

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 - 2029

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 143-2024-OS/CD**

Lima, 19 de julio de 2024

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, con fecha 10 de junio de 2024, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), publicó la Resolución N° 112-2024-OS/CD (“Resolución 112”), mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 (“PI 2025-2029”);

Que, con fecha 01 de julio de 2024, la empresa Luz del Sur (“LDS”), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración contra la Resolución N° 112 (“Recurso”), siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, LDS solicita:

1. Modificar el año de puesta en servicio de la SET Huaycán del 2025 al 2026.
2. Reconocer 2 unidades de estructuras de transición necesarias para la LT en 60 kV Portillo-Huaycán.
3. Incorporar 1 celda de línea 60 kV en la SET Surco como parte del Enlace en 50 kV San Mateo (Statkraft) – San Mateo (LDS).
4. Reconocer los módulos de fibra óptica en la valorización de la LT Portillo – Huaycán.
5. Modificar la longitud del soterrado de la línea L-657.
6. Modificar la longitud del soterrado de la línea L-641/642 (Huachipa – Planicie).
7. Considerar el interés intercalario correspondiente a 220 kV para los nuevos Elementos aprobados.
8. Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Huaycán.
9. Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Vitarte.
10. Incluir una celda 60 kV de acoplamiento longitudinal para la nueva SET Huaycán.
11. Considerar un nuevo Enlace en 60 kV San Juan - Villa María.
12. Incluir un transformador de reserva 220/60 kV para la SET Cantera.
13. Ampliar la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales.

14. Modificar, aclarar y corregir errores en el PI 2025-2029.

2.1 Modificar el año de puesta en servicio de la SET Huaycán del 2025 al 2026.

2.1.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS solicita postergar la puesta en servicio de la nueva Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) Huaycán del año 2025 al 2026, debido a la necesidad de desarrollar actividades previas como la compra de terreno, elaboración de estudios, adquisición de equipos y construcción. LDS prevé un total de 24 meses para la puesta en servicio;

Que, considera que, si bien la fecha de puesta en operación de la SET Huaycán es resultado de un análisis técnico, a su vez, señala que la postergación amerita una evaluación ad-hoc, dado que, en el marco de la aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025 y su modificación, informó anticipadamente la necesidad de que la SET Huaycán inicie la puesta en servicio para el año 2026;

Que, informa que, hasta que la SET Huaycán entre en servicio el año 2026, y a fin de evitar cualquier sobrecarga en la SET Ñaña que pueda afectar la demanda, realizará transferencias de carga temporales hacia las SET's colindantes.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Que, Osinergmin, en cumplimiento de las funciones previstas en el numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, es la entidad competente de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión que pertenecen a un Área de Demanda, con la aprobación del Plan de Inversiones, incorporando proyectos que se requieren y deben entrar en operación comercial dentro del periodo regulatorio;

Que, esta aprobación no está subordinada a la autorización de otra entidad ni a otras consideraciones como: trámites, gestiones internas, financiamiento, o procesos que dependen del obligado, y sus demoras. En tal caso, deberán ser los procesos y las gestiones internas las que deben adecuarse y/o acelerarse para cumplir con la ejecución de las inversiones, así como, efectuarse en su debida oportunidad la propuesta de planeamiento de parte de la concesionaria;

Que, cualquier retiro o modificación sobre la fecha de puesta en servicio de los proyectos aprobados en el PI 2025-2029, debe obedecer a los criterios técnicos y de eficiencia, en cumplimiento de las normas y principios que rigen el accionar del Regulador;

Que, si el sistema eléctrico requiere de la ejecución de una inversión para un determinado año, a efectos de atender las necesidades de la demanda y/o sostener la cargabilidad de instalaciones existentes en condiciones de calidad y confiabilidad, el Regulador no puede modificar artificialmente ese resultado técnico, para establecer que dicha inversión sea ejecutada en periodo posterior al que resulta necesario;

Que, el PI 2025-2029 se aprobó en junio de 2024, y puede asignar obras para que se ejecuten en todo el año 2025 y siguientes hasta el 2029, lo que le otorga a la empresa,

como mínimo, año y medio para lograr la ejecución. De mediar justificación en la etapa correspondiente y ser “imposible” como sostiene, la empresa puede solicitar la reprogramación de la fecha prevista para su puesta en operación comercial, máxime si la demora recae en responsabilidad de terceros o por fuerza mayor calificada. Esta reprogramación no pertenece al proceso de modificación del Plan de Inversiones, sino es relativo al proceso de cumplimiento del Plan a cargo de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin;

Que, en virtud de lo expuesto, lo alegado por LDS representan actos de logística y gestión interna, propios de su actividad, siendo la empresa responsable de actuar diligentemente y prever los mecanismos necesarios para evitar los tipos de contingencia que impliquen una vulneración a las normas vigentes y a sus obligaciones. Por tanto, tales argumentos no deben de ser admitidos sino únicamente procede una evaluación sobre la necesidad de la instalación;

Que, sobre la propuesta de evitar sobrecarga en la SET Ñaña hasta la puesta en servicio de la SET Huaycán (2026), se evaluó la cargabilidad de las subestaciones existentes y aledañas a la SET Ñaña, verificándose que es posible efectuar transferencias de carga en el año 2025 y con ello evitar la sobrecarga de la referida SET Ñaña. Exclusivamente por tal motivo, se considera factible la postergación de la nueva SET Huaycán para el año 2026;

Que, se precisa que LDS es responsable de eventos que se presenten y afecten la continuidad de la atención de la demanda eléctrica, a consecuencia de la postergación del proyecto SET Huaycán;

Que, por lo expuesto, debe ser declarado fundado este extremo del petitorio, por cuanto se cambia el año previsto para la puesta en servicio al año 2026 solicitado, independientemente de no aceptar la mayoría de los argumentos de la recurrente.

2.2 Reconocer 2 unidades de estructuras de transición necesarias para la LT en 60 kV Portillo-Huaycán.

2.2.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS indica que, se requiere anclar 2 unidades de estructura de transición en cada extremo del río Rímac, las mismas no han sido reconocidas por Osinergmin, debido a los criterios de estandarización de la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME);

Que, LDS adjunta una comparación entre la valorización de Osinergmin y la de LDS, utilizando módulos estándares de transmisión. Según LDS, lo aprobado por Osinergmin representa solo el 11,4% del total de la inversión requerida;

Que, LDS menciona que la decisión del Osinergmin de no reconocer infraestructura que es necesaria para ejecutar el proyecto, supondría una grave contravención al derecho de propiedad de LDS, resultando una expropiación regulatoria;

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Que, se equivoca la concesionaria al pretender el reconocimiento de sus costos

incurridos y que la diferencia frente a lo reconocido estuviere representando una afectación a su propiedad. La legislación aplicable, a la cual la actividad eléctrica que desarrolla la concesionaria, está sujeta a un modelo regulatorio que brinda incentivos y señales económicas de infraestructura y costos estándares, en base a criterios de eficiencia. No se trata de ningún modo de una regulación por costos incurridos, en donde exista un derecho de saldar costos reales, sea en favor o en contra de la concesionaria. Por consiguiente, no existe vulneración a la propiedad, y mucho menos una expropiación regulatoria;

Que, ahora bien, con la Resolución 112, no se consideró las estructuras de transición, puesto que la LT en 60 kV Portillo - Huaycán (aérea y subterránea) recién se va a implementar (no es un tramo existente), y se consideraba que el tramo aéreo, bajo los criterios de estandarización de la BDME, mantiene una composición de estructuras terminales las cuales hacen la función de estructura de transición en cada cambio de tramo;

Que, sin embargo, debido a que el tramo aéreo es de 110 m (de un total de 7,62 km) que corresponde al cruce del río Rímac, se observa que este tramo no contiene en su valorización un monto que brinde las señales para la implementación de estructuras terminales que puedan hacer las veces de las estructuras de transición. Por lo tanto, considerando esta particularidad, corresponde reconocer las estructuras de transición solicitadas para el tramo aéreo de la Línea de Transmisión de 60 kV Portillo - Huaycán;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado este extremo del petitorio.

2.3 Incorporar una celda de línea 60 kV en la SET Surco como parte del Enlace 50 kV San Mateo (Statkraft) – San Mateo (LDS)

2.3.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señala que, con el proyecto aprobado como parte del PI 2025-2029 para dar confiabilidad al sistema crítico de 60 kV Chosica – Surco – San Mateo, la línea L-647 dejará de operar como sistema radial, ya que se conectará directamente al sistema de barras de 60 kV;

Que, asimismo, LDS manifiesta que esto generaría una operación inadecuada del sistema crítico mencionado en cuanto a criterios de operación y mantenimiento, seguridad y confiabilidad.

2.3.2 Análisis de Osinergmin

Que, en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT (integrante de la Resolución 112), respecto a la celda de línea en 60 kV en SET Surco, se precisó que LDS no presentó documentos de sustento, tales como diagramas unifilares, datos de placa o fotografías que detallen la razón de cambio;

Que, de acuerdo a lo sustentado por LDS recién en el presente recurso, por razones de confiabilidad y seguridad en la operación y mantenimiento, y debido a que la operación del sistema Chosica – Surco – San Mateo ya no tendrá una configuración radial, a partir de la implementación del proyecto Enlace 50 kV San Mateo (Statkraft) –

San Mateo (LDS), se considera pertinente incluir la celda de línea en la SET Surco;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado este extremo del petitorio.

2.4 Reconocer los módulos de fibra óptica en la valorización de la LT Portillo – Huaycán.

2.4.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señaló la necesidad del reconocimiento del módulo de fibra óptica, en la medida que es una exigencia legal para los Titulares. Argumentó que, aunque el MINEM no haya definido el mecanismo de su tratamiento, corresponde que se efectúe la valorización de fibra óptica. La recurrente indica que también debe considerarse la fibra óptica para el enlace entre San Mateo (LDS) y San Mateo (Statkraft);

Que, LDS indica que, con el Informe Técnico N° 503-2018-GRT de la Resolución 179-2018-OS/CD, se estableció el reconocimiento del tendido de fibra óptica dentro de la valorización de las líneas de transmisión. No obstante, refiere que en el último proceso de reestructuración de la BDME en 2022, el Informe Técnico N° 262-2022-GRT estableció nuevos módulos específicamente para la fibra óptica, separándolos de los módulos de líneas de transmisión;

Que, agrega que, Osinergmin no ha aceptado esta valorización, aduciendo incorrectamente que no es factible utilizar los nuevos módulos sin la reglamentación del sector, lo cual impediría el reconocimiento de las inversiones a realizar;

Que, por otro lado, LDS solicita definir el mecanismo y la oportunidad del reconocimiento de las inversiones por el tendido de fibra óptica que considera necesario instalar. Asimismo, subordinadamente LDS sugiere que estas inversiones pueden ser incorporadas en el procedimiento de liquidación anual;

2.4.2 Análisis de Osinergmin

Que, la normativa relativa a la fibra óptica, se encuentra bajo el ámbito de la Ley N° 29904, Ley de Promoción de la Banda Ancha y construcción de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica, su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 014-2013-MTC, el Decreto Supremo N° 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC-03;

Que, en el artículo 12.3 de la Ley N° 29904, se establece que para los nuevos proyectos de infraestructura que tienen la obligación de instalar fibra óptica, serán los concedentes de los servicios de energía y transporte (Ministerio de Energía y Minas y Ministerio de Transportes y Comunicaciones), los que establecerán dentro de sus respectivas regulaciones, los mecanismos para el reconocimiento de los costos incrementales en los que incurran sus concesionarios;

Que, en esa misma línea, en el artículo 20.3 del Reglamento de la Ley N° 29904, se dispone que la determinación de los costos incrementales se efectuará según los métodos de que emplee el concedente en la normativa o regulación de su respectivo sector, conforme a la legislación y el correspondiente contrato de concesión de energía

o transportes;

Que, adicionalmente, en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 034-2010-MTC se indica claramente que los sectores correspondientes, establecerán, de ser el caso, los mecanismos necesarios para el reconocimiento de las inversiones ejecutadas por sus concesionarios;

Que, en ese sentido, de acuerdo con los dispositivos normativos señalados, las inversiones de la fibra óptica en la infraestructura ejecutada se realizarán de conformidad con los mecanismos que establezcan los entes rectores de los sectores involucrados;

Que, tal como se ha indicado en la etapa de publicación, Osinergmin reconoce las inversiones que se encuentran relacionadas con el servicio público de electricidad vinculado a la transmisión eléctrica, teniendo en consideración la BDME que se encuentre vigente; así, no existe la disposición normativa requerida que regule la utilización privada o no de la fibra óptica instalada para el servicio de telecomunicaciones y los criterios de eficiencia distintos a considerar;

Que, cabe precisar que, este modelo regulatorio cuando remunera tarifariamente una instalación de transmisión eléctrica a través de la BDME, no necesariamente reconoce elementos que hubieran sido ejecutados ni los costos reales incurridos asociados o regularizaciones;

Que, Osinergmin se encuentra vinculado al principio de legalidad y la sujeción a este no puede representar la vulneración alegada al Principio de Análisis de Decisiones Funcionales, pues el Regulador está actuando conforme con sus funciones. No existe dispositivo legal vigente que autorice o le dé la facultad a Osinergmin para incorporar dentro de la planificación de la transmisión eléctrica el reconocimiento solicitado fuera del ámbito del servicio eléctrico;

Que, por lo tanto, no corresponde incluir los Elementos de fibra óptica solicitados para la LT Portillo-Huaycán, ni el Enlace entre San Mateo (LDS) y San Mateo (Statkraft);

Que, en adición a lo señalado, se precisa que Osinergmin adecuará sus procedimientos y regulaciones, en función de las disposiciones vinculantes que emita la autoridad competente; no siendo objeto del proceso regulatorio en curso ni de su acto administrativo resultante sobre la aprobación del Plan de Inversiones, definir el mecanismo y/u oportunidad de reconocimiento de las inversiones de fibra óptica. Por tanto, esta pretensión subordinada deviene en improcedente;

Que, por lo expuesto, para este extremo del petitorio, corresponde declarar infundado el reconocimiento de fibra óptica e improcedente la pretensión subordinada sobre definir el mecanismo y/u oportunidad para el reconocimiento de tales inversiones.

2.5 Modificar la longitud del soterrado de la Línea L-657

2.5.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS indica que el soterramiento del tramo de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011, aprobado y reflejado en el Formato 305, tiene una longitud de 0,77 km; sin embargo, precisa que las líneas aéreas L-657 y L-658 estaban tendidas en un arreglo de doble terna, y que, para el PI 2021-2025, Osinergmin aprobó el soterramiento de la línea L-658, cuya longitud real ejecutada para el soterramiento fue de 0,84 km;

Que, LDS solicita que se considere una longitud de 0,84 km para el soterramiento de la línea L-657, dado que se implementará una infraestructura similar a la utilizada para la línea L-658;

2.5.2 Análisis de Osinergmin

Que, el Costo Medio Anual (CMA) de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establece de forma definitiva con base a los Costos Estándares y porcentajes establecidos para el cálculo del costo de operación y mantenimiento (COyM), vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD (Norma Tarifas);

Que, la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE;

Que, por tal motivo, se considera que, de producirse la variación de longitud indicada por LDS (alrededor de 70 m), corresponderá ser evaluada en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.6 Modificar la longitud del soterrado de la Línea L-641/642

2.6.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señala que, para la ruta aprobada por Osinergmin, se debe considerar que la Municipalidad Distrital de La Molina está ejecutando el proyecto “Mejoramiento de la infraestructura vial para la transitabilidad de la Av. La Molina, desde la Av. Melgarejo hasta el Jr. Madre Selva”. Como parte de este proyecto, se prevé modificar la geometría de la vía a la altura de la Calle La Chalana, manteniendo la berma central y eliminando la berma auxiliar. Sobre esta última, Osinergmin sugirió modificar ligeramente para el tramo subterráneo;

Que, LDS señala que la vereda existente en el lado del cerro tiene un ancho de 1,80 metros, y la separación entre esta vereda y la calzada actual es de apenas 1,64 metros. Por lo tanto, ambas ubicaciones no ofrecen el espacio suficiente para emplazar los postes de transición aéreo-subterránea y sus respectivas protecciones mecánicas, y no

cumplirían con el Código Nacional de Electricidad, en su Regla 231.B.1, que precisa las “Distancias mínimas a obstáculos fijos”;

Que, por lo expuesto, LDS considera inviable la instalación de una estructura de transición aéreo-subterránea en este tramo;

2.6.2 Análisis de Osinergmin

Que, en el literal j) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 437-2024-GRT, se indicó que para la parte final del tramo a soterrar (después de la estructura E48), si bien se muestra una interferencia con una tubería de gas, el resto del trazo hasta la estructura E49 no muestra mayores inconvenientes;

Que, del sustento presentado, se observa una interferencia después de la estructura E48 con el proyecto vial; sin embargo, en el resto del trazo de ruta (hasta la E49) tampoco se presentan mayores inconvenientes, por lo que no se justifica el cambio de trazo de ruta hasta después de la estructura E51, como lo solicita LDS;

Que, la variación de la longitud de la línea por la interferencia del referido proyecto vial, desplazando unos metros la estructura de transición hasta antes de la estructura E49, que ha justificado LDS, puede ser evaluada en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, y no en el presente proceso;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.7 Considerar el interés intercalario correspondiente a 220 kV para los nuevos Elementos aprobados

2.7.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señala que, en el Formato F-302 de Valorización de Inversiones en Subestaciones, Osinergmin ha valorizado elementos de subestaciones de 220 kV utilizando el interés intercalario correspondiente a subestaciones de 60 kV;

Que, LDS destaca que, teniendo en cuenta que 220 kV es el mayor nivel de tensión en las subestaciones Alto Pradera, Chilca, Pachacútec y San Miguel, los costos financieros de sus elementos deben valorizarse utilizando este nivel de tensión. Para fundamentar esta posición, LDS transcribe el numeral C.6.4.2 del Informe N° 184-2018-GRT, en el cual Osinergmin aplicó el criterio del mayor nivel de tensión para los gastos financieros correspondientes a las celdas de 10 kV en la SET Bañeros.

2.7.2 Análisis de Osinergmin

Que, el CMA de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establece de forma definitiva con base a los Costos Estándares y porcentajes establecidos para el cálculo del COyM, vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas;

Que, , la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE;

Que, respecto al requerimiento de LDS, se considera que el porcentaje de gastos financieros a aplicar debe revisarse al momento de la valorización de los Elementos en la respectiva Liquidación Anual del SST y SCT, en tanto se sustenta en un criterio propio de la valorización, y tomando en cuenta la BDME que se encuentre vigente;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.8 Modificar la valorización de las obras comunes variables de 60 kV de la SET Huaycán

2.8.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS sustenta su pretensión en base a lo establecido en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT, en el que se afirma que los costos comunes variables en 60 kV deben valorizarse considerando la disposición final del proyecto. Además, sostiene que de acuerdo con el numeral 4.5.3.1 del Informe N° 503-2018-GRT, relacionado a las obras comunes y variables, se debe multiplicar la cantidad de celdas (exceptuando las de medida) por el valor unitario correspondiente al nivel de tensión y la región respectiva;

Que, LDS indica que el costo del módulo debe multiplicarse por la cantidad de 7 (4 celdas de línea, 2 de transformador y 1 de acoplamiento);

Que, LDS agrega que, al revisar los archivos de la publicación del PI 2025-2029, se observa que en el Formato F-302 de la Valorización de Inversiones en Subestaciones, el módulo de obras comunes variables ha sido multiplicado por la cantidad de 3, valor que no refleja la disposición final de la subestación;

Que, por lo expuesto, LDS solicita que se modifique el factor utilizado en el F-302 de la publicación, aumentándolo de 3 a 7;

2.8.2 Análisis de Osinergmin

Que, debe tenerse en cuenta que, en el numeral 6.2.2 del Informe N° 262-2022-GRT que forma parte integrante de la Resolución N° 080-2022-OS/CD, la cual aprobó la vigente BDME para Sistemas de Transmisión, respecto de la utilización de los Módulos de Obras Comunes señala que, no se tendrá en cuenta las celdas de acoplamiento, acoplamiento longitudinal, alimentación ni medición;

Que, en ese sentido, en la valorización de los costos comunes de la SET Huaycán, se considerarán las 4 celdas de línea y las 2 celdas de transformador en el nivel de 60 kV;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio, debido a que en la valorización de los costos comunes de la SET Huaycán, se considerarán sólo 6 celdas en el nivel de 60 kV, y no las 7 solicitadas por LDS;

2.9 MODIFICAR LA VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS COMUNES VARIABLES EN 60 KV DE LA SET VITARTE

2.9.1 Sustento del Petitorio

Que, en base al mismo sustento expuesto en el numeral 2.8.1 de la presente resolución, LDS indica que el costo del módulo de obras comunes debe multiplicarse por la cantidad de 8 (5 celdas de línea, 2 de transformador y 1 de acoplamiento). Por lo tanto, solicita modificar el factor empleado en el F-302 de la publicación, aumentándolo de 4 a 8;

2.9.2 Análisis de Osinergmin

Que, como se ha indicado en el análisis del numeral 2.8.2 de la presente resolución, si bien se considera válido remunerar los costos de obras comunes para la cantidad de celdas según la disposición final (proyectada) de la Subestación; no se tendrá en cuenta las celdas de acoplamiento, acoplamiento longitudinal, alimentación ni medición;

Que, en ese sentido, en la valorización de los costos comunes de la SET Vitarte, se considerarán 4 celdas de línea y las 2 celdas de transformador en el nivel de 60 kV;

Que, LDS no ha sustentado las razones por las cuales necesitará 5 espacios para celdas de línea, por lo que se considera suficiente las 2 celdas de línea a implementarse en el proyecto y 2 celdas de reserva. Deben tenerse en cuenta las alternativas para dar redundancia N-1 a la SET Vitarte, cuando esta lo requiera, según se indica en el literal b) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 437-2024-GRT;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio, debido a que en la valorización de los costos comunes de la SET Vitarte, se considerarán 6 celdas en el nivel de 60 kV, y no las 8 solicitadas por LDS;

2.10 Incluir una celda 60 kV de acoplamiento longitudinal para la SET Huaycán

2.10.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señala que, las bahías GIS tienen menos probabilidades de fallar y requieren menos mantenimiento. Sin embargo, refiere que, durante ampliaciones y reparaciones, como las previstas a mediano plazo para la SET Huaycán, la configuración de barra simple requiere elementos adicionales como la celda de acoplamiento longitudinal. Esta celda permite aislar secciones de la barra sin interrumpir la operación de las otras bahías en el sistema;

Que, LDS concluye que, la configuración inicial de barra simple a 60 kV con acoplamiento longitudinal en la SET Huaycán permitirá la ampliación de nuevas bahías GIS sin afectar la continuidad del servicio del sistema de barras existente. En contraste, la configuración de barra simple a 60 kV sin acoplamiento longitudinal en la SET Huaycán podría interrumpir el servicio de todas las bahías en dos ocasiones prolongadas durante las ampliaciones;

2.10.2 Análisis de Osinergmin

Que, en la publicación se planteó efectuar un diseño de simple barra donde se deje un compartimiento final para efectuar la ampliación, considerando que las celdas en 60 kV tipo GIS tienen la posibilidad de ser adquiridas con dichos compartimentos. Esto permite que, ante la eventualidad de falla de la sección de la barra que involucra la celda en 60 kV a implementar, no haya la necesidad de sacar de servicio a la SET completa. Dicho planteamiento no ha sido refutado por LDS, por lo que se considera como solución para evitar futuras interrupciones cuando se requiera la ampliación de la nueva SET Huaycán;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.11 Considerar un Enlace en 60 kV San Juan – Villa María

2.11.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS considera que Osinergmin no ha previsto la solución al incumplimiento del criterio N-1 en las líneas 60 kV San Juan – Villa María (L643/644), para lo cual, LDS ha propuesto 02 alternativas: (i) Implementar un nuevo enlace en 60 kV San Juan – Villa María de 800 mm², simple terna, y conformar un único enlace entre las Líneas existentes L-643/L-644, esto último para evitar la necesidad de instalar una celda adicional de línea de 60 kV en ambas SET's; y, (ii) implementar un nuevo Transformador 220/22,9 kV, incluyendo las respectivas celdas en la SET Progreso para trasladar hacia ésta, carga de la SET Villa María;

Que, LDS responde a las observaciones de Osinergmin y plantea objeciones respecto a la aplicación del criterio de demanda máxima coincidente por sistema eléctrico en el contexto específico de las líneas L-643/644, dada la configuración radial de la SET Villa María. Considera que este criterio se emplea por razones de simplificación, dado que el modelamiento realiza cálculos basados en un único estado operativo del sistema eléctrico, suponiendo que este es mallado, lo cual no es aplicable a SET Villa María;

Que, argumenta que, considera incorrecta la afirmación de Osinergmin de que la demanda de la línea coincidente con el sistema eléctrico es trazable y predomina en hora punta, un caso que, según LDS, no aplica a la línea San Juan – Villa María. Además, señala que solo es necesario considerar la demanda de la línea en su hora de máxima demanda, refutando la premisa general de Osinergmin que podría llevar a un subdimensionamiento de las líneas L-643/644 al no coincidir con la demanda coincidente del sistema;

Que, la aceptación del plan implicaría la consideración de dos supuestos probabilísticos para el caso N-1: un evento de falla temporal y el momento de máxima demanda en SET Villa María;

Que, LDS hace referencia al numeral 12.3.1 de la Norma Tarifas, el cual establece que, se considerará redundancia bajo el criterio N-1 para la transmisión que sirva a una demanda superior a 30 MW, sin ninguna restricción ni condicionamiento. Al respecto,

sostiene que la norma establece la obligación del Regulador de justificar por qué no sería necesaria esta evaluación;

Que, señala que, el único traslado de carga necesario para descargar a la SET Villa María y asegurar la confiabilidad bajo el criterio N-1 de las líneas de 60 kV L-643/644 es el propuesto hacia la SET Progreso, con una capacidad de 7,6 MVA, de los cuales 6,5 MVA corresponden a 22,9 kV. Esta descarga adicional estaría condicionada a la instalación de equipamiento (transformador y celdas de 220 y 22,9 kV) en la SET Progreso. Además, enfatiza que el alimentador de 22,9 kV no solo abastece al cliente libre "Mall del Sur", sino también al cliente MT regulado "UTP", ambos ubicados dentro del radio de la SET Progreso. Precisa que, este alimentador continuará expandiéndose para satisfacer la creciente demanda de la zona, refutando así la idea de que su función está exclusivamente destinada a un único cliente libre;

Que, LDS precisa también que, en caso de existir algún vacío en cuanto a la aplicación de la Norma Tarifas u otra norma, el principio de legalidad debe ser complementado por el criterio de discrecionalidad técnica a fin de no dejar de resolver por deficiencia de fuentes normativas. De esa forma, considerando las particularidades del caso corresponde que, en ejercicio de la discrecionalidad técnica con la que cuenta el Osinergmin, se admita su propuesta por ser aquella que resulta más eficiente en tanto permite cumplir con el criterio de confiabilidad N-1.

2.11.2 Análisis de Osinergmin

Que, para el diagnóstico del sistema eléctrico del Área de Demanda 7, Osinergmin está cumpliendo con lo señalado en el numeral 11.5 de la Norma Tarifas, donde se indica expresamente que para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia resultantes del análisis de flujo de potencia considerando la demanda coincidente por sistema eléctrico. En dicho escenario, no se observan sobrecargas superiores al 20% por contingencias de alguna de las líneas existentes L-643/L-644 durante el periodo tarifario 2025 – 2029, lo cual no ha sido refutado por LDS. Por lo tanto, se cumple el artículo 12.3.1 de la Norma Tarifas (aplicación del criterio N-1). La decisión de no incluir esta inversión solicitada por LDS se fundamenta en esta premisa, por lo que, no existe un vacío de aplicación normativa;

Que, sin perjuicio de lo indicado, si LDS considera que la alimentación de la SET Villa María debe tener una confiabilidad mayor a la requerida, pudo sustentarlo con un análisis económico, lo cual no efectuó;

Que, se reitera también que, de aceptar el escenario de analizar el N-1 con la máxima demanda de la SET Villa María, bajo la premisa de LDS, se tendría que modelar la alimentación de todas las SET's con la máxima demanda de cada una (en los casos de alimentación radial), que, si bien ahora LDS solicita para el caso de SET Villa María, posteriormente se deberá extender a las demás subestaciones del Área de Demanda 7 en donde pertenece y de todo el SEIN, donde se dificulta tener una demanda trazable, debiendo modelar en cada caso concreto, considerando que el planteamiento de LDS ocurre en dos supuestos probabilísticos como se ha explicado en la publicación (con Resolución 112);

Que, adicionalmente, LDS sostiene que no es posible trasladar cargas a las SET's aledañas, situación que, como se ha indicado en anteriores etapas del presente proceso, no ha sido descartada fehacientemente por la concesionaria. La afirmación de que no es posible el traslado de carga debido a que implica la implementación de redes en distribución que no serán reconocidas bajo el modelo de empresa eficiente, no es coherente, debido a que bajo esa premisa, no toma sentido implementar la nueva barra en 22,9 kV en la SET Progreso que plantea LDS como alternativa, pues no resultaría posible trasladar carga hacia ella;

Que, por otro lado, se observa que en la alternativa de la barra en 22,9 kV en la SET Progreso, LDS plantea trasladar carga de clientes libres en 22,9 kV; al respecto, estos clientes libres se ubican en el radio de influencia de la SET Progreso, ambos a menos de 400 m, entonces las demandas pueden ser trasladadas a dicha subestación y ser atendidas sin problema en el nivel de tensión de 10 kV; asimismo, se observa que el principal cliente es "Trastiendas 2" con una máxima demanda de 5,93 MW (según F-100), pudiendo dicho cliente asumir su propia confiabilidad;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.12 Incluir un transformador de reserva 220/60 kV para la SET Cantera

2.12.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS resalta que justificó oportunamente su solicitud mediante un estudio económico basado en un modelo similar al utilizado en evaluaciones anteriores del Plan de Inversiones. Conforme señala, en dicha ocasión no empleó el modelo de la Norma de Reserva de Transformación, diseñado para transformadores de hasta 100 kV, lo cual no aplica al caso de SET Cantera;

Que, LDS atendiendo las observaciones formuladas por Osinergmin, presenta un nuevo sustento para la aprobación del transformador de reserva, utilizando su modelo presentado en anteriores Planes de Inversión, actualizando los datos y parámetros de cálculo, y, utilizando el modelo de confiabilidad de la Norma Reserva de Transformación;

Que, LDS presenta los tiempos estimados para mantenimientos, instalación y reparación de fallas, así como el parámetro del "tiempo de reposición" del transformador sin reserva. Estos tiempos se fundamentan en fuentes internacionales como CIGRE;

Que, según LDS, Osinergmin argumenta que el transformador no es necesario debido a que han considerado la futura entrada en servicio de la SET Quilmaná, prevista para el año 2032, lo cual está fuera del periodo de vigencia del Plan de Inversiones en Transmisión que concluye el año 2029. Sin incluir la SET Quilmaná, LDS sostiene que sí se justifica económicamente la necesidad del transformador de reserva solicitado;

Que, LDS agrega que, si el Osinergmin rechaza su solicitud, debería indicar como se asegurará la confiabilidad del suministro de la demanda que se atiende desde la SET Cantera en casos de contingencias y de mantenimientos, evitando interrupciones

prolongadas de servicio.

2.12.2 Análisis de Osinergmin

Que, LDS sustenta su pedido en base a un estudio económico de confiabilidad, sobre el cual, se advirtieron observaciones referidas a la Potencia No Servida (PNS), a los parámetros de confiabilidad como tasas de fallas y al tiempo de reposición sin reserva;

Que, , conforme ya se ha indicado en el análisis de observaciones y sugerencias desarrollado en el Informe N° 437-2024-GRT, la Norma Reserva de Transformación en su numeral 5.4 establece que, el cálculo de la PNS deberá efectuarse utilizando la red que se determina a partir de la planificación que se realiza dentro del proceso del Plan de Inversiones y para un horizonte de 10 años;

Que, en ese sentido, para calcular la PNS se considera la red eléctrica modelada que resulta del PI 2025-2029, el cual considera el Sistema Eléctrico a Remunerar del horizonte de 10 años (del año 2025 al 2034), es decir, incluye la SET Quilmaná prevista para el año 2032;

Que, para el cálculo de la PNS en todos los parques de transformadores de todas las Áreas de Demanda en las que los titulares solicitaron transformadores de reserva se ha considerado la red eléctrica modelada al año 2034, lo cual incluye también proyectos previstos fuera del plan vinculante 2025-2029;

Que, no se debe confundir la evaluación económica de confiabilidad con la evaluación de optimización de transformadores de reserva compartida. Debido a que la primera tiene un periodo de evaluación de 30 años para determinar la viabilidad de requerir un tipo de transformadores de reserva y la segunda tiene un período de evaluación de 4 años (período vinculante del Plan de Inversiones) en el cual se considera los transformadores existentes y los movimientos de transformadores que se aprueban hasta el 2029 (años final del Plan de Inversiones). En ese sentido, la PNS utilizada en la evaluación económica de confiabilidad se calculó considerando la SET Quilmaná prevista para el 2032;

Que, respecto al tiempo de reposición sin reserva, se debe señalar que, el valor de tiempo de reposición alegado de 7,88 meses es resultado de una encuesta realizada en base a reportes de fallas de bancos de transformadores trifásicos en 735 kV y 765 kV. Además, en el mismo estudio se indica que, el tiempo de reparación para bancos de transformadores trifásicos en 735 kV y 765 kV no ha sido incluido en el estudio principal debido a que, en la encuesta realizada se tuvo una muestra limitada de transformadores. Por tanto, se considera que, no son tiempos que necesariamente deban asociarse a los transformadores trifásicos de 220 kV como el de la SET Cantera tanto por el nivel de tensión como por el tipo de transformador;

Que, en la misma referencia que utiliza LDS, se indica que el tiempo de reparación para transformadores de 100-300 kV con TAP es de 46 – 76 días y sin TAP es de 29 – 63 días, con lo cual se advierte que los valores consignados en el modelo de reserva (36,5 – 91,25 días) sí se encuentran en el orden de dicho estudio y no como señala LDS en el orden de 236,4 días;

Que, en ese sentido, teniendo en cuenta que la demanda no ha cambiado, que la PNS se calcula con el Sistema Eléctrico a Remunerar en el horizonte de estudio de 10 años (del año 2025 al 2034) y que los parámetros de confiabilidad definidos son los consignados en el modelo de transformadores de reserva, se considera que no se encuentra justificado el transformador de reserva en 220/60/10 kV para la SET Cantera;

Que, adicionalmente se precisa que, según el artículo 31, literal c), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, entre otros, de prever los planes de contingencia respectivos; de otro lado, no se debe incluir en la tarifa del usuario final una inversión en transmisión cuyo análisis técnico económico no ha sido sustentado, debiendo respetarse el criterio de eficiencia económica como lo estipula la LCE;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.13 Ampliar la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales

2.13.1 Sustento del Petitorio

Que, LDS señala que, basó su solicitud para un segundo Banco de Transformadores en la SET Industriales en el numeral 12.3.3 de la Norma Tarifas, que permite considerar redundancias por razones de calidad y confiabilidad, siempre que estén debidamente justificadas, presentando el archivo Confiabilidad Industriales.xlsx;

Que, la recurrente indica que, los tiempos de ejecución de las reconfiguraciones son significativos (41 horas según el Anexo N° 6 presentado por LDS), similares al tiempo necesario para reemplazar un polo averiado (42 horas). Este lapso implicaría que las cargas de las SET's Puente e Ingenieros y la carga de la Línea 2 del Metro de Lima en las SET's Ingenieros e Industriales quedarían desatendidas, además de presentar problemas inevitables de coordinación de protección. Utilizar las líneas existentes desconectadas en lugar del polo de reserva también presentaría un inconveniente adicional: tras reparar la avería, sería necesario interrumpir el suministro eléctrico para reconectar las líneas y restaurar la configuración original del sistema eléctrico;

Que, LDS realizó una evaluación técnico económica de confiabilidad considerando las siguientes 2 alternativas: (i) Un polo de reserva 80 MVA – 220/60 kV; y, (ii) un segundo banco de transformadores de 240 MVA – 220/60 kV;

Que, LDS señala que, en subestaciones con dos o más bancos de transformadores, un solo polo de reserva suele ser adecuado, permitiendo que, en caso de avería en uno de los polos, el banco operativo pueda asumir parte considerable de la carga del banco afectado, facilitando la reconexión de la carga restante. Sin embargo, para la SET Industriales, que cuenta con un solo banco de transformadores y ninguna línea de 60 kV para respaldo de potencia, con una demanda superior a 150 MW, esta solución no sería viable. Además, durante los mantenimientos programados anuales, donde el banco completo debe desconectarse, el polo de reserva no ofrecería ninguna utilidad;

Que, por lo expuesto, LDS solicita incluir en el PI 2025-2029 el proyecto del segundo Banco de Transformadores 220/60 kV y sus celdas asociadas en 220 y 60 kV. Para conformar este segundo banco de transformadores, plantea utilizar como parte de él el polo disponible en la SET;

2.13.2 Análisis de Osinergmin

Que, se debe precisar que LDS está solicitando la ampliación de capacidad de la SET Industriales, lo cual tiene la naturaleza de ser evaluada por criterios de demanda; sin embargo, está solicitando dicha ampliación de capacidad sustentándose en criterios de confiabilidad;

Que, conforme se ha indicado en las diferentes etapas del proceso del PI 2025-2029, para brindar confiabilidad al banco de transformadores de la SET Industriales ya se cuenta con un polo de reserva. Además, se debe precisar que, la cargabilidad del banco de transformadores de la SET Industriales al año 2034 es del 91%, por lo que, por demanda no se requiere ampliación de capacidad;

Que, sin perjuicio de lo antes indicado, respecto al estudio económico de confiabilidad presentado, se advierte que no hay consistencia en los valores de la Energía no Servida (ENS), toda vez que, la ENS (ejemplo del año 2029) para una falla grave es de 24,7 MWh, para la falla leve de 469,6 MWh y para mantenimiento 1056,7 MWh. Es decir, el caso más crítico se presenta ante un mantenimiento más no en un escenario de falla grave, lo cual no resulta eficiente;

Que, asimismo, LDS puede optimizar las actividades de reubicación del polo de reserva cuando exista un polo fallado, debido a que debió efectuar el diseño de la SET justamente con el fin de minimizar los tiempos de corte, retiro de polo de reserva, ingreso del nuevo polo y conexas;

Que, por lo expuesto, considerando que el banco de transformadores de la SET Industriales ya cuenta con su respectivo respaldo (polo de reserva), no corresponde aprobar la ampliación de capacidad para dar confiabilidad a dicha SET;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio.

2.14 Modificar, aclarar y corregir errores en el PI 2025-2029

2.14.1 Sustento del Petitorio

(i) Costo de terreno de la SET Vitarte

Que, LDS aclara que, en la evaluación de la SET Vitarte, Osinergmin no utilizó los costos de terreno de 2181 USD/m². Por ende, solicita modificar el valor comercial utilizado;

(ii) Designación de celdas y la ubicación del Autotransformador reconocidos para la SET San Mateo

Que, LDS indica que, en la hoja "F-302.Alt1" del archivo "F-300_400_AD07.xls",

identifica un error en la designación de algunas celdas de alta tensión relacionadas con el proyecto de la futura línea San Mateo (LDS) – San Mateo (Statkraft). Especifica que, esta línea operará a 50 kV y no a 60 kV como incorrectamente se indicó en el Formato F-302;

(iii) Relación de transformación del nuevo transformador para la SET Bujama

Que, LDS solicita aclarar que la relación de transformación del nuevo transformador para la SET Bujama es de 60/22,9 kV y no de 60/22,9/10 kV. Señala que en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT, se menciona que es de tres devanados;

