



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 217-2022-OS/CD**

**Recurso de Reconsideración  
interpuesto por la empresa Enel  
Distribución Perú S.A.A. contra la  
Resolución Osinergmin  
N° 189-2022-OS/CD**

**NORMAS LEGALES**

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 217-2022-OS/CD**

Lima, 30 de noviembre de 2022

**CONSIDERANDO:**

**1. ANTECEDENTES**

Que, mediante Resolución Osinergmin N° 189-2022-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 16 de octubre de 2022 (en adelante "Resolución 189"), el Consejo Directivo de Osinergmin fijó el Valor Agregado de Distribución (VAD), respecto de las siguientes empresas: Enel Distribución Perú S.A.A., Luz del Sur S.A.A., Electro Dunas S.A.A., Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C., Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C., Electro Tocache S.A., Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas, Proyecto Especial Chavimochic, Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad San Ramón S.A.; Empresa Distribuidora - Generadora y Comercializadora de Servicios Públicos de Electricidad Pangoa S.A., Electro Pangoa S.A., Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A., Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. y Servicios Eléctricos Rioja S.A., para el periodo del 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026;

Que, con fecha 08 de noviembre de 2022, la empresa Enel Distribución Perú S.A.A. (en adelante "Enel") ha interpuesto recurso de reconsideración contra la Resolución 189.

**2. PETITORIO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, de acuerdo con el recurso interpuesto, el petitorio es el siguiente:

- 2.1 Reconsideración 01: para el cálculo del VNR Eléctrico de Enel, Osinergmin está considerando una longitud de la red BT errónea.
- 2.2 Reconsideración 02. error material en el cálculo del precio del CONDUCTOR DE ALUMINIO AUTOSOPORTADO, TRIPLEX DE 3 x 120 + 95 mm<sup>2</sup> (Código Material: CAC14)
- 2.3 Reconsideración 03. error material en el cálculo del precio del CONDUCTOR DE ALUMINIO AUTOSOPORTADO DE 3x150 mm<sup>2</sup>+portante (Código Material: CAC29)
- 2.4 Reconsideración 04: error material al considerar el área total para las subestaciones seccionadoras del tipo 113S, 4S, 4S2C en el cálculo de la valorización del terreno de las subestaciones seccionadoras en mención
- 2.5 Reconsideración 05. Osinergmin no está considerando el terreno de las dos celdas de clientes de las subestaciones seccionadoras 4S2C
- 2.6 Reconsideración 06: el porcentaje de red aérea de alumbrado público exclusiva (sobre estructura AP) no es correcta
- 2.7 Reconsideración 07: error material en la determinación de las equivalencias de luminarias.
- 2.8 Reconsideración 08: amplia variedad en la determinación de los pastorales para los armados.
- 2.9 Reconsideración 09. incrementar el costo de la SED compacta bóveda de 400 KVA para el ST1, zona de MAD.
- 2.10 Reconsideración 10: costo de terreno de los centros de servicio
- 2.11 Reconsideración 11 carencia de sustento y reconocimiento insuficiente de activo de sistemas y telecomunicaciones en el VNR no eléctrico
- 2.12 Reconsideración 12: para el cálculo del VNR No Eléctrico de Enel, Osinergmin está considerando una cantidad de vehículos operativos (camionetas) errónea
- 2.13 Reconsideración 13: inadecuado uso de ajuste de caída de tensión con taps en el diseño de la red de BT de la empresa modelo
- 2.14 Reconsideración 14: ausentismo y suplemento de descanso para terceros
- 2.15 Reconsideración 15: actualización de metrado redes BT en costos de O&M
- 2.16 Reconsideración 16: revisión nocturna de AP
- 2.17 Reconsideración 17: distancias y tiempo de desplazamiento para actividades, velocidad de traslado Urbano y Rural y tiempos de preparación y vuelta de las actividades
- 2.18 Reconsideración 18: error material en el costo de las luminarias LED considerado en el O&M de Alumbrado Público
- 2.19 Reconsideración 19: valor inadecuado en la frecuencia de las actividades de sustitución de luminaria
- 2.20 Reconsideración 20: no consideración de gastos generales para el cumplimiento del Procedimiento 078
- 2.21 Reconsideración 21: inventario - inspección redes MT y subestaciones
- 2.22 Reconsideración 22: monto insuficiente asignado en los ítems de "Telefonía y transmisión de datos" y "Comunicaciones móviles" dentro de la sección de Gastos Generales
- 2.23 Reconsideración 23: monto insuficiente asignado al ítem "Licencias de Aplicaciones críticas y otros servicios de informática" dentro de la sección de Gastos Generales
- 2.24 Reconsideración 24: inclusión de la participación de los trabajadores en las utilidades (PTU)
- 2.25 Reconsideración 25. mantenimiento en caliente de subestaciones
- 2.26 Reconsideración 26: Tercerización
- 2.27 Reconsideración 27: asignación de costos indirectos por actividad
- 2.28 Reconsideración 28: asignación de costos indirectos por manual
- 2.29 Reconsideración 29: aplicación de la interpretación del decreto DS 001
- 2.30 Reconsideración 30: reconocimiento de incobrables de Enel Distribución Perú
- 2.31 Reconsideración 31: afectación de las distancias mínimas de seguridad
- 2.32 Reconsideración 32: normalización de acometidas
- 2.33 Reconsideración 33: costo de correo (correspondencia)

