

ORGANISMOS REGULADORES

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Aprueban la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN
N° 094-2022-OS/CD

Lima, 2 de junio de 2022

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), dentro de su ámbito de competencia, ejerce la función normativa contemplada en el literal c) del artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la cual comprende la facultad de dictar normas que regulen los procedimientos a su cargo. Ello se complementa con lo establecido en el artículo 21 de su Reglamento General aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, que establece que Osinermin dicta de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios, siendo que estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, Osinermin, de conformidad con lo dispuesto en el citado artículo 3 de la Ley N° 27332, en los artículos 27 y 52, literales p) y u) respectivamente, de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en los artículos 22, literal h) y 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (“RLCE”), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los precios máximos por el servicio de transmisión eléctrica, aprobar el Plan de Inversiones en Transmisión y de aprobar los procedimientos necesarios para el cumplimiento de sus funciones;

Que, el artículo 20 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, señala que las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”) y del Sistema Complementario de Transmisión (“SCT”), lo constituyen instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, mientras que las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión (“SPT”) y Sistema Secundario de Transmisión (“SST”), son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28832;

Que, en atención a lo previsto en los artículos 22 y 27 de la Ley N° 28832, el SGT se encuentra conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de un proceso de licitación pública; y, el SCT se encuentra conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinermin en el respectivo Plan de Inversiones en Transmisión;

Que, en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD, (“Norma Tarifas”), se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT, así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones;

Que, en el numeral 12.3.3 de la Norma Tarifas se establece que, para las instalaciones de los SST y SCT, sobre las cuales no se considera redundancias bajo el criterio N-1 y requieran inversiones por razones

de confiabilidad, éstas deberán estar debidamente sustentadas para efectos de la etapa de revisión y aprobación del Plan de Inversiones de Transmisión o en su modificatoria;

Que, para efectos de cumplir con las citadas obligaciones, se requiere implementar una metodología de determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT que permita estandarizar las solicitudes de requerimiento de transformadores de reserva por parte de los titulares de transmisión en sus respectivas Áreas de Demanda, lo que permitirá una correcta formulación de las propuestas, así como la revisión y aprobación de transformadores de reserva por parte de Osinermin en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones o en su modificatoria;

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el artículo 14 del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, mediante Resolución N° 164-2019-OS/CD se dispuso la publicación del proyecto de norma “Procedimiento para la determinación de los transformadores de reserva en los SST y SCT”, el mismo que, con diversas modificaciones, fue nuevamente publicado mediante Resolución N° 070-2020-OS/CD, , disponiendo que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias, en un plazo de sesenta (60) días calendario, plazo que fue extendido hasta el 19 de octubre de 2020, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 107-2020-OS/CD;

Que, los comentarios y sugerencias presentados han sido analizados en los informes que sustentan la presente decisión, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma. La aplicación de la norma deberá tener efectos a partir del proceso del Plan de Inversiones 2025-2029, a partir de la formulación de propuestas, con la finalidad de que se presenten los estudios y sustento necesario, siguiendo la metodología y sus criterios contenidos;

Que, se ha emitido el Informe Técnico N°305-2022-GRT y el Informe Legal N°306-2022-GRT, elaborados por la División de Generación y Transmisión y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 017-2022;

SE RESUELVE:

Artículo 1°. - Aprobar la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, que como Anexo forma parte de la presente resolución.

Artículo 2°. - Disponer la vigencia de la norma aprobada, desde el proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029, a partir de la elaboración de propuestas.

Artículo 3°. - Disponer la publicación de la presente resolución y su anexo en el diario oficial El Peruano y consignarla en el portal institucional de Osinermin: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>, junto a los Informes N° 305-2022-GRT y N° 306-2022-GRT, que la integran.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

NORMA

“PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA EN LOS SST Y SCT”**Artículo 1°.- Objetivo**

Establecer los criterios y la metodología para determinar la capacidad y ubicación óptima de los Transformadores de Reserva Compartida en los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda, su remuneración y responsabilidades de los Agentes involucrados; así como, los formatos y plazos para la presentación de propuestas de Transformadores de Reserva Compartida.

Artículo 2°.- Alcances

Están comprendidos dentro del alcance de la presente norma, los Agentes que cuenten con instalaciones de los SST y SCT remuneradas por la demanda, excluyéndose aquellos titulares de instalaciones comprendidas en contratos de concesión del SCT, y en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, en el marco de dichas concesiones.

Artículo 3°.- Base Legal

Para efectos de la presente norma, se considera como base legal las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y el Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.
- Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - Osinergmin.
- Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Resolución N° 080-2012-OS/CD, Norma “Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados”.
- Resolución N° 217-2013-OS/CD, Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“Norma Tarifas”).
- Resolución N° 080-2022-OS/CD, “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”.

Artículo 4°.- Definiciones

Para efectos de la presente norma, se emplearán las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular que empiezan con mayúsculas, según los significados que se indican a continuación o los contenidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento; la Ley N° 28832; el Reglamento de Transmisión y la Norma Tarifas:

4.1. Agente: Empresa concesionaria de instalaciones de transmisión eléctrica del SST y SCT remunerados por la demanda.

4.2. Agente Beneficiario: Agente que es receptor de un Transformador de Reserva Compartida para su utilización en caso de daños por eventos de fallas. Este Agente es el responsable por la operación y el mantenimiento de estos equipos durante el tiempo en que los tenga en operación sujeta al numeral 6.10 de la presente norma, y hasta la entrega del mismo al Agente Propietarios en el sitio donde lo recibieron.

4.3. Agente Propietario: Agente que es propietario y responsable de la operatividad y el correcto funcionamiento del Transformador de Reserva Compartida aprobado en un Plan de Inversiones cuando se encuentre dentro de sus instalaciones. Este Agente recibirá la remuneración asociada al Transformador de Reserva Compartida. Adicionalmente, este Agente podrá tener la condición de Agente Beneficiario cuando haga uso del Transformador de Reserva Compartida.

4.4. Áreas de Demanda: Definidas en el numeral 3.2 de la Norma Tarifas.

4.5. Costo de Energía No Servida: Valor económico expresado que se asigna por unidad de Energía No Servida (USD/kWh) por eventos de fallas o mantenimientos. Para eventos de falla se determinará a partir del Costo de Racionamiento que se utiliza en los Procesos de Fijación de Tarifas en Barra vigente, multiplicado por el factor que deriva de la relación entre el Costo de Racionamiento en Baja Tensión (1 624,08 USD/MWh) y el Costo de Racionamiento promedio del sector eléctrico (746 USD/MWh) o su respectiva actualización. Este valor económico se utilizará hasta que se defina el Costo de Falla en la regulación peruana.

Para mantenimientos, se utilizará el Costo de Racionamiento establecido en los Procesos de Fijación de Tarifas en Barra vigente.

4.6. Costo de Racionamiento: Definido conceptualmente en el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley 25844.

4.7. Energía No Servida: Energía que no puede ser suministrada a los usuarios de un sistema eléctrico por falta de continuidad en el fluido eléctrico, ocasionado por eventos de falla o mantenimientos de los equipos.

4.8. Factor de Carga: Es la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma que resultará del perfil de carga de cada transformador.

4.9. Disponibilidad: Condición del activo en el cual no ejerce sus funciones operativas en el sistema eléctrico de manera total o parcial, debido a eventos de fallas.

4.10. Modelo Markov-Montecarlo: Metodología basada en la modelación típica de procesos de Markov e integrada con el método de simulación Montecarlo.

4.11. Plan de Inversiones: Definido conforme al numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

4.12. Potencia No Servida: Valor expresado en términos de MW/año que resulta del análisis de contingencia N-1 para cada uno de los transformadores en operación que se encuentran modelados en la red.

4.13. Simulaciones de Flujos de Carga: Estudios eléctricos de flujos de potencia por las redes y equipos eléctricos, así como de las tensiones en los diversos nodos del sistema en condiciones específicas de generación y demanda.

4.14. Tasa de Fallas: Es el número acumulado de fallas de un tipo en el tiempo, a las que está expuesto una determinada clase de activo, durante un período de tiempo estadísticamente significativo. La tasa de fallas se mide como el inverso del promedio del tiempo operativo entre fallas de ese determinado tipo.