(iv) Año de implementación de las renovaciones de las celdas 60 kV de las SET's Limatambo y San Isidro

Que, LDS señala que, en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT, Osinergmin, ha decidido aceptar parcialmente la propuesta, adelantando las renovaciones para el año 2026. Sin embargo, en el cuadro del PI 2025-2029 del Área de Demanda 7, contenido en el Anexo F del mismo informe, se ha registrado erróneamente que la implementación de estos elementos se realizará en el año 2028;

(v) Estructuras de transición para la derivación hacia la nueva SET Vitarte

Que, LDS indica que, en la hoja "F-301.Alt1" del archivo "F-300_400_AD07.xls", se observa que Osinergmin ha considerado suficiente un (01) Elemento Estructura de Transición Doble Terna para la derivación de cada circuito hacia la nueva SET Vitarte. Sin embargo, dado que cada derivación requerirá una doble terna, la empresa considera necesario incluir dos (02) Elementos Estructuras de Transición Doble Terna para completar la conexión de la SET Vitarte;

(vi) Celda de acoplamiento para la nueva SET Vitarte

Que, respecto a incluir una celda de acoplamiento en la valorización de la nueva SET Vitarte, LDS indica que, en el Formato F-302 de la Valorización de Inversiones en Subestaciones, no se ha incluido el costo de la celda de acoplamiento de 60 kV doble barra en la valoración de la SET Vitarte. Osinergmin ha aprobado una configuración de doble barra para este nivel de tensión en la SET mencionada, por lo que la empresa considera es necesario incorporar el costo correspondiente de la celda de acoplamiento en la valorización ("CE-060COENIDBAC" para el año 2026);

(vii) Errores identificados en el archivo para el análisis eléctrico

Que, LDS indica haber identificado errores en el archivo para el análisis eléctrico "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD07.pfd", debido a que se está considerando un factor de potencia igual a 1 para algunas cargas y, en el transformador 2 de 220/60 kV en la SET Cantera, se están registrando valores de pérdidas en el fierro y cobre igual a cero. LDS solicita, para el primer punto, hacer las verificaciones y correcciones del caso. Asimismo, solicita considerar para el transformador 2 valores idénticos a los del transformador 1;

(viii) Nombres de las subestaciones donde se ubicarán los transformadores de

reserva

Que, LDS señala que los transformadores en la SET Puente y en la SET Monterrico se están considerando erróneamente en las SET's Santa Anita e Ingenieros, respectivamente. Además, con respecto a la SET Monterrico, indica que no dispone del espacio necesario en su bodega para la reserva del transformador de 40 MVA, por lo que solicita se considere en la SET AT/MT Balnearios;

(ix) Valorización de la línea de 60 kV Derivación L641/642 –SET Vitarte.

Que, LDS señala que, en el Formato F-301 de Valorización de Inversiones en Líneas de Transmisión, el tramo subterráneo de la Derivación L641/642 – SET Vitarte, presenta una longitud de 0,60 km, pero ha sido valorizado incorrectamente utilizando el módulo destinado a líneas con longitudes mayores a 1 km (LT-060COU0XXD0C312ES-ES2). LDS solicita que el tramo subterráneo de la Derivación L641/642 – SET Vitarte sea valorizado con el módulo correspondiente a líneas de menos de 1 km, (LT-060COU0XXD0C312ES-ES1);

(x) Factor de costo en la valorización de tramos de Líneas

Que, LDS indica que, en el Formato F-301 correspondiente a la Valorización de Inversiones en Líneas de Transmisión, Osinergmin ha aplicado un factor de 0,83 para la valorización del tramo aéreo de 60 kV de la LT Portillo – Huaycán (LT-002) y del tramo subterráneo de 60 kV de la Derivación L641/642 – Vitarte (LT-003). Sin embargo, debe consignarse para ambos casos el valor de 1,00;

(xi) Listado de elementos a darse de Baja

Que, LDS indica que en el "Cuadro 6.10 Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 7" y en el cuadro "PROGRAMACIÓN DE BAJAS – Área de Demanda 7" del Informe Técnico N° 437-2024-GRT, se han identificado Elementos que no están presentes en el sistema eléctrico del Área de Demanda 7, por lo que no deben incluirse en la relación de Bajas;

2.14.2 Análisis de Osinergmin

Que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 212 del TUO de la LPAG, los errores materiales en los actos administrativos pueden ser rectificadas con efecto retroactivo, en cualquier momento, de oficio o a instancia de parte, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión;

(i) Costo de terreno de la SET Vitarte

Que, se verifica que el costo de terreno consignado para la valorización de la SET Vitarte en los archivos de cálculo publicados no fue el que se encuentra sustentado, por lo que debe ser corregido en los formatos F-300;

(ii) Designación de celdas y la ubicación del Autotransformador reconocidos para la SET San Mateo

Que, en el formato F-300, para las celdas asociadas a las Línea 50 kV, se consideró en la descripción el nivel de 60 kV, en tanto es el que se encuentra asociado al módulo estándar existente; sin embargo, se considera pertinente especificar el nivel de tensión real a implementarse (50 kV), lo cual sí ha sido especificado en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT;

Que, por otro lado, el Autotransformador 50/60 kV debe implementarse en la SET San Mateo (LDS), por lo que se procederá a precisar esta ubicación en el formato F-300, no obstante, en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT está claramente precisada la ubicación correcta del Autotransformador;

(iii) Relación de transformación del nuevo transformador para la SET Bujama

Que, es menester señalar que, como consta en los formatos F-300 publicados conjuntamente con el Informe N° 437-2024-GRT, el Transformador aprobado para la SET Bujama es de dos devanados (60/22,9 kV), lo cual concuerda con el módulo óptimo que se utiliza en el Área de Demanda 7 para los transformadores de 50 MVA y con lo que solicitó LDS. Sin perjuicio de ello, se observa un error en la redacción del Informe N° 437-2024-GRT (pág. 52) al indicar que el transformador solicitado por LDS es de tres devanados. En ese sentido, (en el informe complementario) se precisará la relación de transformación del Transformador aprobado en SET Bujama;

(iv) Año de implementación de las renovaciones de las celdas 60 kV de las SET's Limatambo y San Isidro

Que, de acuerdo al análisis de la opinión 31 de LDS, efectuado en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT, el año de puesta en servicio para el proyecto de renovación de las celdas en las SET's San Isidro y Limatambo se estableció para el 2026, como consta también en el análisis efectuado en el literal l) del numeral 6.2.3.1 del referido informe (página 56), así como en los formatos F-300. En ese sentido, corresponde corregir el año de dicho proyecto y de sus Bajas asociadas en el Anexo F del Informe N° 437-2024-GRT, debiendo consignarse el año 2026;

(v) Estructuras de transición para la derivación hacia la nueva SET Vitarte

Que, corresponde indicar que, para las derivaciones en 60 kV hacia la nueva SET Vitarte, si bien estas derivaciones se efectúan en estructuras de doble terna, se tiene planificado que ambas ternas formen un solo circuito, que se planteaba efectuar en la estructura existente. Teniendo en cuenta ello, se aprobó un módulo de doble terna que cuenta con dos estructuras para la derivación del único circuito que se conformará. Sin embargo, reevaluada la zona donde se efectuará dicha derivación (Av. Metropolitana), se considera pertinente que se aprueben dos (2) estructuras de transición de doble terna, debido a que no es factible efectuar la conformación del único enlace en las estructuras existentes;

(vi) Celda de acoplamiento para la nueva SET Vitarte

Que, la SET Vitarte está proyectada para una configuración de doble barra en el nivel de 60 kV, por lo que resulta necesario incluir la celda de acoplamiento de la doble

barra;

(vii) Errores identificados en el archivo para el análisis eléctrico

Que, debe preciar que, la Norma Tarifas en su numeral 12.1.8.c señala que “se considera un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SET”. Sobre ello, se ha validado lo descrito por la recurrente y se actualizarán los archivos del análisis eléctrico. Asimismo, se ha validado lo descrito por LDS y se actualizarán los parámetros del Transformador “TR2” de la SET Cantera, considerando las características del Transformador “TR1” de la misma SET;

(viii) Nombres de las subestaciones donde se ubicarán los transformadores de reserva

Que, respecto a la modificación de los nombres de las subestaciones donde se ubicarán los transformadores de reserva, se ha validado que la hoja “F-305 Alt1” del archivo “F-300_400_AD07.xlsx” se ha ubicado incorrectamente a los nuevos transformadores de reserva; sin embargo, es importante destacar que en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT, se describen las ubicaciones correctas de estos transformadores de reserva, por tal motivo, se actualizará la hoja “F-305 Alt1”;

Que, con relación al nuevo transformador de reserva en la SET Monterrico, se ha validado que dicha subestación no cuenta con espacio, por tal motivo, el transformador se ubicará en la SET Balnearios como lo plantea LDS en su sustento;

(ix) Valorización de la línea de 60 kV Derivación L641/642 –SET Vitarte.

Que, es importante señalar que, el CMA de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establecerá de forma definitiva con base a los Costos Estándares y a los Porcentajes establecidos para el cálculo del COyM, vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas. De este modo, la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE. Respecto al caso en cuestión, si bien existe una ubicación preliminar de la nueva SET Vitarte que se ha programado para entrar en servicio en el año 2026, esta ubicación puede modificarse por la problemática que representa conseguir un terreno disponible en Lima; por lo que, se considera que el módulo a aplicar para la Línea 60 kV Deriv. Huachipa – Planicie hacia SET Vitarte puede variar, dependiendo de la localización de la nueva SET y por ende, variar también la longitud final de la línea;

Que, en ese sentido, se mantiene el módulo consignado en la publicación (con Resolución 112) para dicha línea, sin perjuicio de que, en la respectiva Liquidación Anual del SST y SCT se efectúe la valorización con la longitud definitiva y el módulo que corresponda a dicha longitud;

(x) Factor de costo en la valorización de tramos de Líneas

Que, el factor de costo en los tramos de línea, cuando es menor a la unidad, se aplica a la valorización de líneas de transmisión aéreas preparadas para doble terna, equipadas en una primera etapa con un solo circuito, como lo señala el numeral 16.5 de la Norma Tarifas. En cuanto al caso de la Línea 60 kV Portillo - Huaycán (tramo aéreo, 0,11 km) y Línea 60 kV Deriv. Huachipa – Planicie hacia SET Vitarte (subterránea, 0,6 km), se verifica que corresponden a proyectos de simple terna, que no estarán preparadas para doble terna, por lo que se debe aplicar en su valorización el “factor de costo” equivalente a la unidad y no un factor menor, por lo que corresponde la corrección solicitada;

(xi) Listado de elementos a darse de Baja

Que respecto a modificar el listado de Elementos a darse de Baja en el periodo 2025 – 2029, se advierte que LDS solicitó anteriormente la renovación de los Elementos de las SET's San Isidro y Limatambo, respecto de los cuales ahora menciona que no existen (Celdas de Línea, Celdas de Acoplamiento y Celdas de Medición). Cabe señalar también que, LDS no presentó ninguna opinión sobre este aspecto a la prepublicación, con excepción del caso de las celdas de línea de su opinión 31 (cuyo análisis se efectuó en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT);

Que, mediante información recibida el 12 de julio de 2024, LDS remitió los diagramas unifilares y planos con vista de planta de las SET's San Isidro y Limatambo, donde se observa: (1) la existencia de transformadores de tensión solamente en las celdas de línea existentes, sin que exista un transformador de tensión independiente que pueda considerarse como celda de medición. Por lo tanto, las celdas de medición deben retirarse de la relación de Bajas programadas; (2) la existencia de seccionadores de acoplamiento, que no son Elementos completos para considerarlos como celdas de acoplamiento. Por lo tanto, las celdas de acoplamiento deben retirarse de la relación de Bajas programadas; y, (3) que las celdas de línea ya se han dado de Baja. Al respecto, en el Informe N° 437-2024-GRT (página 56) se precisó que las Bajas de estas celdas de línea se mantienen en el periodo 2021-2025 (en la etapa previa - Prepublicación - se habían retirado estas Bajas para incluirlas en el periodo 2025-2029), por lo que no debieron incluirse en el cuadro de programación de Bajas del periodo 2025-2029;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del Recurso de LDS. Resultando fundado lo correspondiente a lo solicitado en los literales (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (viii), (x) y (xi), e infundado lo correspondiente a lo solicitado en el literal (ix).

Que, se han emitido los Informes [N° 553-2024-GRT](#) y [N° 554-2024-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales 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 numeral 4 del artículo 3 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 del

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 143-2024-OS/CD**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 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 Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como, en sus respectivas normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 24-2024 de fecha 19 de julio de 2024.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar fundados los extremos 1, 2, 3 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar fundados en parte los extremos 8, 9 y 14 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.8.2, 2.9.2 y 2.14.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Declarar infundados los extremos 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 y 13 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.4.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.7.2, 2.10.2, 2.11.2, 2.12.2 y 2.13.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4.- Declarar improcedente la pretensión subordinada contenida en el extremo 4 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 5.- Incorporar los Informes [N° 553-2024-GRT](#) y [N° 554-2024-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 6.- Disponer que las modificaciones en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 - 2029, aprobado con la Resolución N° 112-2024-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, sean consignadas en resolución complementaria.

Artículo 7°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal: <https://www.gob.pe/osinergmin>; y consignarla junto con los Informes [N° 553-2024-GRT](#) y [N° 554-2024-GRT](#), en la página Web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

**Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo**