

Para tal efecto, la recurrente presenta cuadros y gráficas con los resultados obtenidos;

Que, en ese sentido, la recurrente indica que la alternativa aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025, por sí misma origina una afectación en la operatividad del sistema, por lo que resulta una medida incompleta;

Que, además, EGEJUNÍN señala que se debe evaluar nuevamente todas las alternativas disponibles para el Sistema Eléctrico Tarma – Chanchamayo, teniendo en consideración la operación del Usuario Libre SIMSA, la generación de su central eléctrica, los flujos de energía y la cargabilidad del equipamiento de la red.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, la evaluación realizada por EGEJUNÍN en la presente etapa, parte de dos premisas incorrectas no alineadas a la Norma Tarifas; la primera considera una configuración y topología bajo las condiciones del año 2016 (anexo de despacho presentado) sin considerar los cambios que hubo en el sistema respecto a la demanda; asimismo esta información carece de antecedentes y trazabilidad puesto que solo consideró una muestra de 4 meses del año 2016, de la central generadora de SIMSA;

Que, se indica haber evaluado un escenario de condición hidrológica de avenida, considerando la inyección de parte de la generación de SIMSA (11 MW); sin embargo, no se incluye en el análisis la demanda que Osinergmin utilizó para el planeamiento del sistema en cuestión;

Que, asimismo, resulta necesario aclarar que en base a los criterios establecidos en el numeral 11.1 de la Norma Tarifas, se consideran las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista de atención a la demanda (es decir, la condición que requiere mayor capacidad de transmisión para atender a los usuarios del sistema eléctrico Tarma-Chanchamayo), esta condición corresponde a la máxima demanda del sistema eléctrico y la generación en un escenario de estiaje, condición que se ha tomado como premisa en el planeamiento efectuado;

Que, de otro lado, de acuerdo a lo señalado en el numeral 12.1.6 de la Norma Tarifas, para las líneas MAT y AT y subestaciones se permite un factor de utilización máximo de 1,0 en operación normal para la condición de máxima demanda. En ese sentido, para el planeamiento se ha considerado a SIMSA como una carga que es su condición normal de operación;

Que, habiendo indicado lo anterior, la evaluación realizada en la PUBLICACIÓN no tiene ningún inconveniente desde el punto de vista de la demanda;

Que, asimismo, cualquier situación particular diagnosticada por la inyección del excedente de potencia al sistema que pueda tener cualquier entidad de generación, como el caso de SIMSA en modo generación por la parada de producción en sus instalaciones, involucra que éstos tengan la responsabilidad absoluta de realizar cualquier inversión adicional que implique la inyección de sus excedentes al SEIN en el marco del literal c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832;

Que, en este sentido, no corresponde la reevaluación de las alternativas solicitadas por EGEJUNÍN;

Que, de otro lado, UNACEM opina que el petitorio de EGEJUNÍN no corresponde ser evaluado en el ámbito de la Norma Tarifas porque EGEJUNÍN realiza su evaluación del sistema Tarma – Chanchamayo como si fuera un sistema de generación o generación demanda, lo cual, no se ajusta a la verdad, toda vez que, se sabe que dicho sistema corresponde a un SST exclusivo de demanda y que la solución aprobada por Osinergmin corresponde a una solución eficiente para un sistema del tipo SST remunerado por la demanda;

Que, además, UNACEM señala que el generador debe evaluar sus propias instalaciones de transmisión a su costo, de tal manera que no tenga limitaciones para evacuar su producción, y que estas no afecten en absoluto la operatividad del sistema de transmisión de demanda;

Que, al respecto, se debe señalar que las opiniones de UNACEM están alineadas con lo expresado por Osinergmin en líneas precedentes y están orientadas en respaldar técnica y legalmente el proyecto aprobado en el

Plan de Inversiones 2021-2025 para el sistema eléctrico Tarma-Chanchamayo;

Que, por su parte, ELECTROCENTRO comenta que existen empresas generadoras como EGEJUNÍN, SIMSA, RENOVANDES y HUASAHUASI que vienen utilizando las instalaciones de ELECTROCENTRO para evacuar energía al SEIN;

