

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 109-2021-OS/CD**

Lima, 03 de junio de 2021

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, según lo señalado en el artículo 44 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), la regulación de las tarifas de transmisión es efectuada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), independientemente de si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la LCE;

Que de acuerdo a lo anterior, en el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT"); específicamente en los numerales I) y II) de su literal i), se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinergmin y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda;

Que, con fecha 15 de abril de 2021, Osinergmin publicó en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante "Resolución 070"), mediante la cual se fijaron los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión ("SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión ("SCT") para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025;

Que, con fecha 6 de mayo de 2021, la Empresa Regional de Servicios Públicos de Electricidad de Oriente S.A. ("ELOR"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración contra la Resolución 070, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ELOR solicita:

1. Modificar el factor de pérdidas medias del Área de Demanda 4 considerando las inyecciones de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Gera;
2. Incluir las inyecciones de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Shima, considerada en los flujos de potencia de la base de datos del DIGSILENT.

2.1 MODIFICAR EL FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS DEL ÁREA DE DEMANDA 4 CONSIDERANDO LAS INYECCIONES DE LA C.H. GERA

2.1.1 Sustento del petitorio

Que, refiere la recurrente, Osinergmin ha procedido a retirar las inyecciones de energía de la C.H. Gera en la pestaña "Pot_Coinc_SEIN" del archivo "F_500_FactPerd_AD04.xls" por las razones indicadas en el numeral 5.1 del anexo A del Informe N° 221-2021-GRT;

Que, ELOR indica que, una de las razones por las que no fueron tomados en cuenta dichas inyecciones en los flujos de potencia, fue motivada por los criterios de la determinación del SER del Área de Demanda 4, lo cual se consigna en el numeral 6.2.1 del Informe N° 344-2020-GRT, donde se señala que, además de los criterios establecidos en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (Norma Tarifas), para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser pagados por la demanda, para el planeamiento de la expansión se toma en cuenta, entre otros, que *las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda;*

Que, argumenta ELOR, el planeamiento de la transmisión debe ser tal que la infraestructura por sí sola debe cubrir la demanda, para ello, el modelamiento debe estar dado desde el punto de vista de la demanda en sus peores condiciones, es decir con barras MT sin generación;

Que, por otro lado, para calcular los Factores de Pérdidas Medias, se aplican los criterios establecidos en el capítulo cuarto de la Norma Tarifas, donde se establece que dichos factores se determinan para el periodo de vigencia de los peajes, para cada parte del sistema eléctrico equivalente de cada Área de Demanda;

Que, ELOR cita a los numerales 19.5 y 21.3 del capítulo cuarto de la Norma Tarifas precisando el tratamiento de las inyecciones de las centrales de generación;

Que, ELOR precisa que, en el caso específico de la C.H. Gera, los registros de medición del año 2018 en la barra 10 kV de la SET Gera demuestran: i) que el régimen de inyección se mantiene durante todo el año y ii) que el aporte en potencia de dicha central supera los 5,48 MW consignados por Osinergmin, como se aprecia en los gráficos que registran la producción de dicha central en los días de máxima demanda del sistema eléctrico de Tarapoto, Moyobamba y Bellavista (7,860 MW) y el día de máxima demanda del SEIN (7,911 MW);

Que, en consecuencia, ELOR solicita se modifiquen los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 4, considerando en la base de datos del DIGSILENT y en los formatos "F-500" las inyecciones de la C.H. Gera, con un aporte real en la hora de máxima demanda coincidente con el sistema eléctrico y del SEIN del año 2018.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Que, en cuanto a lo afirmado en el numeral 6.2.1 del Informe N° 344-2020-GRT, citado por ELOR, se precisa que en el planeamiento se consideran las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda para el análisis de dimensionamiento de líneas de transmisión, sin embargo, ello no limita la consideración de las inyecciones de la C.H. Gera en las simulaciones del archivo de flujo de carga. Para el planeamiento realizado en el Plan de inversiones 2021-2025, como se indicó en el mencionado informe, se consideró para el dimensionamiento de líneas de transmisión las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda, es decir, bajo la consideración de las condiciones de máxima carga, lo cual, no corresponde con la interpretación de ELOR que señala se deben considerar las barras MT sin generación;

Que, por otro lado, respecto a lo señalado sobre la aplicación de la Norma Tarifas, cabe indicar que en el presente proceso regulatorio se está aplicando la metodología establecida en dicha norma, tal y como se viene aplicando en los todos los procesos de fijación de los Factores de Pérdidas Medias. En el presente proceso regulatorio se debe considerar el archivo de flujo de carga (modelamiento) que sustenta la aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, sin efectuar actualizaciones a dicho modelamiento como resultado de nueva información que pudiera presentarse hasta la publicación de la fijación de peajes y compensaciones correspondiente, tal como se establece en el numeral 5.11 de la Norma Tarifas, que detalla el desarrollo del Estudio de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT;

Que, la Norma Tarifas contiene una sola metodología integral para la determinación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT, la cual está dividida en dos procesos regulatorios distintos pero consecutivos conforme a lo establecido en el artículo 139 del Reglamento de la LCE: i) aprobación del Plan de Inversiones, y ii) fijación de Peajes y Compensaciones por el servicio de los SST y SCT. Dichos procesos regulatorios conceptualmente se desarrollan uno inmediatamente después del otro (son continuos), así, en el segundo proceso regulatorio, donde se determinan los Factores de Pérdidas Medias, se emplea la información sustento y resultante del primer proceso regulatorio correspondiente al Plan de Inversiones; por ello, no resulta viable modificar la información y criterios utilizados en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones, pues hacerlo alteraría la metodología de determinación de los mencionados factores, lo cual también devendría en un incumplimiento de la Norma Tarifas y causaría impredecibilidad;

Que, el mencionado modelamiento no ha sido observado por los titulares de transmisión en las diferentes etapas del proceso de aprobación del Plan de Inversiones, en lo concerniente a la consideración de la C.H. Gera, por lo cual el archivo de modelamiento, tal como fue utilizado y aprobado para ver la necesidad de inversiones (en las peores condiciones del sistema), es el que se emplea para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, no procediendo su modificación en el presente proceso regulatorio;

Que, por lo expuesto, el modelo del archivo de flujo de carga que sustenta el Plan de Inversiones, utilizado para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 4 y el formato F-500, se mantienen;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.2 INCLUIR LAS INYECCIONES DE LA C.H. SHIMA, CONSIDERADA EN LOS FLUJOS DE POTENCIA DE LA BASE DE DATOS DEL DIGSILENT

2.2.1 Sustento del petitorio

Que, ELOR señala que al revisar la base de datos de DIGSILENT, ha identificado el modelamiento de la C.H. Shima con inyecciones en la SET Bellavista;

Que, solicita se modifiquen los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 4, acorde a lo dispuesto en el capítulo cuarto de la Norma Tarifas, incluyendo en los formatos "F-500" las inyecciones de dicha central hidroeléctrica.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Que, se verifica el modelamiento de la C.H. Shima en el archivo de flujo de carga aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025, dicha central inyecta energía en la barra de la SET Bellavista en 22,9 kV, por lo tanto, corresponde considerar las inyecciones de dicha central en la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 4;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado;

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico [N° 320-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 321-2021-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión y de Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 20-2021.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar infundado el primer extremo del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicios Públicos de Electricidad de Oriente S.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar fundado el segundo extremo del petitorio del recurso de reconsideración

interpuesto por la Empresa Regional de Servicios Públicos de Electricidad de Oriente S.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Incorporar los Informes [N° 320-2021-GRT](#) y [N° 321-2021-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4°.- Disponer que las modificaciones en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

Artículo 5°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con los informes a que se refiere el artículo 3, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>.

Jaime Mendoza Gacón
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin