – 2021 y se añada a la propuesta tarifaria del periodo 2025 – 2026, el reconocimiento de la integridad de la remuneración, de acuerdo a lo establecido en el artículo 61 de la LCE, en tanto el Regulador habría aplicado una tarifa artificial para el periodo mayo, junio y parte de julio en el año 2020, desconociéndose el derecho de REP de recibir una remuneración íntegra que vulneraría el principio de legalidad y la Resolución N° 061-2019-OS/CD.

## Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de pronunciamiento por parte de Osinergmin, en los periodos 2020 – 2021, 2021 – 2022, 2022 – 2023, 2023 – 2024 y 2024 – 2025 y se encuentra estrechamente relacionado con las pretensiones de la demanda contencioso-administrativa que ha iniciado esta empresa, recaída en el expediente N° 6355-2021-0-1801-JR-CA-09 (tramitado ante el Noveno Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima)<sup>4</sup>; ello en la medida que, solicitando la nulidad de las Resoluciones N° 128-2021-OS/CD<sup>5</sup> y N° 067-2021-OS/CD, busca, entre otros, que se recalculen la liquidación del año 2020 fundamentándose en que existe 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 administrativamente sobre este mismo pedido puesto en competencia del Poder Judicial, en tanto se afectaría el principio de legalidad, contraviniendo lo establecido en el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y el artículo 4 de la Ley Orgánica del Poder Judicial, el cual dispone que ninguna autoridad puede avocarse a causas pendientes ante el órgano jurisdiccional ni interferir en el ejercicio de sus funciones; independientemente de que, el Regulador en su oportunidad analizó las razones de fondo para negar la pretensión de la administrada.

Sin perjuicio de ello, es preciso hacer referencia al expediente N° 6332-2021-0-1801-JR-CA-16 (tramitado ante el Décimo Sexto Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima), en el cual Isa Perú (empresa del mismo grupo económico que REP) solicitó la nulidad de las Resoluciones N° 123-2021-OS/CD<sup>6</sup> y N° 067-2021-OS/CD, en lo referente a la afectación económica relacionada con la postergación de tarifas en el periodo mayo 2020 – julio 2020 por contravenir supuestamente el artículo 61 de la LCE y además solicitó el recálculo de la liquidación del periodo marzo a diciembre 2020, cuya demanda (tanto en primera como en segunda instancia) se declaró infundada. Sobre el particular, mediante Resolución N° 11 se declaró concluido el proceso, archivándose definitivamente el mismo.

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

## **2.5. REP: Sobre la actualización mensual de compensaciones de instalaciones asignadas a la generación y a la generación/demanda**

---

<sup>4</sup> A la fecha de emisión del presente informe, el proceso judicial recaído en el expediente N° 6355-2021-0-1807-JR-CA-09 se encuentra en etapa de apelación.

<sup>5</sup> Mediante la Resolución N° 128-2021-OS/CD se declaró, entre otros, infundado el extremo del recurso de reconsideración interpuesto por REP contra la Resolución N° 067-2021-OS/CD, referido al reconocimiento tarifario para los meses de mayo a junio 2020 por la postergación de las tarifas.

<sup>6</sup> Mediante la Resolución N° 123-2021-OS/CD se declaró, entre otros, infundado el extremo del recurso de reconsideración interpuesto por Isa Perú contra la Resolución N° 067-2021-OS/CD, referido al reconocimiento tarifario para los meses de mayo a junio 2020 por la postergación de las tarifas.

REP señala que, el Regulador debe actualizar las compensaciones del SST asignadas a la generación (“SSTG”) y a los SST asignadas a la generación/demanda (“SSTGD”), considerando la aplicación del factor de actualización mensual, conforme lo establecería la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobado con Resolución N° 217-2013-OS/CD (“Norma Tarifas”).

Indica que no sólo las instalaciones de transmisión pertenecientes a los SST asignados a la demanda deben ser actualizadas de forma mensual; asimismo, menciona que Osinergmin ha aplicado distintas reglas para la actualización de las compensaciones, para lo cual hace referencia a los pronunciamientos del Regulador efectuados en los años 2003, 2009 y 2017.

### Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de pronunciamiento, mediante los Informes N° 195-2022-GRT<sup>7</sup>, N° 361-2022-GRT<sup>8</sup>, N° 261-2023-GRT<sup>9</sup>, N° 355-2023-GRT<sup>10</sup>, N° 217-2024-GRT<sup>11</sup> y N° 399-2024-GRT<sup>12</sup>.

Sin perjuicio de lo indicado, es preciso señalar que el presente proceso tiene por objeto fijar las tarifas en barra del periodo 2025 – 2026 y no establecer o crear fórmulas de actualización para las instalaciones de transmisión asignadas a la generación. En ese sentido, este comentario es analizado en el Informe N° 224-2025-GRT, en el cual se analiza la aprobación de peajes y compensaciones para el periodo 2025 – 2029.

Es importante indicar que REP, en el proceso de fijación de peajes y compensaciones del periodo 2021 – 2025, cuya vía administrativa se encuentra agotada, hizo la misma solicitud. Ante ello, Osinergmin (Informe Técnico N° 221-2021-GRT<sup>13</sup>) no aceptó dicho pedido, amparándose en la normativa que no autorizaba una fórmula de actualización mensual, pues la actualización es cada cuatro años. Si bien años atrás aplicó este tipo de actualización se debía de normativa que ahora se encuentra derogada que previa una liquidación de lo recaudado.

Finalmente, se ha verificado que el presente comentario de REP está estrechamente relacionado con la demanda contencioso administrativa interpuesta por la empresa Isa Perú (empresa perteneciente al mismo grupo económico que REP), recaída en el expediente N° 7408-2022-0-1801-JR-CA-04. En la referida demanda, Isa Perú solicitó que se fije el Cargo Unitario de Liquidación, del periodo 2022 – 2023, aplicando, para las

<sup>7</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 058-2022-OS/CD.

<sup>8</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 122-2022-OS/CD.

<sup>9</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 057-2023-OS/CD.

<sup>10</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 090-2023-OS/CD.

<sup>11</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 052-2024-OS/CD.

<sup>12</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 102-2024-OS/CD.

<sup>13</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 070-2021-OS/CD.

instalaciones SSTG y SSTGD, un factor de actualización mensual. Dicha demanda fue declarada infundada en primera y segunda instancia y, mediante la Resolución N° 9, de fecha 26 de diciembre de 2024, el proceso fue archivado definitivamente; por tanto, se ha validado la posición de Osinergmin.

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

## **2.6. REP: Sobre los descuentos por bienes retirados en las Ampliaciones N° 1 a la N° 19**

A criterio de REP, Osinergmin considera de forma incorrecta que en las Ampliaciones 5, 9, 12 y 19 existen instalaciones provisionales en tanto el término “instalaciones provisionales” no se encuentra definido en su Contrato de Concesión. Agrega que, en estos instrumentos los únicos descuentos procedentes sobre la remuneración anual garantizada (“RAA”) corresponden a aquellos bienes que han sido formalmente retirados de la concesión. En ese sentido, REP señala que la aplicación de descuentos adicionales a la RAA carece de sustento legal y contractual.

En cuanto a los descuentos de los bienes retirados por las Ampliaciones N° 1 a la N° 19, REP señala que estos descuentos serían retroactivos y contrarios al ordenamiento jurídico, por lo que solicita el reintegro en la liquidación anual (incluida en la regulación del periodo 2021 – 2022) el descuento por el retiro de bienes de la concesión.

En lo referente a la Ampliación N° 19.1, REP solicita que se deje sin efecto el descuento aplicado al COyM correspondiente a dicha ampliación, en tanto que no constituye calificarla como un bien retirado. Agrega que, el descuento de esta ampliación atenta contra las disposiciones de su Contrato de Concesión afectándole económicamente.

### Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de análisis y pronunciamiento por parte de Osinergmin, en los Informes N° 228-2021-GRT<sup>14</sup>, N° 410-2021-GRT<sup>15</sup>, N° 190-2022-GRT<sup>16</sup>, N° 359-2022-GRT<sup>17</sup>, N° 273-2023-GRT<sup>18</sup>, N° 378-2023-GRT<sup>19</sup>, N° 212-2024-GRT<sup>20</sup> y N° 349-2024-GRT<sup>21</sup>.

Sin perjuicio de lo anterior, es preciso reiterar que este comentario se encuentra estrechamente relacionado con las pretensiones de la demanda contencioso-administrativa que ha iniciado esta empresa y está

<sup>14</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 067-2021-OS/CD.

<sup>15</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 128-2021-OS/CD.

<sup>16</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 057-2022-OS/CD.

<sup>17</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 121-2022-OS/CD.

<sup>18</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 056-2023-OS/CD.

<sup>19</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 087-2023-OS/CD.

<sup>20</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 051-2024-OS/CD.

<sup>21</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 087-2024-OS/CD.

recaída en el expediente N° 6355-2021-0-1801-JR-CA-09<sup>22</sup> (tramitada ante el Noveno Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima); ello en la medida que REP solicitando la nulidad de las Resoluciones N° 128-2021-OS/CD<sup>23</sup> y N° 067-2021-OS/CD, busca, entre otros, que Osinergmin determine la RAA sin considerar recálculos y descuentos por COyM de bienes retirados.

Adicionalmente, REP interpuso otra demanda, recaída en el expediente N° 7365-2022-0-1801-JR-CA-08 (tramitada ante el Octavo Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima), en la que, solicitando la nulidad de las Resoluciones N° 057-2022-OS/CD y N° 121-2022-OS/CD<sup>24</sup>, busca con una pretensión similar a la solicitada en el proceso judicial anteriormente indicado.

En esa misma línea, el presente comentario también se encuentra relacionada con las pretensiones del proceso arbitral pendiente de resolución por parte de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (Caso ICC 26535/JPA). En este arbitraje, REP busca que se deje sin efecto los descuentos por COyM por bienes retirados

En ese sentido, Osinergmin no puede avocarse a causas pendientes ante el órgano jurisdiccional ni interferir en el ejercicio de sus funciones, de conformidad con el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y con el artículo 4 del TUO de la Ley del Orgánica del Poder Judicial; independientemente de que, el Regulador en su oportunidad analizó las razones de fondo para negar la pretensión de la administrada, y esta empresa conoce plenamente dichos fundamentos.

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

## **2.7. REP: Sobre los saldos de liquidación y la supervisión y/o fiscalización del cumplimiento de pagos, incluyendo los retiros no declarados**

REP señala que Osinergmin determina el Ingreso Anual que correspondió Facturar ("IAF") de manera incorrecta, al presumir que la información reportada por los suministradores es válida sin considerar los datos proporcionados por los titulares de transmisión.

Agrega que, al no existir una supervisión y/o fiscalización por parte de Osinergmin respecto del correcto reporte de información y del pago de las obligaciones de los suministradores, se estaría incentivando malas prácticas en el mercado.

---

<sup>22</sup> A la fecha de emisión del presente informe, el proceso judicial recaído en el expediente N° 6355-2021-0-1807-JR-CA-09 se encuentra en etapa de apelación.

<sup>23</sup> Mediante la Resolución N° 128-2021-OS/CD se declaró, entre otros, fundado en parte el extremo del recurso de reconsideración interpuesto por REP contra la Resolución N° 067-2021-OS/CD, referido a dejar sin efecto los descuentos aplicados por bienes retirados. 0

<sup>24</sup> A través de la Resolución N° 121-2022-OS/CD, se resolvió el recurso de reconsideración interpuesto por REP contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD.

Finalmente, en cuanto a retiros no declarados (“RND”), REP indica que varios suministradores han incumplido el pago por RND en favor de los transmisores, a pesar de que estos han realizado todas las gestiones para su cobranza. En ese sentido, solicita se implemente una fiscalización efectiva y aplique las sanciones correspondientes a las empresas deudoras. En su defecto, REP requiere que los RND no se asigne a los titulares de transmisión, en tanto que la administración no está garantizando el cumplimiento de las obligaciones establecidas en las resoluciones tarifarias.

### Análisis

En el presente comentario de REP se encuentran aspectos vinculados sobre transferencias y pagos de los saldos de liquidación y pagos por RND, además, de la solicitud de supervisión y/o fiscalización; al respecto, estos comentarios son analizados en el Informe Legal N° 221-2025-GRT, correspondiente al proceso de cargo unitario de la liquidación anual SST y SCT, por encontrarse asociado a dicho proceso regulatorio.

Sin perjuicio de lo indicado, corresponde precisar que Osinergmin considera tanto la información de los titulares de transmisión como la de los suministradores para determinar el cargo unitario de liquidación, conforme al Procedimiento de Liquidación SST y SCT. En aplicación de los principios de veracidad y verdad material, el Regulador está facultado para contrastar, corregir o complementar la información disponible.

En cuanto a la supervisión y fiscalización de los pagos, es preciso señalar que no es objeto de los procesos regulatorios crear regulaciones para fiscalizar las transferencias de peajes.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de REP

## **2.8. SGC, Electroperú y Sr. Gonzáles: Sobre el valor del canon del agua**

Según el Subcomité de Generadores, se debe tomar en cuenta, el precio en barra de la lectura directa de la norma y no otra referencia, para valorizar el canon hídrico.

Asimismo, Electroperú y el ciudadano Ronald Gonzáles Palma señalan que a las centrales hidroeléctricas (“CCHH”) se les atribuye un valor base de “costo de operación” deducido de los Precios Máximo de Generador a Distribuidor de Servicio Público, el cual es precisamente lo fijado en el numeral 5.1 del PR-31, como primer componente del Costo Variable de las CCHH.

Los administrados coinciden en que, cuando la Ley 28832 estableció una nueva definición para el Precio a Nivel Generación (“PNG”), esta tiene como ámbito el servicio regulado y para los fines de compensaciones entre los

titulares del servicio de distribución; y, por tanto, el PNG no puede ser atribuido como valor representativo de 215 del RLCE, sobre la base del artículo 107 de la LCE, los cuales serían artículos acordes con el criterio de considerar el precio en barra.

### Análisis

En el artículo 214 del RLCE se establece que el titular de la central de generación abona mensualmente el pago del canon hídrico, para lo cual efectúa una autoliquidación, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación.

Con la vigencia de la Ley 28832, mediante la cual se creó el Precio a Nivel Generación (PNG), el cual consiste en un promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación (con tope a Precio en Barra) y los contratos resultantes de las licitaciones de largo plazo. En ese sentido, se modificó el artículo 63 de la LCE que disponía que las tarifas máximas a los usuarios regulados comprendían a los Precios en Barra, cambiándolas por el PNG.

De ese modo, en virtud de lo establecido en los artículos 107 de la LCE y 214 del RLCE, el precio promedio de la energía a nivel generación se encuentra referido al Precio a Nivel Generación y no a los Precios en Barra. No existe una lectura como la que plantea el Subcomité sobre la aplicación de los "Precios en Barra".

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar los comentarios del Subcomité de Generadores del Coes, Electroperú y Sr. Gonzáles.

## **2.9. SGC: Sobre la creación de un procedimiento normativo para definir el margen de reserva firme objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Firme**

SGC alega que habría identificado inconsistencias en el valor de la tasa de indisponibilidad firme ("TIF") en el precio básico de potencia sustentado en el Informe N° 108-2025-GRT<sup>25</sup>. Asimismo, SGC agrega que se consideró un valor de 3.54% para turbinas 200-299W sin tener en cuenta que existe otro valor de 6.91% para turbinas 100-199W.

De ese modo, requiere la aprobación de un procedimiento claro y previamente aprobado para definir los lineamientos del margen de reserva firme objetivo ("MRFO") y la TIF.

### Análisis

---

<sup>25</sup> Informe de sustento de la Resolución N° 026-2025-OS/CD, mediante la cual se aprobó la tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad de punta y el margen de reserva firme objetivo, para el periodo 2025 - 2029.

Al respecto, el valor de 3.54% considerado como la TIF, ha sido aprobada mediante Resolución N° 026-2025-OS/CD. Esta resolución, en concordancia con los artículos 9 y 16 del TUO de la LPAG, es válida y eficaz. En ese sentido, para efectos del presente proceso se incorporan los valores consignados en dicha resolución e informes de sustento.

Sin perjuicio de ello, a la fecha, la Resolución N° 026-2025-OS/CD ha sido impugnada mediante recurso de reconsideración, el cual será evaluado por el Regulador y, de ser el caso que se modificara dicha resolución, ello impactará en la resolución complementaria de la fijación de las tarifas en barra, como parte del proceso administrativo en curso.

Por otro lado, en cuanto al establecimiento del procedimiento previo para definir el MRFO y la TIF, cabe indicar que ello no es objeto del presente procedimiento administrativo de aprobación de propuestas normativas y/o modificaciones normativas. A la fecha, la aprobación del MRFO y la TIF se ha efectuado considerando la normativa aplicable vigente, suficiente para su cálculo en otro proceso administrativo.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de SGC.

#### **2.10. Orygen: Sobre la devolución de los montos pagados en exceso**

La empresa sostiene que, al final de cada periodo tarifario, se realiza una liquidación anual que considera el monto total efectivamente recibido por la concesionaria RER. En ese sentido, alega que la evaluación del saldo por Prima RER puede dar lugar a dos escenarios: Un primer escenario, en el cual la Prima recibida por la Concesionaria RER es menor al ingreso garantizado y, por ende, se obtiene un saldo a favor de la Concesionaria RER y un segundo escenario, en el cual la prima recibida por la Concesionaria RER es mayor al ingreso garantizado y, por ende, se obtiene un saldo negativo o saldo en contra de la Concesionaria RER.

Respecto del segundo escenario, Orygen indica que existe un saldo negativo generado por la percepción de la prima RER en exceso que no podría ser devuelto mediante las actualizaciones trimestrales de la prima RER o a cuenta de la prima correspondiente al periodo tarifario siguiente, ya que el numeral 4.5 del Procedimiento RER establece que el valor del Cargo por Prima no podrá ser menor a cero.

Solicita que en el proyecto de resolución se incluya la devolución que debe realizar Orygen por el saldo de liquidación negativo que se ha generado para la Central Eólica Wayra I, en cumplimiento de la cláusula 6.3.4 del Contrato de Concesión RER. Añade que, esta obligación habrá de configurarse en los doce meses siguientes, con la devolución de los pagos en exceso de la Prima RER percibidos por Orygen.

Análisis

De la revisión del Contrato de Concesión y la normativa vigente, no se ha verificado que exista un mecanismo específico que regule la devolución por parte de Orygen del nivel de los saldos negativos generados por la percepción en exceso de la Prima RER.

En efecto sí existe: (i) una regla contractual que considera la posibilidad que se presenten saldos a favor o en contra, obtenidos en un periodo, a ser liquidados en el siguiente, la cual no fue concebida para un escenario en donde el saldo negativo exceda por varios periodos, los ingresos contractuales y por ende sea inviable “liquidar” ese saldo negativo con cargo a los ingresos en el periodo siguiente, y éstos se acumulen; y (ii) una regla normativa consistente en que el valor del Cargo por Prima RER no podrá ser menor a cero; pues no cabe una tarifa negativa como tal.

El Regulador ha cumplido con ambas disposiciones, siendo que, ha sido el caso concreto el cual ha superado a la norma positiva preparada para un escenario ordinario, generando la necesidad de resolver acudiendo a otras fuentes.

Es así que, en el artículo VIII del Título Preliminar el TUO de la LPAG se dispone que las autoridades no podrán dejar de resolver las cuestiones que se les proponga, por deficiencia de sus fuentes; en tales casos, acudirán a los principios del procedimiento administrativo previstos en esta Ley; en su defecto, a otras fuentes supletorias del derecho administrativo, y sólo subsidiariamente a éstas, a las normas de otros ordenamientos que sean compatibles con su naturaleza y finalidad.

Sobre el particular, la doctrina jurídica<sup>26</sup> ha precisado que, “(...) aun cuando las fuentes jurídicas del Derecho Administrativo presenten deficiencias en el tratamiento expreso a un caso planteado, la autoridad se mantiene sujeta al deber de resolver el asunto. Para el caso concreto, las deficiencias más usuales con las que se puede encontrar una autoridad son la imprecisión de la norma, las derogaciones implícitas, los conflictos de normas de distintas jerarquías o de competencias superpuestas, obsolescencia o inaplicabilidad de la norma a la realidad, el desuso, entre otras.”

En ese orden, ente la inexistencia de una disposición reglada y al verificar la presencia de un saldo RER negativo que se acumula por varios periodos regulatorios, con montos económicos importantes y con baja probabilidad de que sean descontados en periodos siguientes, resulta razonable se disponga de una devolución o liquidación directa, la cual deberá ser planteada por el área técnica, según los saldos resultantes.

---

<sup>26</sup> Morón Urbina, Juan Carlos (2019) Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General. Nuevo Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Tomo I. LIMA, Gaceta Jurídica.

Es importante anotar que el ejemplo del caso de Atria Energía S.A. (“Atria”), si bien se dispuso un mecanismo de devolución por saldos negativos por prima RER mediante la transferencia a Electronorte S.A., ello no es un caso idéntico pues Atria culminó su relación contractual y debían liquidarse los saldos. Sin perjuicio de ello, no existe tampoco un impedimento que se utilice este tipo de solución o una semejante.

Por lo expuesto, se recomienda aceptar el comentario de Orygen, debiendo el área técnica evaluar el caso concreto (y de ser el caso, otros aplicables en situación similar) y plantear una devolución o liquidación directa en el presente periodo regulatorio.

## **2.11. Inland: Respetto a la comparación del precio teórico**

Inland señala que, de acuerdo con la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832, modificada por la Ley N° 32249 (“Ley 32249”), la comparación del precio en barra teórico debe realizarse según lo establecido en el reglamento.

Por tanto, solicita al Regulador evaluar la metodología que ha empleado para determinar el precio medio del mercado libre, excluyendo todos los criterios que generen distorsión.

### Análisis

Las disposiciones sustantivas que se desprenden de la ley tienen carácter autoaplicativo en cuanto a la referencia de comparación, esto es, no diferir en más de 10% (cantidad), respecto el precio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los usuarios libres (insumos), vigentes al 31 de marzo de cada año (temporalidad). La Ley no ha condicionado su vigencia, no está en *vacatio legis* sino es aplicable a las situaciones que alcanza, siendo que rige según su texto “en el precio en barra en generación que fija Osinergmin”.

De esta revisión, no se identifica un aspecto pendiente a ser reglamentado (ya que lo sustantivo tampoco podría ser modificado) en cuanto a lo que necesita Osinergmin para efectuar el cálculo, conforme se establece también en la misma disposición, de modo mandatorio para el Regulador, para su aplicación a nuevos contratos.

Cabe señalar que, esta referencia al “reglamento” también se encontraba en el texto anterior de la ley, no incluyéndose ninguna regla específica de parte del Ministerio de Energía y Minas, encargándose esa labor vía el procedimiento de Osinergmin, el cual, contiene disposiciones reglamentarias aplicables al caso

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Inland.

## **2.12. Elor: Errores materiales**

En caso el área técnica verifique la existencia de errores materiales, corresponde su corrección, en ejercicio de la potestad rectificatoria contenida en el artículo 212 del TUO de la LPAG, siempre que no altere el contenido sustancial de la decisión.

### **3. Etapas cumplidas y análisis del proceso**

- 3.1.** En cumplimiento de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, el Regulador aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, cuyo Anexo A.1 contiene las diversas etapas, fases y plazos del “Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra”.
- 3.2.** De conformidad con el referido Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, a la fecha de elaboración del presente informe, para el periodo mayo 2025 – abril 2026, se ha desarrollado y cumplido las etapas y plazos previstos en el mismo, tales como:
  - a) Presentación de los Estudios Técnico – Económicos, por parte de los Subcomités de Generadores y Transmisores, siendo el plazo máximo para su presentación, el 18 de noviembre de 2025<sup>27</sup>:
    - Mediante Carta N° SGC-14-2024, recibida con fecha 13 de noviembre de 2024, el Subcomité de Generadores presentó su Estudio Técnico Económico de determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la presente Fijación Tarifaria.
    - Mediante Carta N° STCOES N° 012-2024, recibido con fecha 14 de noviembre de 2024 el Subcomité de Transmisores presentó su Estudio Técnico. Posteriormente, con fecha 28 de noviembre de 2024, presentó información complementaria.
  - b) Publicación de dichos Estudios en la página Web de Osinergmin y convocatoria a audiencia pública, para la sustentación de los estudios por parte de los Subcomités, dentro del plazo establecido en el Procedimiento que es de 5 días hábiles contados a partir del plazo máximo para la presentación de los estudios técnicos económicos.
  - c) Celebración de la audiencia pública el día 28 de noviembre de 2024, dentro del plazo establecido.
  - d) Observaciones a los estudios técnico económicos al Subcomité de Generadores del Coes y del Subcomité de Transmisores, realizadas

---

<sup>27</sup> De conformidad con el ítem a del Anexo A.1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 080-2012-OS/CD, la presentación de los Estudios Técnico – Económicos se realiza antes del 15 de noviembre de cada año. Sin embargo, mediante Decreto Supremo N° 110-2024-PCM, el cual fue modificado posteriormente por el Decreto Supremo N° 123-2024-PCM, se declaró días no laborables el jueves 14, viernes 15 y sábado 16 de noviembre de 2024.

mediante los Informes N° 901-2024-GRT y N° 902-2024-GRT, respectivamente, remitidos mediante Oficios N° 2167 y N° 2168-2024-GRT; dentro del plazo establecido.

- e) Subsanación de las observaciones, dentro del plazo, por parte del Subcomité de Generadores, mediante Carta N° SCG-01-2025, recibida el 31 de enero de 2025. Asimismo, se recibió la subsanación de las observaciones por parte del Subcomité de Transmisores, mediante Carta STCOES N° 01-2025, recibida el 31 de enero de 2025.
- f) Mediante Resolución 029, publicada en el diario oficial con fecha 13 de marzo de 2025, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los precios en barra para el periodo mayo 2025 – abril 2026, otorgándose un plazo de ocho días hábiles para remitir comentarios y sugerencias.
- g) Con fecha 18 de marzo de 2025, se llevó a cabo la audiencia pública descentralizada para la presentación y sustento de los criterios, metodología y modelos económicos empleados en los proyectos de resolución de la fijación de precios en barra, en las ciudades de Lima, Trujillo y Cusco (y vía streaming por la plataforma YouTube).
- h) Dentro del plazo previsto en el procedimiento para la fijación de tarifas en barra, los comentarios recibidos fueron publicados en la página web de Osinergmin.
- i) Mediante correos electrónicos de fecha 1 y 2 de abril de 2025, Elor solicitó una audiencia privada, la cual fue llevada a cabo el 4 de abril de 2025, en la que sustentó los comentarios presentados a la Resolución 029.

**3.3.** Al haberse cumplido con las etapas a), b), c), d), e), f), g), h), e i) del Procedimiento para la fijación de tarifas en barra, procede continuar con la etapa j), relativa a la publicación de la resolución mediante la cual se fijan los precios en barra para el periodo 2025 – 2026, junto con los cargos del SPT y demás conceptos tarifarios.

#### **4. Procedencia de publicar la Liquidación anual de los Ingresos por el servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT**

**4.1.** El Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”) está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación pública. Bajo ese amparo, el Estado Peruano ha suscrito diversos Contratos del SGT. En dichos contratos, se pactó la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las referidas líneas, conceptos que conforme se dispone en el artículo 24 de la Ley 28832, son elementos de la Base Tarifaria que establece Osinergmin.

- 4.2.** De conformidad con el artículo 26 de la Ley 28832 y el artículo 27 del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Osinergmin debe determinar la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT, mediante un Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, en la oportunidad que se fijan los Precios en Barra.
- 4.3.** De acuerdo a lo dispuesto en el literal c) del artículo 24 de la Ley 28832, dentro de la Base Tarifaria con la que se remuneran las instalaciones del SGT, se debe incorporar la liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.
- 4.4.** En ese orden, conforme al artículo 22.4 del Reglamento de Transmisión, cada año Osinergmin efectuará el cálculo de la liquidación anual. La diferencia será incorporada, como crédito o débito, a la Base Tarifaria del siguiente periodo, es decir la liquidación permite reajustar el peaje de transmisión y el ingreso tarifario, de modo tal que, con dicho reajuste, lo recaudado o lo pendiente por recaudar por parte de los concesionarios de los SGT sea lo que jurídica y contractualmente les corresponda.
- 4.5.** Atendiendo a lo señalado en el artículo 22.7 del Reglamento de Transmisión, Osinergmin aprobó el Procedimiento de Liquidación que en los literales a) y b) de su artículo 6.3.2, establecen que, hasta el 25 de enero, los Concesionarios completarán toda la información de lo facturado por concepto de Peaje por Conexión, Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, correspondiente a la Etapa de Preliquidación. Asimismo, el Concesionario deberá remitir la información referida a los Bienes Retirados de las Ampliaciones que entraron en operación en el Periodo de Liquidación.
- 4.6.** También se dispone que Osinergmin publicará en el diario oficial El Peruano y en su página Web, la respectiva Preliquidación, con una anticipación no menor a quince días hábiles de la publicación definitiva, lo cual ha sido efectuado con la Resolución 029.
- 4.7.** En el literal c) del artículo 6.3.2 del Procedimiento de Liquidación se establece que los interesados podrán presentar sus sugerencias y observaciones a la indicada preliquidación, dentro de los siguientes ocho días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación.
- 4.8.** En el numeral 6.3.3 del Procedimiento de Liquidación señala que, en lo que corresponde a las instalaciones referidas al Contrato ETECEN - ETESUR, hasta el 25 de mayo, el Concesionario deberá presentar la información faltante y copia de los comprobantes de pago correspondientes a los meses de enero a abril del Periodo de Liquidación de la RA, según los formatos establecidos en el numeral 6.4 de la presente Norma.

- 4.9.** Además, se señala que Osinergmin publicará, en el diario oficial El Peruano y en su página web, el Reajuste de Liquidación de la RA, dentro de los cincuenta días hábiles siguientes a la publicación de la liquidación efectuada en el mes de abril.
- 4.10.** Por tanto, se considera procedente efectuar la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT, para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT, en la misma oportunidad que la publicación de los precios en barra, y cargos tarifarios.

## **5. Conclusión**

Por las razones expuestas en el presente informe, se considera procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo de Osinergmin, la fijación de los precios en barra y los cargos tarifarios del período mayo 2025 – abril 2026, así como el cargo y la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT.

**[mcastillo]**

**[nleon]**

/ngg-cgh