



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

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico N° 362-2021-GRT y el Informe Legal N° 363-2021-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° 23-2021.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar fundados los extremos 1, 3, 4, 5, 6, 8 y 9 del recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.3.2, 2.4.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.8.2 y 2.9.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar fundado en parte el extremo 7 del recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.7.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Declarar infundado el extremo 2 del recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.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 4°.- Incorporar los Informes N° 362-2021-GRT y N° 363-2021-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5°.- Disponer que las modificaciones en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, se consignen en resolución complementaria.

Artículo 6°.- 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 4, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

1963738-1

Declaran No Ha Lugar la solicitud de nulidad parcial; declaran fundado en parte el extremo iii) e infundados los extremos i), ii), iv) y v) de la pretensión subordinada del recurso de reconsideración presentado por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN
N° 135-2021-OS/CD**

Lima, 15 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 SST y 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 Electro Dunas S.A.A. ("ELECTRODUNAS"), 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, ELECTRODUNAS solicita se declare la nulidad parcial de la Resolución 070 en los siguientes extremos:

a. Cálculo de los factores de pérdidas medias de transmisión por haber considerado los proyectos "Nueva Subestación 220/60 kV Chincha Nueva y Líneas Asociadas" y "Nueva Subestación 220/60 kV Nazca Nueva y Líneas Asociadas" que no existen físicamente;

b. Inclusión de las centrales eléctricas Kusa y Ali que no existen en las simulaciones del flujo de carga para el periodo 2021-2025;

c. Inclusión de capacitores que no existen en las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca para las simulaciones de flujo de carga del periodo 2021-2025;

d. Consideración en la determinación de los factores de pérdidas medias en MT de la demanda del subsistema de transmisión "Marcona - San Nicolás" que atiende solo a clientes libres;

e. Incorporación de la demanda de 10 kV de las subestaciones Ica Parcona e Independencia en el cálculo de los factores de pérdidas medias en MT.

Que, señala como pretensión subordinada, en caso no se acepte su pedido de nulidad parcial, que la Resolución 070 sea revocada en los términos siguientes:

I. Considerar el año 2024 como fecha de Puesta de Operación Comercial (POC) de los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva;

II. No considerar los proyectos de generación Kusa y Ali en la modelación eléctrica;

III. Retirar del modelamiento eléctrico los capacitores en MT;

IV. Considerar la demanda de la subestación San Nicolás en el nivel de tensión DAT A;

V. Considerar la demanda de las subestaciones Ica Parcona e Independencia en el nivel de tensión DAT B;

2.1 SOLICITUD DE NULIDAD PARCIAL DE LA RESOLUCIÓN 070

2.1.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS sostiene que Osinergrmin debe cumplir con el ordenamiento jurídico conformado por el Decreto ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE), la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución N° 217-2013-OS-CD y modificatorias (Norma Tarifas), así como otras disposiciones vigentes, lo cual es congruente con el principio de legalidad;

Que, refiere, existen aspectos en la Resolución 070 y en sus informes de sustento en los cuales el Regulador no habría considerado sus obligaciones normativas, tal como se detalla en el Informe Técnico que adjunta a su recurso de reconsideración.

2.1.2 Análisis de Osinergrmin

Que, de acuerdo con el artículo 10 del Texto único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (TUO de la LPAG), son causales de nulidad de los actos administrativos las siguientes:

- La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.

- El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto. Los requisitos de validez del acto son: haber sido emitido por órgano competente; tener objeto y que, además, este sea lícito, preciso, posible física y jurídicamente; finalidad pública; sustentado con la debida motivación; y haber sido emitido cumpliendo el procedimiento regular.

- Los actos expesos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o tramites esenciales para su adquisición.

- Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de la misma.

Que, tal como se verá en el análisis contenido en los considerandos siguientes y lo expuesto en los informes técnico y legal que sustentan a la presente Resolución, se advierte que no existe vicio alguno en la Resolución 070 que amerite la declaratoria de nulidad de dicho acto administrativo; por el contrario, existe una aplicación de las normas sectoriales a un caso dado, en estricto cumplimiento de las competencias que le han sido conferidas por ley a Osinergrmin. En ese sentido, al haber actuado Osinergrmin, en el marco de sus competencias dando cumplimiento a las disposiciones normativas vigentes, el acto administrativo que ha emitido no adolece de un vicio de nulidad;

Que, por lo expuesto, se considera no ha lugar la nulidad parcial solicitada por Electro Dunas;

Que, en consecuencia, procede el análisis de la pretensión subordinada.

2.2 CONSIDERAR EL AÑO 2024 PARA LA POC DE LOS PROYECTOS CHINCHA NUEVA Y NAZCA NUEVA

2.2.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS señala, en la modelación eléctrica desarrollada para determinar las pérdidas en la transmisión, se considera los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva que no existen físicamente y que estarán en operación comercial a partir del año 2024, por lo que dicho año debe considerado para la POC, teniendo en cuenta la licitación que ha efectuado ProInversión;

Que, sostiene, en la modelación eléctrica se incluyen los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva como si

estuvieran en operación comercial desde el año 2021; sin embargo, no existen físicamente en la actualidad, pues su implementación estará en el año 2024;

Que, indica, en el recurso de reconsideración que interpuso contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, advirtió al Regulador respecto al impacto en el reconocimiento de las pérdidas en transmisión y el perjuicio económico que supone para su empresa lo dispuesto por Osinergrmin respecto a que los referidos proyectos, entrarían en operación desde inicios del año 2021; a pesar que a la fecha dichas instalaciones no existen y estarían en operación comercial - optimistamente - a fines del 2023, plazo estimado según la Bases del Concurso y adjudicación de ProInversión llevado a cabo el 10 de diciembre de 2020;

Que, sin embargo, en la Resolución N° 185-2020-OS/CD, Osinergrmin no aceptó su solicitud y ratifica que los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva estarían en operación comercial el año 2021 y los considera en la modelación eléctrica a partir de dicho año;

Que, sostiene, en la Norma Tarifas no se ha identificado el criterio indicado por Osinergrmin de incluir proyectos que no existen; por el contrario, refiere que según el numeral 5.7.2 de esta norma, solo se consideran proyectos existentes;

Que, ante dicho escenario real, donde las subestaciones Chincha Nueva y Nazca Nueva no estarían en servicio hasta el 2023, en base a lo establecido en el numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas, ELECTRODUNAS señala que dichos proyectos debieron ser incluidos en el Plan de Inversiones 2021-2025 y su puesta en operación comercial para el año 2024. Sin embargo, Osinergrmin no los incluyó y los consideró como instalación existente desde el año 2021, incumplido lo establecido en la Norma Tarifas;

Que, ELECTRODUNAS presenta recorte del segundo párrafo del numeral 2.11.2 de la Resolución N° 185-2020-OS/CD, donde señala que, como se indicó en el párrafo anterior, las supuestas "premisas consideradas" por Osinergrmin no obedecen a lo establecido en la Norma Tarifas, dado que, Osinergrmin debió incluir a los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva al Plan de Inversiones 2021-2025 considerando como fecha de puesta en servicio el año 2024; sin embargo, no lo hizo incumpliendo la Norma Tarifas;

Que, respecto a la ubicación de la subestación Nazca Nueva, señala que su futura ubicación difiere de la considerada por Osinergrmin en la modelación eléctrica y se mantiene en la ubicación sustentada;

Que, sostiene, que la denegatoria de Osinergrmin de rechazar la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 y otras modificaciones anteriores desconoce la realidad y afecta su derecho de defensa, lo cual contraviene el principio de razonabilidad, impulso de oficio y del debido procedimiento;

Que, hace referencia a lo indicado en el Informe N° 223-2021-GRT, donde se señaló que el área técnica debería evaluar los aspectos alegados por Electro Dunas en sus comentarios y sugerencias al proyecto de resolución de fijación tarifaria, desde el criterio de eficiencia;

Que, considera obligación de Osinergrmin el actuar con respeto a los principios de legalidad y de verdad material, y en cumplimiento de la Norma Tarifas, debiendo considerar en el modelamiento eléctrico que los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva entrarán en operación comercial el primer trimestre del año 2024 y consignar dicha realidad en el cálculo de los factores de pérdidas medias contenido en los formatos del "F-504" al "F-510";

2.2.2 Análisis de Osinergrmin

Que, la decisión de Osinergrmin de considerar los proyectos Chincha Nueva y Nasca Nueva en el modelamiento eléctrico desde el año 2021, se basa en criterios propios del planeamiento;

Que, respecto a la consideración de lo establecido en los Contratos de Concesión de las subestaciones Chincha Nueva y Nasca Nueva, suscritos el 10 de marzo de 2021, queda claro que esta información es posterior al proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, por lo tanto, dicha información no ha sido considerada como

sustento para evaluar la actualización de la información base (modelamiento, demanda, entre otros) con el cual se aprueba el Plan de Inversiones;

Que, así, en el presente proceso se está aplicando la metodología establecida en la Norma Tarifas, conforme se ha efectuado en todos los procesos de Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT. En ese sentido, para el presente proceso regulatorio se debe considerar el archivo de flujo de potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, sin que sea actualizado como resultado de nueva información que pudiera presentarse hasta la publicación de la fijación de peajes y compensaciones correspondiente, tal como se señala en el numeral 5.11 de la Norma Tarifas, en la cual se detalla el desarrollo del Estudio de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT. Sobre ello, cabe indicar que la Norma Tarifas presenta una sola metodología integral para la determinación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT, que está dividida en dos (02) procesos regulatorios diferentes: i) Aprobación del Plan de Inversiones, y ii) Determinación 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), considerando en el segundo proceso regulatorio (determinación de FPMd) la utilización de la información de sustento y resultante del primer proceso regulatorio (Plan de Inversiones); por ello, no se debe modificar las consideraciones establecidas (modelamiento, demanda, entre otros) en la determinación del Plan de Inversiones, dado que, se estaría alterando la metodología para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias, establecida en la Norma Tarifas;

Que, con relación a la aplicación de los numerales 5.7.2 y 11.4 de la Norma Tarifas, que ELECTRODUNAS señala para sustentar que se debe utilizar la configuración real de los sistemas existentes a abril de 2021, se precisa que dichos numerales son aplicables para el proceso de aprobación del Plan de Inversiones como se indica en los mismos numerales y no para la etapa de la determinación de Factores de Pérdidas Medias. Es decir, esta problemática y aplicación se desarrolló y evaluó en el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025;

Que, no obstante, a lo anterior, respecto al numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas, debemos señalar que, dicho numeral establece que, se considera las instalaciones de transmisión existentes y se incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Asimismo, se indica que, las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinergrmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo. Al respecto, en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025, la recurrente presentó otras alternativas para el sistema, sin embargo, sobre la base del análisis correspondiente, se consideró que no correspondía evaluar ni retirar una inversión encargada a Prolinversión para su proceso de licitación, dado que, ello podía contemplar la posibilidad de duplicar inversiones para una misma necesidad. En ese sentido, se cumplió con lo establecido en el numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas;

Que, conforme a lo dispuesto en el literal a) numeral V) del artículo 139 del RLCE, el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones y obedece a un horizonte de planificación de 10 años, siendo su ejecución obligatoria para todos;

Que, en el Plan de Inversiones 2013-2017 se incluyeron los proyectos Chincha Nueva y Nazca Nueva asignados al Ministerio de Energía y Minas, los cuales se ejecutarían dentro del área de concesión de Electro Dunas, empresa titular dentro del Área de Demanda asociada a dicha concesión. No obstante, a pesar de

que los proyectos fueron asignados a dicho Ministerio, dicha empresa no impugnó la decisión de Osinergrmin, consintiendo que la ejecución de los mismos esté a cargo de la referida entidad. Con ese consentimiento, ELECTRODUNAS asumía los riesgos de una tardía ejecución de los proyectos, ya que, al no encontrarse bajo su esfera de decisión, solo le correspondía esperar a la implementación de los proyectos;

Que, si bien el principio de verdad material obliga al Regulador a verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, esto no quiere decir que la actividad regulatoria de Osinergrmin consista en trasladar a la tarifa la realidad existente del sector eléctrico, sino que en aplicación de los artículos 8 y 42 de la LCE las tarifas se fijan de modo tal que promuevan la eficiencia del sector;

Que, el principio de eficiencia no solamente debe analizarse como la aprobación de inversiones a menor costo, sino en aquellas que respondan a las disposiciones vigentes y a los propios objetivos de Osinergrmin, entre los que se encuentran el velar por la calidad y continuidad del suministro eléctrico, velar por el acceso al servicio eléctrico fijando tarifas de acuerdo con los criterios normativos y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, conforme está establecido en el artículo 19 del Reglamento General de Osinergrmin;

Que, por lo expuesto, se mantiene el modelamiento utilizado para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 8 considerando la operación de las subestaciones Chincha Nueva y Nazca Nueva para el año 2021. Asimismo, en relación al resultado de la determinación de Factores de Pérdidas Medias en el Área de Demanda 8, cabe señalar que corresponde estrictamente a la aplicación de lo establecido en la Norma Tarifas;

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

2.3 NO CONSIDERAR LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN KUSA Y ALLI EN LA MODELACIÓN ELÉCTRICA

2.3.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS señala que las simulaciones de flujo de carga realizados para el período 2021-2025, consideran centrales de generación eléctrica que no existen, no cuentan con estudios y no están considerados en la fijación de precios en barra. En ese sentido, solicita no considerar los proyectos de generación Kusa y Alli en la modelación eléctrica de los años 2021, 2022, 2023 y 2024;

Que, señala que en la tabla 3.22 "Proyectos de generación para el periodo 2018-2022" del informe que sustenta el Plan de Transmisión 2019-2028, se observa claramente que las CHs Kusa y Alli estaban previstas para el año 2021; sin embargo, en la actualización de dicho Plan, efectuada con Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM, se aprobó el Plan de Transmisión 2021-2030. En la tabla 3.19 "Plan de obras de generación para el periodo 2020-2024 con proyectos comprometidos" del informe que sustenta dicho plan, observa que la nueva fecha prevista para la operación de las CH Kusa y Alli es el año 2024;

Que, sostiene que dado que el Plan de Transmisión 2021-2030 fue aprobado el 30 de diciembre de 2020, no pudo pronunciarse sobre este cambio de fecha en la presentación de su propuesta de Plan de Inversiones;

Que, solicita que en la modelación eléctrica para el reconocimiento de las pérdidas transmisión, se reconozca la operación de nuevas instalaciones en base a hechos reales y concretos como lo es la Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM; asimismo, sostiene que prevé que las mencionadas centrales entrarán en operación en el año 2025;

Que, por lo señalado, COELVISAC solicita a Osinergrmin efectuar las actualizaciones en el modelamiento de acuerdo con la nueva información hasta la publicación final de la fijación de peajes y compensaciones correspondiente al periodo mayo 2021 - abril 2025 y actualizar el cálculo de los factores de

pérdidas medias, en relación a los formatos del “F-504” al “F-510”.

2.3.2 Análisis de Osinergrmin

Que, en cuanto a la metodología para el modelamiento, nos remitidos a lo indicado en el numeral 2.2.2 de la presente Resolución; en ese sentido, dado que la modificación del Plan de Transmisión se efectuó con fecha posterior a la aprobación del Plan de Inversiones, no corresponde incorporar esta información para modificar el modelamiento pues la premisa que se utilizó en su momento se basó en la información disponible;

Que, sin perjuicio de lo indicado en el considerando anterior, la solicitud de la recurrente es inconsistente en comparación con su propia propuesta de fijación de Peajes y Compensaciones, pues ELECTRODUNAS considera el modelamiento y despacho de las centrales Alli y Kusa desde el año 2021 para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 8, lo cual se verifica en los archivos (“BD SEIN-GRT - AD08.pfd”, “ReporteModelacionElectrica.xlsx”, etc.) que sustentan el Estudio presentado como parte de su propuesta de fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT;

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

2.4 RETIRAR DEL MODELAMIENTO ELÉCTRICO LOS CAPACITORES EN MT

2.4.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS señala que, las simulaciones de flujo de carga realizados para el período 2021-2025, consideran capacitores que no existen en las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca y que no están reconocidos en el SST y SCT. Asimismo, considera capacitores en las subestaciones Bella Unión y Chala que no forman parte del SST y SCT;

Que, independientemente de la información remitida que acredita la no existencia de los bancos de condensadores, ELECTRODUNAS señala que están a plena disposición para la inspección técnica conjunta que permita esclarecer de manera concluyente e inequívoca cualquier duda al respecto;

Que, señala, los capacitores en las barras de media tensión no representan una solución eficiente en la expansión de los sistemas de transmisión. Ello, debido a que los transformadores de AT/MT cuentan con regulación y a través de dicha regulación se resuelven los problemas de tensión en la media tensión. Sin embargo, los capacitores instalados en la barra AT sí representan soluciones eficientes en la expansión de la transmisión, es por ello que se precisa su aplicación en el numeral 12.1.8.d;

Que, indica, los capacitores instalados en la barra MT de las subestaciones no obedecen a las necesidades de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión;

Que, manifiesta que, en algunos casos, Osinergrmin consideró este tipo de instalaciones en la aprobación de los planes de inversión. Usualmente, las empresas de distribución instalan capacitores en la barra MT de las subestaciones para otros fines y que no son materia de análisis del presente proceso regulatorio, y que, en algunos casos, también para alcanzar el factor de potencia de 0,95 establecido en la Norma Tarifas; sin embargo, en estos casos dichas inversiones no deberían ser reconocidas;

Que, finalmente, respecto a la consideración de dichos capacitores en la propuesta de cálculo de ELECTRODUNAS, sostiene que corresponde a una omisión involuntaria ya que dichos elementos no existen como se evidencia más adelante;

Que, señala que los capacitores modelados por Osinergrmin en las instalaciones de ELECTRODUNAS no existen; bajo ese supuesto, agrega, si no son reconocidos en el SST y SCT no deben ser considerados en la modelación ya que obedecen a otros fines; además, porque la demanda considerada en la aprobación del Plan

de Inversiones considera un factor de potencia de 0,95 en las barras MT de las SETs, conforme lo establecido en la Norma Tarifas;

Que, presenta información complementaria, consistente en fotografías actuales e imágenes de la modelación referidas a las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca, mientras que para las subestaciones Bella Unión y Chala, solo presenta imagen del modelamiento eléctrico;

Que, por lo expuesto, ELECTRODUNAS solicita retirar de la modelación eléctrica a los capacitores instalados en la barra de Media Tensión de las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora, Nazca, Bella Unión y Chala.

2.4.2 Análisis de Osinergrmin

Que, para el planeamiento se consideran todas las instalaciones existentes conforme lo establecido en el numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas y no solo las instalaciones del SST y SCT que señala ELECTRODUNAS;

Que, la recurrente presenta registros fotográficos y planos visados de las instalaciones existentes, con lo cual sustenta la no existencia de los capacitores en las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca. Asimismo, señala que, la consideración de estos capacitores en su propuesta de fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, corresponde a una omisión involuntaria, lo cual sustenta como error material y además precisa que dichos capacitores no obedecen a las necesidades de la planificación;

Que, en ese sentido, en base al sustentado presentado, se acepta el retiro de dichos capacitores en el modelamiento eléctrico para las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca, con lo cual, se procede en actualizar los archivos correspondientes. Asimismo, cabe indicar, que estos capacitores no forman parte de la red base ni de las premisas sobre las cuales se realizó el Plan de Inversiones, dado que tal como señala la recurrente se trata de un error material;

Que, por otra parte, en referencia a los capacitores de las subestaciones Bella Unión y Chala, ELECTRODUNAS no presenta información adicional que sustente el retiro de estos capacitores del modelamiento eléctrico, por lo cual se mantiene el modelamiento de dichos Elementos. En este punto se debe señalar que, para efectos de la determinación de factores de pérdidas medias deben considerarse todas las instalaciones existentes del SST y SCT y no solamente aquellas que vienen siendo remuneradas por la demanda;

Que, por lo expuesto, se retira del modelamiento eléctrico a los capacitores de las subestaciones Pueblo Nuevo, Tambo de Mora y Nazca sustentados por ELECTRODUNAS corrigiéndose el error material, pero, no se modifica el archivo de flujo de carga en referencia a los capacitores de las subestaciones Bella Unión y Chala que sustenta el Plan de Inversiones que se utiliza para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 8;

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

2.5 CONSIDERAR LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN SAN NICOLÁS EN EL NIVEL DE TENSIÓN DAT A

2.5.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS señala que la demanda atendida por el subsistema de transmisión “Marcona – San Nicolas”, atiende de exclusivamente a clientes libres y no debe ser incluida para la determinación de los factores de pérdidas medias en media tensión;

Que, sostiene, sobre la central San Nicolás, señala que las pérdidas asociadas deben ser asumidas en su totalidad por quienes utilizan o se benefician del uso de dichas instalaciones. Este criterio es aplicado por Osinergrmin para el cálculo de los factores de pérdidas medias en otras Áreas de Demanda; por lo tanto, no debe ser modificado y/o aplicado de forma diferente para el Área de Demanda 8;

Que, ELECTRODUNAS señala que, en base al análisis realizado, la demanda atendida a partir del subsistema de transmisión "Marcona – San Nicolás" no debe ser considerada para el cálculo de los factores de pérdidas medias en MT; dicha demanda debe ser incluida en el nivel de tensión DAT A.

2.5.2 Análisis de Osinermin

Que, la asignación de demanda se realiza conforme a lo establecido en el numeral 19.5 de la Norma Tarifas;

Que, dado que la carga de la SET San Nicolás se encuentra conectada en la barra de 13,8 kV, mediante instalaciones del SST y SCT remuneradas por la demanda, se verifica que la demanda está conectada en media tensión (MT), por lo cual en aplicación de la Norma Tarifas dichas demandas son calificadas como DMT. Asimismo, cabe precisar que dichas demandas no pueden ser consideradas como DAT A o DAT B, dado que, tal como señala la Norma Tarifas, esta calificación corresponde a demandas conectadas en las barras AT;

Que, por otra parte, respecto a la asignación de la demanda en la SET Jahuary, cabe señalar que dicha asignación es diferente al caso de la SET San Nicolás, dado que, en la SET San Nicolás la barra de 13,8 kV es alimentada a través de instalaciones del SST y SCT remuneradas por la demanda (3 transformadores de 60/13,8 kV en la SET San Nicolás y dos líneas de transmisión Marcona - San Nicolás de 60 kV), instalaciones que forman parte del alcance del cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, según lo establecido en el numeral 19 de la Norma Tarifas;

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

2.6 CONSIDERAR LA DEMANDA DE LAS SUBESTACIONES ICA PARCONA E INDEPENDENCIA EN EL NIVEL DE TENSIÓN DAT B

2.6.1 Sustento del petitorio

Que, ELECTRODUNAS señala que, para el cálculo de los porcentajes de pérdidas medias, se debe considerar la demanda MT de las subestaciones Ica, Parcona e Independencia en el nivel de tensión DAT B;

Que, como sustento muestra en esquemas unifilares la ubicación de la demanda en MT en las subestaciones Ica, Parcona e Independencia, y señala que dicha demanda es atendida a partir de transformadores MAT/AT/MT;

Que, la recurrente señala que es correcto lo indicado por Osinermin respecto a la asignación de pérdidas en los transformadores de 220/60/10 kV (MAT/AT/MT); sin embargo, la asignación de la demanda realizado para el cálculo de los factores de pérdidas medias no es coherente;

Que, sostiene, en los cálculos se debe incluir todas las pérdidas ocasionadas en el sistema de transmisión para atender una determinada demanda;

Que, ELECTRODUNAS señala que en los cálculos realizados para la atención de la demanda MT de las subestaciones Ica, Parcona e Independencia, no se considera las pérdidas ocasionadas en el transformador de 220/60/10 kV. Por lo cual, según lo establecido en el numeral 19.6 de la Norma Tarifas, las pérdidas de dicho transformador deben ser consideradas en la componente MAT/AT;

Que, dado que todas las pérdidas están siendo consideradas en la componente MAT/AT, lo correcto y coherente es que la demanda también se considere en la barra AT. Es decir; para el caso de las subestaciones Ica, Parcona e Independencia, toda la demanda debe ser considerada en la barra AT. De no hacerlo, se estaría incluyendo una demanda que es atendida en MT, sin considerar las pérdidas ocasionadas hasta dicho nivel de tensión.

2.6.2 Análisis de Osinermin

Que, sobre la afirmación de ELECTRODUNAS de que la asignación de la demanda para el cálculo de los factores de pérdidas no es coherente, es preciso señalar

que dicha asignación de demanda se realiza conforme a lo establecido en el numeral 19.5 de la Norma Tarifas;

Que, en ese sentido, como se puede apreciar en los diagramas presentados por ELECTRODUNAS, la demanda en las subestaciones Ica, Parcona e Independencia está conectada en el nivel de tensión de 10 kV, el cual corresponde a media tensión (MT), por lo cual en aplicación de la Norma Tarifas dichas demandas son calificadas como DMT. Dichas demandas no pueden ser consideradas como DAT A o DAT B, dado que, tal como señala la Norma Tarifas, esta calificación corresponde a demandas conectadas en las barras AT;

Que, con respecto a los cálculos realizados para la atención de la demanda MT, sobre el cual no se estaría considerando las pérdidas ocasionadas en el transformador de 220/60/10 kV, se precisa que estas pérdidas son determinadas mediante cálculos de flujos de potencia en los cuales se determinan las pérdidas totales para el elemento, es decir, los resultados que determina el flujo de potencia consideran las pérdidas ocasionadas para todos los devanados del transformador modelado;

Que, por otro lado, se reitera que, para el cálculo de los factores de pérdidas medias, en el caso de los transformadores con relación de transformación MAT/AT/MT (como es el caso de los transformadores de las subestaciones Ica, Parcona e Independencia), en aplicación del numeral 19.6 de la Norma Tarifas, las pérdidas de estos transformadores deben ser agrupadas al nivel de tensión MAT/AT. Asimismo, cabe precisar que, la asignación se ha realizado en estricto cumplimiento a la Norma Tarifas;

Que, por lo expuesto, respecto de la solicitud de ELECTRODUNAS de considerar para el cálculo de los factores de pérdidas medias, la demanda MT de las subestaciones Ica, Parcona e Independencia en el nivel de tensión DAT B, conforme con lo expuesto, dicha solicitud contraviene lo establecido en la Norma Tarifas;

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

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico N° 364-2021-GRT y el Informe Legal N° 365-2021-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 Osinermin, 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 Osinermin, 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 Osinermin en su Sesión N° 23-2021.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad parcial contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, presentada por Electro Dunas S.A.A. por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar fundado en parte el extremo iii) de la pretensión subordinada del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Declarar infundados los extremos i), ii), iv) y v) de la pretensión subordinada del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD, por las razones

expuestas en los numerales 2.2.2, 2.3.2, 2.5.2 y 2.6.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4°.- Incorporar los Informes N° 364-2021-GRT y N° 365-2021-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5°.- Disponer que las modificaciones en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, se consignen en resolución complementaria.

Artículo 6°.- 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 4, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

1963643-1

Declaran infundados los extremos 1 y 3, fundado en parte el extremo 2 e improcedente el extremo 4 del recurso de reconsideración interpuesto por Red de Energía del Perú S.A. contra la Resolución N° 070-2021-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 136-2021-OS/CD

Lima, 15 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 SST y 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 Red de Energía del Perú S.A. ("REP"), 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, REP solicita la modificación de la Resolución 070, en los siguientes extremos:

1) Corregir la actualización del CMA de las instalaciones, retirando factores no establecidos en la Norma Tarifas;

2) Establecer un solo método de actualización de los CMA, debido que para una misma instalación se tienen dos métodos aplicables para su participación asociada a demanda y otra para generación;

3) Indicar de manera expresa y determine los factores para la actualización de las compensaciones, conforme lo establece la Norma Tarifas;

4) Corregir el cálculo del peaje SST de REP para la determinación de la RAZ;

2.1 CORREGIR LA ACTUALIZACIÓN DEL CMA DE LAS INSTALACIONES, RETIRANDO FACTORES NO ESTABLECIDOS EN LA NORMA TARIFAS

2.1.1 Sustento del petitorio

Que, REP considera que Osinergmin está empleando factores no contemplados en la normativa, en la fórmula de actualización de las instalaciones con fecha posterior al 2009. Indica que está incluyendo los factores "xTCo x 1/TC" lo cual está transformando el CMA original de dólares a soles empleando el tipo de cambio inicial "TCo", luego lo multiplica por factor de actualización (FA) y posteriormente divide por el valor "TC" (o lo que es equivalente a multiplicar por 1/TC), siendo "TC" el tipo de cambio para el período regulatorio 2021-2025;

Que, sostiene, la fórmula empleada en CMA USDr (valor de inversión actualizado en USD) es obtenido a partir del valor de inversión original "CMA USDo" (en USD) multiplicado por un tipo de cambio (TCo) y luego recién siendo multiplicado por el Factor de Actualización ("FA") y luego volviéndolo a transformar en USD al dividirlo por "TCr" tipo de cambio regulado para el período 2021-2025. ISA indica que, esto difiere de lo establecido en la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD (Norma Tarifas) e implica que el CMA en USD para el nuevo período regulatorio sería menor al que aplicando la formulación de manera correcta;

Que, en cuando a lo afirmado por Osinergmin respecto a que los cálculos se han efectuado de la misma manera en las tres últimas regulaciones, la recurrente considera que esto no significa que sea correcta y que corresponda al derecho. Sostiene que tal como el mismo Osinergmin se ha pronunciado en otros procesos, las modificaciones, precisiones o correcciones deberán ser realizadas para cumplimiento de lo establecido en el marco normativo; más aún, tal como se mostró anteriormente, la actualización del CMA mediante el método aplicado por Osinergmin significa un perjuicio dado que el efecto final implica un menor reconocimiento de los USD asociados a las inversiones;

Que, sobre la indicación que REP no cuenta con una afección económica, precisa que solo en la liquidación anual se encuentran contemplados los montos asociados a la RAG y RAA, más no los sistemas asociados a los Adicionales a la RAG, los cuales si tienen la afectación antes mencionada;

Que, en ese sentido, manifiesta que las fórmulas de actualización son las indicadas en el artículo 28 de la Norma Tarifas, la cual no indica la aplicación previa de una multiplicación del CMA en USD inicial por TC inicial y su posterior división por TC regulado para el nuevo período;

Que, REP señala que este criterio tiene como consecuencia la aplicación de la inclusión de los factores "xTCo" y "x1/TC" empleado en las hojas de cálculo de Osinergmin es incorrecta dado que en el marco normativo no está contemplado dicha aplicación; y que al emplear dichas formulaciones se obtiene un CMA en USD para el nuevo período regulatorio un valor menor al que debe ser e incluso en algunos casos puede ser menor al CMA original en USD;

Que, por tanto, REP solicita el retiro de los factores "xTCo" y "x1/TC" de las hojas de cálculo en la actualización del CMA, tanto para los cálculos de los peajes y de compensaciones;