4.15. Tasas de Mantenimientos: Corresponden al inverso del tiempo medio entre mantenimientos de transformadores.

4.16. Tiempo Promedio de Duración de las Interrupciones: Es la relación entre la suma de los tiempos en los que un activo o equipo se encuentra indisponible y el número de eventos en los que ocurre la interrupción.

4.17. Transformador de Reserva Compartida: Transformador de potencia disponible en una subestación,

que puede ser trasladado a otras subestaciones ante la falla de alguno de los transformadores de potencia.

4.18. Valor Esperado de la Energía No Servida: Valor económico de la Energía No Servida, calculado como la multiplicación entre la Energía No Servida ante una contingencia analizada, por la probabilidad de que dicha contingencia se presente y por el Costo de la Energía No Servida.

4.19. Viabilidad Económica: Es la evaluación económica que se realiza con el fin de analizar la relación Beneficio/Costo de implementar un Transformador de Reserva, el cual refleja de manera oportuna las ventajas y los costos en los que se incurre.

Artículo 5°.- Criterios Generales

5.1. Para fines de la presente norma, solo se considera el Transformador de Reserva Compartida. Asimismo, dicho transformador será de características estándar considerando para su aprobación y remuneración la Base de Datos de Módulos Estándar vigente.

5.2. No será aplicable para los fines de la presente norma, el caso de los transformadores trifásicos mayores a 100 kV y cuya viabilidad de transporte no sea factible ni accesible por parte del Agente que solicite el Transformador de Reserva Compartida; analizándose este caso por criterios de demanda en la planificación dentro del proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones.

5.3. La determinación del Transformador de Reserva Compartida, requerida por Área de Demanda, deberá hacerse en base al modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de Viabilidad Económica, que considere los beneficios de las reservas en función del costo evitado por reducción del Valor Esperado de la Energía No Servida en cada punto de posible ubicación de Transformadores de Reserva Compartida, considerando el Costo de Energía No Servida y la probabilidad de ocurrencia del evento de Indisponibilidad del transformador.

5.4. Para el cálculo de la Potencia No Servida los Agentes deberán efectuar Simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red que se determina a partir de la planificación que se realiza dentro del proceso del Plan de Inversiones y considerando los despachos de generación modelados en dicha red. La estimación de la Potencia No Servida se determinará para un horizonte de análisis de 10 años a partir del estudio que será analizado y evaluado en un proceso de Plan de Inversiones.

5.5. Para la determinación del Tiempo Promedio de Duración de las Interrupciones los Agentes deberán utilizar el Modelo Markov-Montecarlo basados en las Tasas de Fallas, Tasas de Mantenimientos y tiempos de reparación.

5.6. A partir de la determinación de la Potencia No Servida y del estudio de confiabilidad se calculará el Valor Esperado de la Energía No Servida, considerando el Costo de Energía No Servida y el costo de la inversión requerida para los Transformadores de Reserva obtenida de los valores vigentes de la Base de Datos de los Módulos Estándar, referidos a los SST y SCT. Con esto se establecerá la relación Beneficio/Costo de considerar un Transformador de Reserva Compartida, la cual deberá ser mayor a uno para justificar su inversión.

5.7. Para efectos del desarrollo del estudio correspondiente a la necesidad de Transformadores de Reserva Compartida en los SST y SCT; Osinergmin pone a disposición de los Agentes, un modelo confiabilidad y optimización que es anexo del Informe Técnico que sustenta la presente norma y se publicará en la página web institucional, el cual debe ser utilizado para justificar los Transformadores de Reserva Compartida.

Artículo 6°.- Criterios Específicos

6.1. Para efectos del modelamiento del parque de transformadores, los niveles de tensión de los devanados de los transformadores deberán asociarse a los niveles de tensión establecidos en el numeral 12.1.1 de la Norma Tarifas.

6.2. En caso un parque de transformadores comprenda más de dos regiones geográficas (costa, sierra, selva)

se debe considerar para el Transformador de Reserva Compartida, el mayor BIL ("Basic Insulation Level") requerido, y las respectivas correcciones de capacidad por efectos ambientales y por altura sobre el nivel del mar.

6.3. Un transformador de tres devanados puede considerarse como Transformador de Reserva Compartida de dos devanados de igual o menor capacidad, con los mismos niveles de tensión, de acuerdo con la evaluación.

6.4. El Transformador de Reserva Compartida se remunera en función a los costos de Módulos Estándar vigente y bajo los criterios de reconocimiento de costos asociados a los Transformadores de Reserva Compartida.

6.5. Los costos y gastos relacionados con la logística del traslado para el uso del Transformador de Reserva Compartida serán asumidos por el Agente Beneficiario. Es obligación del Agente Propietario brindar las facilidades necesarias para la disposición del Transformador de Reserva Compartida por el Agente Beneficiario.

6.6. Es responsabilidad del Agente Beneficiario, verificar el funcionamiento del Transformador de Reserva Compartida durante su recepción, así como el cuidado durante el transporte y desplazamiento, operación y la devolución del mismo conforme a lo que establezca el procedimiento de fiscalización que Osinergmin emita sobre la materia.

6.7. En caso que el Transformador de Reserva Compartida sufra algún tipo de daño durante su transporte, desplazamiento u operación, los costos asociados a los daños serán asumidos por el Agente Beneficiario.

6.8. Es obligación del Agente Propietario, realizar controles y pruebas que garanticen la operatividad y el correcto funcionamiento de los Transformadores de Reserva Compartida.

6.9. Los Transformadores de Reserva Compartida existentes que actualmente no son remunerados por la demanda, podrán ser remunerados a solicitud del Agente por única vez en el proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029, sustentado en base a los resultados del modelo de determinación de ubicación y capacidad óptima de reserva de Transformación. Para ello, el Transformador de Reserva Compartida existente debe cumplir con las especificaciones técnicas, de capacidad y ubicación óptima que resulte de la empleabilidad del modelo; caso contrario, no se considerará el reconocimiento de su remuneración. Dicho reconocimiento no tiene carácter retroactivo y es de aplicación para los Transformadores de Reserva Compartida existentes con una antigüedad no mayor a (02) años respecto al año inicial de la presentación de propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029.

6.10. El Agente Beneficiario que haga uso del Transformador de Reserva Compartida frente a un evento de falla, tendrá la obligación de comunicar por escrito a la División de Supervisión de Electricidad (DSE) en un plazo máximo de tres (3) días hábiles desde la fecha de entrada en operación del Transformador de Reserva Compartida. Corresponde a la DSE supervisar que los Transformadores de Reserva cumplan con la finalidad para la cual fueron aprobados, de acuerdo con el procedimiento de fiscalización que Osinergmin emita sobre la materia, y los plazos máximos que establezca para los diferentes casos.

6.11. El Agente Beneficiario que haga uso del Transformador de Reserva, frente a un evento de falla, deberá presentar a Osinergmin una declaración jurada, en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, conteniendo un cronograma de reposición del transformador fallado o la implementación de un transformador nuevo, según sea el tipo de falla y sujetándose al respectivo plazo máximo del cronograma. El cumplimiento del cronograma es obligatorio y estará sujeto al procedimiento de fiscalización que Osinergmin emita sobre la materia.

6.12. El Agente Beneficiario que haga uso del Transformador de Reserva Compartida será el responsable de retomar dicho transformador al Agente Propietario, en las mismas condiciones en las que fueron entregadas, conforme a lo que establezca el procedimiento de fiscalización que Osinergmin emita sobre la materia.

6.13. El Agente Propietario de un Transformador de Reserva Compartida deberá informar a Osinergmin, los cambios de disponibilidad y estado operativo o de mantenimiento, según el plazo que se establezca el procedimiento de fiscalización que Osinergmin emita sobre la materia.