Que, por ello, requiere ELECTROCENTRO que se señale de forma expresa en la resolución que aprueba el PI 2021-2025 que, al implementarse el proyecto “reconversión de 44 kV a 60 kV del tramo comprendido entre la Derivación Puntayacu y Ninatambo”, las empresas generadoras implementen otras alternativas para evacuar la energía al SEIN, debido a que la confiabilidad de las instalaciones de ELECTROCENTRO se ve afectada por interrupciones y perturbaciones, a consecuencia de que las generadoras utilizan sus redes en 60 kV para evacuar energía al SEIN. Para tal efecto, ELECTROCENTRO sugiere que las generadoras se conecten a las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se instalaran en la zona de San Ramón (Chanchamayo);

Que, al respecto, se debe precisar que el proyecto aprobado “reconversión de 44 kV a 60 kV del tramo comprendido entre la Derivación Puntayacu y Ninatambo” será complementado con dos celdas de línea 60 kV en Puntayacu (solicitado por ELECTROCENTRO en su recurso de reconsideración), con lo cual se logrará mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en cuestión. De otro lado, en caso las empresas generadoras requieran inyectar sus excedentes al SEIN, éstas deberán evaluar sus propias alternativas de solución y asumir a su costo las inversiones asociadas;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado;

Que, se han emitido los Informes N° 521-2020-GRT y N° 522-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por 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° 41-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Incorporar los Informes N° 521-2020-GRT y N° 522-2020-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, junto con los Informes a que se refiere el artículo 2 precedente, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>.

ANTONIO ANGULO ZAMBRANO
Presidente del Consejo Directivo (e)

1899920-1

DIARIO OFICIAL DEL BICENTENARIO



El Peruano

Ya está disponible la solución
para sus trámites de publicación
de Normas Legales



*Simplificando acciones,
agilizando procesos*

Portal de Gestión
de Atención al Cliente
PGA

**SENCILLO**

Ingrese a nuestra plataforma desde una PC o laptop y realice sus trámites en el lugar donde se encuentre.

**RÁPIDO**

Obtenga cotizaciones más rápidas y de manera online.

**SEGURO**

Certificados digitales que aseguran y protegen la integridad de su información.



www.elperuano.com.pe/pga

© Central Telefónica : 315-0400

✉ Email: pgaconsulta@editoraperu.com.pe

Declaran infundado recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. contra la Res N° 126-2020-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 177-2020-OS/CD

Lima, 29 de octubre de 2020

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 28 de agosto de 2020, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 126-2020-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, con fecha 18 de setiembre de 2020, la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA"), dentro del término de ley, interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

1. ANTECEDENTES

Que, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley N° 28832, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias;

Que, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD, 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, con Resolución N° 126-2020-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, el 18 de setiembre de 2020 la empresa ADINELSA ha presentado recurso de reconsideración impugnando la Resolución 126-2020-OS/CD (en adelante "RESOLUCIÓN");

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio del recurso de ADINELSA comprende los siguientes extremos:

1. Revisar la proyección de demanda de energía en el Área de Demanda 6.
2. Analizar la sobrecarga del transformador de la SET Andahuasi.
3. Revisar la proyección de demanda de energía en el Área de Demanda 8.
4. Analizar la situación actual de la SET Coracora.

2.1 Revisar la proyección de demanda de energía en el Área de Demanda 6

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ADINELSA manifiesta que, Osinergmin en el Informe Técnico N° 346-2020-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, indica en su análisis a las Opiniones y Sugerencias presentadas por ADINELSA para el Área de Demanda 6, que selecciona el modelo tendencial robusto y representativo, considerando que los resultados deben ser validados con el comportamiento esperado del mercado;

Que, además, reconoce que, si se toma en cuenta únicamente los resultados de las pruebas estadísticas R2, estadísticos t y F para el método tendencial, el mejor modelo tendencial sería el exponencial; sin embargo, ello no se validaría debido al comportamiento esperado de la curva de demanda y que, por consiguiente, validando los resultados del modelamiento, el modelo seleccionado es el lineal, debido a que este modelo, presenta un crecimiento proporcional al tiempo, con el cual, se revela el comportamiento real de la demanda de electricidad;

Que, al respecto, ADINELSA menciona que la demanda eléctrica, no posee un comportamiento que se represente de manera exacta mediante un método tendencia lineal debido a que en su comportamiento confluyen muchos factores, que dificultan su real representatividad;

Que, así, ADINELSA reitera su propuesta de establecer una tasa de crecimiento anual promedio (entre los métodos tendenciales lineal y exponencial), para el ajuste final de la proyección de ventas de energía de los Usuarios Regulados, y señala que, de esta manera se permitiría representar de una manera más próxima el comportamiento real de la demanda eléctrica, y con una proyección más confiable y exacta de la demanda eléctrica, se posibilita planificar mejor las inversiones.

2.1.2 ANALISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, la elección del modelo tendencial lineal responde no solo a los criterios establecidos en la Norma Tarifas, sino también, a la experiencia obtenida por Osinergmin, dado su rol regulador, en procesos anteriores. En su efecto, la Norma Tarifas vigente es producto de una adecuación que se hizo considerando la experiencia obtenida en los procesos regulatorios de SST y SCT, con el propósito de utilizar de manera eficiente las herramientas de cálculo desarrolladas en los procesos regulatorios de SST y SCT que se han llevado a cabo, según se sostiene en su exposición de motivos;

Que, cabe mencionar que, si bien las herramientas estadísticas nos permiten realizar la proyección de las ventas de energía, los resultados obtenidos deben ser analizados tomando en cuenta además de los estadísticos, otros factores;

Que, respecto a la cantidad y calidad de información con la que se cuenta; las empresas concesionarias deben tomar en cuenta que los resultados estadísticos serán más confiables cuanto más grande sea la muestra utilizada para realizar las proyecciones. En este caso, la serie histórica es menor en cantidad de datos que la serie a ser proyectada, por lo que la toma de decisiones en el planeamiento no puede basarse únicamente en el análisis de los estadísticos;

Que, respecto al entorno en el que se desenvuelve el mercado eléctrico; al analizar la serie histórica de las ventas de energía se observa un hundimiento de la curva desde el año 2001 hasta aproximadamente el año 2008, luego la serie vuelve a recuperarse y ser similar a aquella antes de la caída. Este comportamiento en los datos genera una depresión en la curva que a simple vista parecería estar describiendo un comportamiento exponencial cuando en realidad dicho comportamiento se debió a la crisis económica del año 2001 cuya magnitud fue de alcance mundial con implicancias de una desaceleración fuerte en la actividad productiva, que es uno de los muchos factores que confluyen en el comportamiento de la demanda de electricidad (tal como menciona ADINELSA);

Que respecto a la experiencia en procesos anteriores; Osinergmin ha observado que la demanda de energía

tiene un crecimiento proporcional a lo largo del tiempo, donde la pendiente puede ser muy alta sin que esto describa un crecimiento exponencial. Asimismo, en procesos anteriores donde se ha considerado modelos econométricos y/o tendenciales con tasas de crecimiento similares a la exponencial, se ha observado luego una demanda sobredimensionada;

Que, de otro lado, la propuesta de ADINELSA de establecer una tasa de crecimiento anual promedio (entre los métodos tendenciales lineal y exponencial) para el ajuste final de la proyección de ventas de energía de los Usuarios Regulados no se encuentra debidamente justificada, dado que ADINELSA no ha sustentado por qué dicha propuesta representaría de manera más próxima el comportamiento efectivo de la demanda, habiendo reconocido que existen muchos factores en el comportamiento de la demanda que dificultan su real representatividad;

Que, por tanto, la elección del método tendencial lineal, por parte de Osinermin, para la proyección de la demanda de energía en el largo plazo responde no solo a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS, sino también, a la experiencia obtenida en procesos anteriores, dado su rol regulador;

Que, en función a los argumentos señalados, este extremo del petitorio de ADINELSA debe ser declarado infundado.

2.2 Analizar la sobrecarga del transformador de la SET Andahuasi

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, al respecto menciona que, la solicitud de ADINELSA no se sustenta en la antigüedad de las centrales, sino en el escenario específico en el que estas centrales salgan de operación intempestivamente, por el comportamiento del caudal del Río Huaura en temporada de estiaje (junio - noviembre), donde disminuye su caudal hasta un mínimo de 7,10 m³/s, valor que destaca del cuadro y gráfico presentado, donde se muestran los valores de caudal anual, y asimismo, presenta datos de las características de las centrales hidroeléctricas Quípico, Santa Rosa I y II;

Que, en este escenario, según los registros de medición de la SET Andahuasi analizados por ADINELSA, la máxima demanda de 2018 fue de 3,1 MW con generación y 6,6 MW sin generación en la barra de 22,9 kV;

Que, agrega que, en el Plan de Inversiones, Osinermin considera el valor de 3,9 MW en la SET Andahuasi al 2018 y obtiene como máxima demanda proyectada de la SET al año 2025 una potencia de 5 MW; sin embargo, ADINELSA manifiesta que, si se considera el valor de la demanda sin generación en la SET Andahuasi de 6,6 MW en el 2018 y se proyecta la demanda utilizando las tasas de crecimiento establecidas en el presente Plan de Inversiones, se observa que el transformador de la SET Andahuasi se satura en el año 2023 con un factor de utilización superior a la unidad;

Que, bajo esta situación, y considerando la demanda sin generación; ADINELSA solicita incluir en el análisis de proyección de demanda este escenario; ya que hay posibilidades de que el transformador de la SET Andahuasi se sature en el periodo 2021-2025;

Que, agrega que, la empresa Enel Distribución S.A.A. (ENEL), en su informe de absolución de observaciones del proyecto de Inversiones de fecha 20 de noviembre de 2019, advierte la problemática de saturación del transformador;

Que, por otra parte, ADINELSA indica que, con Oficio N° 1855-2019-OS-DSE de fecha 09 de julio de 2019, la División de Supervisión de Electricidad del Osinermin, solicita a ADINELSA, lo siguiente: "incluir en el Plan de Inversiones del periodo 2021-2025, referidos a sistemas de transmisión críticos y por razones de seguridad en líneas del SST remuneradas por la demanda, tomando en cuenta aquellos sistemas que requieran mejorar la confiabilidad de los mismos, presentando alternativas técnicas de solución";

Que, finalmente, ADINELSA concluye que la propuesta del Osinermin debe contemplar la alternativa de solución propuesta en el Plan de Inversiones de ADINELSA para el periodo 2021-2025, que es la implementación de un transformador de tres devanados 60/22,9/10 kV de 15 MVA, propuesta para el año 2023, con carta N° 844-2019-GT-ADINELSA de fecha de recepción 20 de noviembre de 2019.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERMIN

Que, respecto a lo señalado por la recurrente, el análisis desarrollado en el numeral 2.1.2 del informe técnico que integra la presente decisión, muestra que demanda considerada por la recurrente no está sustentada; al igual que, la demanda presentada por ENEL en su propuesta final referenciada por la recurrente;

Que, sin perjuicio de lo anterior, se observa que ADINELSA presenta en su recurso registros de mediciones no sustentados, con lo cual obtiene que su demanda al año 2018 sin generación es de 6,6 MW (7,8 MVA) y 8,3 MW (9,8 MVA) al año 2025; sobre estos valores, se verifica que aplica un factor de potencia de 0,85 para evaluar la cargabilidad de los transformadores en MVA; sin embargo, según el numeral 12.1.8.c de la Norma Tarifas, debe considerar un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de la SET. En ese sentido, considerando lo establecido en la Norma Tarifas se verifica que para el año 2025 se obtendría una potencia de 8,73 MVA, con lo cual no se verifica una sobrecarga al actual transformador de Andahuasi de 9 MVA en el periodo 2021-2025;

Que, respecto a las (03) tres centrales (Quípico, Santa Rosa G1 y G2) conectadas a la barra de 22,9 kV de la SET Andahuasi, se debe señalar que, en el análisis de cargabilidad del transformador y en el archivo de flujo de potencia no se ha considerado la operación de estas tres centrales conectadas en la barra de 22,9 kV de Andahuasi; y para realizar la proyección de demanda, se utilizó la energía regulada sustentada con la información del SICOM 2018, la cual comprende la energía regulada por tipo de tarifa y tensión (BT y MT) del sistema Andahuasi;

Que, de esta forma, de acuerdo al análisis realizado con la proyección de demanda sustentada por Osinermin, no se presentarían sobrecargas en el transformador de Andahuasi para el periodo 2021-2025;

Que, por otra parte, respecto al oficio N° 1855-2019-OS-DSE, que ADINELSA hace referencia en el presente extremo, cabe indicar que, dicha comunicación debe considerarse con carácter informativo, en la cual DSE pone en conocimiento sobre las modificaciones de la Norma Tarifas, a fin de que las empresas incluyan en sus propuestas temas referidos a sistemas críticos y temas de seguridad, que en este caso en particular no corresponde a ninguno de esos dos aspectos, lo cual, es validez por el órgano competente de Osinermin. Asimismo, cabe indicar que la información referida a la propuesta final fue debidamente analizada en la etapa correspondiente;

Que, en función a los argumentos señalados, este extremo del petitorio de ADINELSA debe ser declarado infundado.

2.3 Revisar la proyección de demanda de energía en el Área de Demanda 8

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ADINELSA manifiesta que, Osinermin en el Informe Técnico N° 348-2020-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, indica en su análisis a las Opiniones y Sugerencias de ADINELSA, que selecciona el modelo tendencial robusto y representativo, considerando que los resultados deben ser validados con el comportamiento esperado del mercado;

Que, añade que, Osinermin reconoce que si se toma en cuenta únicamente los resultados de las pruebas estadísticas R², estadísticos t y F para el método tendencial, el mejor modelo tendencial sería el exponencial, sin embargo, ello no se validaría debido al comportamiento esperado de la curva de demanda y que, por consiguiente, validando los resultados del modelamiento, el modelo seleccionado es el lineal, debido

a que el mismo presenta un crecimiento proporcional al tiempo, con el cual, se revela el comportamiento real de la demanda de electricidad;

Que, al respecto, ADINELSA señala que, la demanda eléctrica, no posee un comportamiento que se represente de manera exacta mediante un método tendencial lineal debido a que en su comportamiento confluyen muchos factores, que dificultan su real representatividad;

Que, así, ADINELSA reitera su propuesta de establecer una tasa de crecimiento anual promedio (entre los métodos tendenciales lineal y exponencial), para el ajuste final de la proyección de ventas de energía de los Usuarios Regulados y señala que, de esta manera se permitiría representar de una manera más próxima el comportamiento real de la demanda eléctrica, y con una proyección más confiable y exacta de la demanda eléctrica y se posibilita planificar mejor las inversiones.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme se detalla en el análisis del numeral 2.1.2, la elección del método tendencial lineal, por parte de Osinergmin, para la proyección de la demanda de energía en el largo plazo responde no solo a los criterios establecidos en la Norma Tarifas, sino también, a la experiencia obtenida en procesos anteriores, dado su rol regulador;

Que, en función a los argumentos señalados, este extremo del petitorio de ADINELSA debe ser declarado infundado.

2.4 Analizar la situación actual de la SET Coracora

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ADINELSA manifiesta que, en el Informe Técnico N° 348-2020-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, Osinergmin indica en su análisis a las opiniones y sugerencias de ADINELSA que, con la demanda proyectada de Osinergmin, se tendrá una demanda de 5,03 MW y 5,41 MW para los años 2025 y 2030 en la SET Coracora, con lo cual, el transformador existente de 60/22,9 kV de 7 MVA podrá atender dicha carga. Asimismo, en cuanto a la propuesta de atender carga ubicada en la zona de Cháparra, Osinergmin señala que, dicha carga ha sido desestimada, por lo que, el análisis de los sistemas involucrados se ha realizado sin considerar la misma, siendo que, no se requieren inversiones en la zona;

Que, al respecto, ADINELSA menciona que, la no admisión de los nuevos requerimientos de suministro por parte de Osinergmin, no permite establecer una proyección de demanda eléctrica real en el Área de Demanda 8, por lo que, los requerimientos de suministro deben ser aprobados en el horizonte de estudio. Así, en base a los requisitos establecidos para la admisión de las solicitudes de factibilidad, manifiesta que se deben considerar las siguientes solicitudes de factibilidad de suministro, cuyo detalle se encuentra en el Anexo 2 de su recurso de reconsideración;

Que, por otra parte, ADINELSA señala que, Osinergmin considera el valor de 4,3 MW en la barra 22,9 kV de la SET Coracora al 2018 y la máxima demanda proyectada de dicha barra al 2025 es de 5 MW, con lo cual, no se presentaría saturación en el transformador existente;

Que, sin embargo, menciona ADINELSA, con Carta N° 262-2020-GT-ADINELSA presentó sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, donde, en el Anexo 01 se indicó que la demanda máxima en el 2019 en la SET Coracora es de 5,7 MW (Jul y nov 2019) y que dicho valor difiere de lo proyectado por Osinergmin y no ha sido tomado en cuenta;

Que, por otro lado, ADINELSA menciona que se necesita considerar un aumento de demanda de 0,7 MW, según lo establecido en la Resolución N° 028-2020- OS/ CD de fecha 10 de marzo de 2020, la cual dicta mandato de conexión a favor de Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. y South América Mining Investment S.A.C. Al respecto, según se establece en el artículo 1 de la citada resolución, ADINELSA debe intervenir el recloser de SAMI, levantando la restricción de 800 kW a 1 500 kW;

Que, por lo expuesto, ADINELSA manifiesta que, se cuenta con solicitudes de factibilidad de suministro de empresas mineras por un total de 2,2 MW que, considerando la reactivación económica por la coyuntura que atraviesa el país deben ser aprobadas en los próximos años. Así, la demanda en la barra de 22,9 kV de la SET Coracora al año 2021 sería de 7,8 MW, sobre el cual indica que se presentaría un factor de uso de 1,02 al año 2021.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, se ha analizado la documentación presentada por ADINELSA en relación a las cuatro solicitudes de factibilidad de suministro, de las cuales se aceptan dos solicitudes por un total de 0,74 MW y el resto se desestima por no cumplir con los requisitos establecidos. El análisis de las solicitudes de factibilidad se detalla en la hoja "ADINELSA AD08" del archivo "F-100_AD08.xlsx", que acompaña al presente informe;

Que, por otro lado, el mandato de conexión con Resolución N° 028-2020-OS/CD respecto al Cliente "South América Mining Investment SAC" indica que: (1) El Cliente pertenece al mercado regulado hasta 30/09/2019 con una potencia de 0,8 MW y migra al mercado libre a partir de 01/10/2019 y (2) Se acepta la ampliación de carga de 0,7 MW para el año 2020, contando con una potencia total de 1,5 MW;

Que, así, la potencia a ingresar al año 2020 es de 0,7 MW, correspondiente a la ampliación del cliente SAMI y, por el lado de las cargas aceptadas éstas se están incorporando a partir del año 2021 con una potencia de 0,74 MW, que resulta menor a los 2,2 MW previstos por ADINELSA;

Que, por otra parte, se verifica que, respecto al transformador existente de la SET Coracora, en la publicación del Plan de Inversiones 2021-2025 se le asignó una capacidad de 7 MVA, cuando, de acuerdo a la propuesta final de ADINELSA, dicho transformador es de 60/22,9 kV de 7/9 MVA ONAN/ONAF. En consecuencia, se actualiza las características de dicho transformador a 60/22,9 kV de 9 MVA;

Que, por lo expuesto, la demanda proyectada en la SET Coracora es de 6,77 MW al año 2025, pudiendo ser atendido por el transformador existente en dicha subestación, razón por lo cual, no se requiere de un nuevo transformador en la SET Coracora para el periodo 2021-2025. Cabe señalar que, para efectos de la proyección, se considera la información base empleada en la publicación del Plan de Inversiones, toda vez que, ADINELSA no presenta la justificación necesaria para su modificación;

Que, en función a los argumentos señalados, este extremo del petitorio de ADINELSA debe ser declarado infundado.

Que, se han emitido los Informes N° 539-2020-GRT y N° 540-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión 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 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por 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° 41-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de

Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 y 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Incorpórese los Informes N° 539-2020-GRT y N° 540-2020-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo 2 precedente en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>.

ANTONIO ANGULO ZAMBRANO
Presidente del Consejo Directivo (e)

1899921-1

Declaran fundado en parte recurso de reconsideración interpuesto por CONELSUR LT S.A.C. contra la Res N° 126-2020-OS/CD, mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 178-2020-OS/CD

Lima, 29 de octubre de 2020

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 28 de agosto de 2020, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 126-2020-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, con fecha 18 de setiembre de 2020, CONELSUR LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR"), dentro del término de ley, interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

1. ANTECEDENTES

Que, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley N° 28832, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias;

Que, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT (en adelante "Norma Tarifas"), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD, 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, con Resolución N° 126-2020-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025 (en adelante "RESOLUCIÓN");

Que, el 18 de setiembre de 2020 la empresa CONELSUR ha presentado recurso de reconsideración

impugnando la Resolución 126-2020-OS/CD (en adelante "RECURSO");

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 16 de octubre de 2020, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por Osinergmin; dentro del plazo señalado la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante "LDS") presentó opiniones y sugerencias relacionadas con el recurso impugnativo de CONELSUR;

Que, adicionalmente, mediante Carta GG.RN-035-2020 presentada el 16 de octubre de 2020, CONELSUR presentó información complementaria en relación al RECURSO. Asimismo, presentó la Carta GG.RN-035-2020 del 27 de octubre de 2020, en relación a las opiniones y sugerencias presentadas por LDS

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, CONELSUR solicita en su RECURSO aprobar en el Plan de Inversiones en Transmisión 2021 – 2025, la SE Portillo y enlaces asociados propuestos, a ser ejecutados para el año 2022, y como consecuencia se modifique la RESOLUCIÓN y su Informe N° 347-2020-GRT;

2.1 aprobar en el Plan de Inversiones en Transmisión 2021 – 2025, la SET Portillo y enlaces asociados propuestos, a ser ejecutados para el año 2022

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, CONELSUR indica que, el Informe N° 347-2020-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, Osinergmin acoge parte de los comentarios presentados por CONELSUR al Proyecto de Resolución, no obstante, encontró que la propuesta de CONELSUR, la cual consistía en una subestación seccionadora denominada SE Portillo, se mantenía más cara que la alternativa aprobada;

Que, CONELSUR afirma que, la principal causa de que su propuesta tuviera un mayor costo total que la alternativa aprobada era que no se tenía un terreno definido para dicha subestación. En ese sentido, CONELSUR efectuó una búsqueda en campo de los terrenos disponibles para venta, con el objetivo de brindar la mejor propuesta técnica – económica para el usuario final, que le permita tener menores tarifas, junto con la mayor confiabilidad que brindaría el proyecto. De dicha actividad se obtuvo una ubicación que permite tener costos mejores que los del proyecto actualmente aprobado por Osinergmin;

Que, por otro lado, según CONELSUR, se ha podido verificar un error material en los formatos F-300_400 publicados por Osinergmin, específicamente en la hoja "Eval. de Mínimo Costo", el cual se detallar más adelante;

Que, finalmente, la empresa considera que, la corrección del error indicado, sumada a los resultados de la búsqueda de terrenos disponibles, permiten que su alternativa propuesta sea mejor que la aprobada por Osinergmin. Por dicho motivo, solicita que su propuesta sea reconsiderada y aprobada con oportunidad del presente recurso de reconsideración. Y, en consecuencia, que se realicen las modificaciones solicitadas en el petitorio;

Terreno para el proyecto

Que, CONELSUR señala que efectuó una búsqueda en campo para ubicar los terrenos efectivamente disponibles, y acotar la inversión estimada para su propuesta. Como resultado de dicho esfuerzo, según se detalla en el Anexo 3 del RECURSO, la empresa obtuvo una disposición de venta documentada para un terreno;

Valor de Inversión del Proyecto

Que, con la información del terreno indicado en el numeral anterior, CONELSUR señala que el monto de inversión actualizado de su propuesta asciende a USD 9 934 061, con lo que esta alternativa resulta ser la más económica. Cabe mencionar que la actualización indicada conlleva también a la actualización de los costos de