Tabla 3: Información del Transformador de Reserva solicitado por el Agente

INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA COMPARTIDA		
Ítem	Selección	
	Marque con una x	
Tipo de Reserva	Compartida	
Tipo de transformador	Marque con una x	
	Monofásico	
	Trifásico cuatro devanados	
	Trifásico tres devanados	
	Trifásico dos devanados	
	Especifique el valor	
Potencia del transformador	[MVA]	
Ubicación del Transformador	Nombre de Subestación	
Capacidad con refrigeración forzada	[MVA]	
Número de devanados		
Impedancia de secuencia positiva	[Ω]	
Nivel de tensión	[kV]	
Conexión	Grupo vectorial	

2074091-1

Declaran infundado recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 095-2022-OS/CD

Lima, 2 de junio de 2022

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, en fecha 15 de abril de 2022, fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 057-2022-OS/CD ("Resolución 057"), mediante la cual, entre otras disposiciones, se fijaron los Precios en Barra y peajes del Sistema Principal de Transmisión ("SPT"), así como sus fórmulas de actualización, para el período mayo 2022-abril 2023;

Que, con fecha 09 de mayo de 2022, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. ("ENGIE") interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 057; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ENGIE solicita lo siguiente:

a. Determinar el Saldo del Periodo de Liquidación de los Sistema Garantizados de Transmisión ("SGT") sin considerar, como parte del Peaje de Transmisión del Ingreso Mensual Facturado, el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente por el COES durante el Periodo de Liquidación Anual de manera incorrecta;

b. Incluir disposiciones para minimizar la diferencia del monto real recaudado con respecto a los valores fijados del Peaje de Conexión.

2.1 DETERMINACIÓN DEL SALDO DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN SIN CONSIDERAR EL SALDO DEL PEAJE POR CONEXIÓN DETERMINADO POR EL COES

2.1.1 Argumentos de la recurrente

Que, según ENGIE, conforme a la Ley N° 28832, las instalaciones del SGT se remuneran a través de la Base

Tarifaria y la remuneración del Peaje de Transmisión, que forma parte de la Base Tarifaria, debe ser asignada por Osinermin a los usuarios. Añade que lo indicado también ha sido confirmado por Osinermin en el Informe N° 190-2022-GRT, que complementa la Resolución 057;

Que, sostiene, es una obligación de Osinermin garantizar que los usuarios asuman íntegramente el costo del Peaje de Transmisión, siendo que la resolución impugnada no puede desconocer dicho mandato legal;

Que, de acuerdo con la recurrente, en el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del SGT se establece que el saldo de periodo de liquidación, será calculado como la diferencia entre el Ingreso Anual Esperado (IAE) llevado al último día del periodo de liquidación, y el Ingreso Anual Facturado (IAF), donde el IAF es la suma de los valores de Ingreso Mensual Facturado (IMF) que corresponden a las facturaciones mensuales efectuadas por concepto de Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, llevadas al último día del periodo de liquidación;

Que, indica, el COES viene aplicando el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" ("PR-30") en contra del mandato del artículo 26 de la Ley N° 28832, en la medida que incluye a los SGT en el cálculo del Saldo por Peaje de Conexión y destina parte de los pagos por potencia, que corresponden a los generadores, para hacer que el IMF por Peaje de Transmisión sea igual al Ingreso Mensual Esperado por Peaje de Transmisión de los SGT; sostiene que ello acarrea como consecuencia que los generadores asuman parte de los costos del Peaje de Transmisión de los SGT; y que con la Resolución 057 se convalida dicha actuación contraria a ley cuando determina el Saldo del Periodo de Liquidación de los SGT, considerando como parte del Peaje de Transmisión del IMF el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT (determinado mensualmente de forma incorrecta por el COES);

Que, asimismo, hace referencia a un Informe Técnico Regulatorio, elaborado por su encargo, en donde concluye que el marco legal aplicable al SGT dentro de la Ley 28832 es muy claro al señalar las responsabilidades de pago entre agentes y que los errores de estimación de los cargos nunca son asumidos por el Generador sino por los Usuarios; por lo que no es razonable ni viable legalmente la aplicación del concepto "Saldo por Peaje de Conexión" en caso de la determinación del Saldo de Liquidación para la determinación del Peaje de Transmisión de los SGT, sustentado en que no es correcto que la liquidación anual de la Base Tarifaria se descuenta de los Ingresos de Potencia de los Generadores y que la Liquidación anual debe ser asignada siempre a la Base Tarifaria del siguiente Periodo de Regulación y nunca debe ser asumida por los Generadores;

Que, indica, a pesar que con la Resolución 057 se contraviene la ley, en el Informe N° 190-2022-GRT, Osinermin cita al Reglamento de Transmisión para