- 2.34 Reconsideración 34: auto ensobrado de recibos de energía
- 2.35 Reconsideración 35: recategorización del Subgerente a Jefe de Departamento
- 2.36 Reconsideración 36: cantidad de personas en la empresa modelo
- 2.37 Reconsideración 37: recategorización de posiciones
- 2.38 Reconsideración 38: actualización de metrado de redes en pérdidas
- 2.39 Reconsideración 39: Osinergmin no reconoce las pérdidas técnicas en fusibles MT
- 2.40 Reconsideración 40: Osinergmin no reconoce las pérdidas técnicas en fusibles BT
- 2.41 Reconsideración 41: incorporar el reconocimiento de pérdidas técnicas en empalmes en baja tensión
- 2.42 Reconsideración 42: incorporar el reconocimiento de pérdidas técnicas en tramos de cables de conexión al bushing de media tensión de los transformadores de distribución MT/BT
- 2.43 Reconsideración 43: error material - corrección del factor multiplicativo aplicado por Osinergmin a las pérdidas en empalmes MT
- 2.44 Reconsideración 44: error material - corrección del metrado considerado por OSINERGIMN en el cálculo de pérdidas técnicas en aisladores MT.
- 2.45 Reconsideración 45: error en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas en subestaciones PEBTSED y PPBTSED
- 2.46 Reconsideración 46: aplicar Factor de Corrección Pérdidas en Redes de Baja y Media Tensión por Mayor Longitud (Efecto de Suspensión - Flecha)
- 2.47 Reconsideración 47: para el proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin solicita evidencia de compra a escala a fin de considerar reducción de costos
- 2.48 Reconsideración 48: para el proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin solicita sustentar los costos de O&M
- 2.49 Reconsideración 49: diversas observaciones al proyecto de Mejora de la Calidad
- 2.50 Reconsideración 50: para el Proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin indica que podría haber duplicidad de reconocimiento de equipamiento.
- 2.51 Reconsideración 51: sustento del primer proyecto piloto de medición inteligente
- 2.52 Reconsideración 52: sustento del segundo proyecto piloto SMI

### 3. SUSTENTO DEL PETITORIO Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

#### 3.1 Reconsideración 01: para el cálculo del VNR Eléctrico de Enel, Osinergmin está considerando una longitud de la red BT errónea

##### Argumentos de la Empresa

Que, la empresa señala que la longitud de la red de BT de servicio particular determinada en la Resolución VAD 2022 es muy inferior a la determinada en el Resolución VAD 2018, en el Proyecto de Resolución VAD 2022 y en el VNR adaptado al 31 de diciembre de 2021, a pesar de haber utilizado el mismo modelo de optimización. Agrega que la red BT optimizada resultante en la Resolución VAD 2022 es considerablemente menor a la red real de BT de la distribuidora (en un porcentaje mayor al 20%) y que, si bien sería lógico esperar que la optimización resulte en una reducción de la red, no se encuentra razonable la gran diferencia que presenta comparado con las instalaciones reales;

Que, indica que de la comparación de las longitudes de la red BT (en la Resolución VAD 2018, en el Proyecto de Resolución VAD 2022 y en la Resolución VAD 2022) para las distintas zonas de densidad de carga obtenidos en los modelos geométricos aplicados para el ST1 de Enel, surge lo siguiente: i) se aprecia una reducción significativa en las zonas MAD respecto al estudio 2018 a pesar que este tipo de zonas se encuentran consolidadas (tanto las vías y ancho de vías, etc.) por ser zonas urbanas y no debería haber mucha variación con los resultados del año del 2018, más aún cuando se ha utilizado el mismo modelo geométrico y ii) las mayores diferencias entre el proyecto VAD y la Resolución VAD se producen en las zonas de densidad diferentes de la MAD, respecto a este último punto indica que el origen de las diferencias de las longitudes de Red BT en las zonas de AD, MD, BD y MBD, se produce por las diferentes proporciones de redes BT por ambas veredas consideradas en los modelos geométricos de cada estudio. Indica que las proporciones de red BT por ambas veredas consideradas en las áreas de densidad de carga del ST1 para el modelado geométrico en la Resolución VAD 2022 es del orden de 1/3 del adoptado en la Resolución VAD 2018 y en el Proyecto de Resolución VAD 2022. No se han analizado las zonas de MAD ya que, por definición, en estas zonas la red BT es subterránea y debe transcurrir por ambas veredas;

Que, la impugnante menciona que no se comprende la diferencia existente si se comparan los valores de redes BT por ambas veredas consideradas para y Luz del Sur dado que las zonas urbanas son de características similares y el modelo geométrico empleado para ambas empresas es el mismo, por lo que no resulta comprensible el resultado publicado ya que la demanda en baja tensión ha aumentado un 3% y la cantidad de red BT ha disminuido un 30%. Por ello, solicita considerar porcentajes de red BT por ambas veredas en las distintas zonas de densidad de carga del ST1 similares a las establecidas en la Resolución VAD 2018 y en el Proyecto de Resolución VAD 2022. A su vez, en caso de modificar los resultados de la optimización se debe actualizar el resultado de los valores del metrado final de la red aérea y subterránea de Baja Tensión y de esta manera, reconocer los costos de operación y mantenimiento que corresponde;

##### Análisis de Osinergmin

Que, si bien el modelo de optimización utilizado es el mismo de la revisión 2018, el proceso para el VAD 2022 asociado a la zonificación considera un ajuste que diferencia en el tamaño de la cuadrícula para la construcción del área asociada a la densidad de BT y MT. Esto conlleva un ajuste en los metrados de las densidades que implican un ajuste del área por zona de densidad, y con ellos los kilómetros de red asociados, principalmente, a la red de BT;

Que, en cuanto al porcentaje de red por ambas veredas presentados en la publicación surgieron de considerar la base de información de la empresa en su archivo "AnchoViasEDPE2022.shp", sin embargo, en el presente proceso

se realizó una revisión de la información y se verificó que los valores de anchos de vías no son consistentes con los valores reales. Por lo tanto, se determinó pertinente el recurso y los valores de porcentaje de redes por ambas veredas propuestas por la empresa para el ST1 de Enel, similares a la prepublicación;

Que, entonces, se reconsidera el porcentaje de red BT por ambas veredas en las distintas zonas de densidad de carga del ST1 similares a las establecidas en la Resolución VAD 2018 y en el Proyecto de Resolución VAD 2022;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

### **3.2 Reconsideración 02: error material en el cálculo del precio del CONDUCTOR DE ALUMINIO AUTOSOPORTADO, TRIPLEX DE 3 x 120 + 95 mm<sup>2</sup> (Código Material: CAC14)**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que en el cálculo de la variación porcentual promedio de los conductores que tienen facturas, se está considerando erróneamente una caída del -100% en el precio del conductor del 120 mm<sup>2</sup> y a su vez no se está considerando la variación del precio del conductor de 95 mm<sup>2</sup>;

Que, Enel solicita corregir el error material en el cálculo del precio del conductor de 120 mm<sup>2</sup> (Código Material: CAC14) considerando la variación real del precio del conductor de 95 mm<sup>2</sup> que no ha sido considerado y eliminar del promedio la variación de -100% que se ha considerado para el conductor de 120 mm<sup>2</sup>;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, conforme lo dispone el artículo 212 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante "TUO de la LPAG"), los errores materiales o aritméticos del acto administrativo, pueden ser corregidos con efecto retroactivo por la autoridad administrativa en cualquier momento, de oficio o a instancia de los administrados, siempre que no se altere lo sustancial del contenido del acto administrativo ni el sentido de la decisión;

Que, se verifica que, efectivamente por error material para el cálculo del porcentaje promedio de los costos de conductores autoportantes BT triplex se consignó una variación de -100% para el conductor CAC14, resultando una variación promedio del costo de la familia (Autoportantes Triplex BT) de -41%, luego de la corrección efectuada el valor promedio de variación de costos de dicha familia es de -29%, por lo tanto, se actualizó la curva de ajuste y el recálculo de todos los costos de conductores sin sustento de compra;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

### **3.3 Reconsideración 03: error material en el cálculo del precio del CONDUCTOR DE ALUMINIO AUTOSOPORTADO DE 3x150 mm<sup>2</sup>+portante (Código Material: CAC29)**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que en el cálculo del precio final para el Conductor de Aluminio Autosoportado de 150 mm<sup>2</sup>, Osinergmin sin ningún sustento multiplica por 1.4 el valor obtenido de las estimaciones previas;

Que, Enel solicita corregir el error material en el cálculo del precio del conductor de 150 mm<sup>2</sup> (Código Material: CAC29) considerando el valor obtenido de las estimaciones previas o, en su defecto, justificar por qué este valor es multiplicado por 1,4;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución;

Que, se verifica que, efectivamente, por error material para el cálculo del costo final del conductor CAC29 se multiplicó por 1,4 al valor previamente estimado, se ha corregido lo indicado;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

### **3.4 Reconsideración 04: error material al considerar el área total para las subestaciones seccionadoras del tipo 113S, 4S, 4S2C en el cálculo de la valorización del terreno de las subestaciones seccionadoras en mención**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que en la valorización de los terrenos de las subestaciones seccionadoras en el archivo publicado por Osinergmin está considerando el área total de 16,6m<sup>2</sup> para cada subestación seccionadora del tipo 113S, 4S y 4S2C. Enel indica que estas asignaciones de m<sup>2</sup> por tipo de subestación seccionadora no corresponden con lo señalado por Osinergmin en los informes de respuesta a las observaciones planteadas por Enel en las diferentes fases del proceso. Al respecto, Enel cita el Anexo 3 "Informe de los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica Fijación VAD 2022 - 2026 – Numeral 4.2.5.1 – página 79" del Informe N° 576-2022-GRT";

Que, asimismo Enel indica que, en el proceso regulatorio de 2018, Osinergmin, en respuesta a las opiniones, sugerencias y reconsideraciones presentadas por Enel en dicha oportunidad, determinó que las áreas para las

subestaciones seccionadoras 113S, 4S y 4S2C, era de 13, 13 y 20m<sup>2</sup> respectivamente, tal y como se indica en el Anexo 1 "Análisis y respuestas de las opiniones y sugerencias al proyecto de resolución del VAD, referente a los Costos de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica de Enel – 2018 – Numeral 1.1.48 – Pagina 36", emitido en octubre 2018. Al respecto, refiere el informe N° 575-2018-GRT, "Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución Osinergmin N° 157-2018-OS/CD, Numeral 3.14.2;

Que, por lo tanto, considera que el área total de subestaciones tipo 113S y 4S) debe ser 19,6 m<sup>2</sup> y que Osinergmin ha cometido un error material debido a que, por un lado, manifiesta, que está considerando las áreas aprobadas en la regulación del 2018, y, por otro lado, en sus cálculos utiliza otras áreas. Al respecto, precisa que las áreas que aprobó Osinergmin en la regulación del 2018 se sustentaron en el estudio de obras civiles para subestaciones presentado por Enel;

Que, por lo indicado, Enel solicita que, de acuerdo con lo que manifiesta en el Anexo 3, Numeral 4.2.5.1 del Informe Técnico N° 576-2022-GRT, considerar las dimensiones de áreas efectivas aprobadas en la Regulación del 2018, que son 13, 13, 20 m<sup>2</sup> para las subestaciones 113S, 4S y 4S2C respectivamente más 6.6 m<sup>2</sup> de retiro municipal, dando un área total de 19.6, 19.6 y 26.6 m<sup>2</sup> para las subestaciones 113S, 4S y 4S2C respectivamente. Además, indica que se debe corregir la valorización de los terrenos para las subestaciones seccionadoras 113S, 4S y 4S2C, considerando su propuesta de costos;

### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución, habiéndose verificado que lo alegado por la empresa no refiere en esencia a un error material, pero sí corresponde el análisis sobre el fondo de lo solicitado por tratarse de impugnación efectuada dentro del plazo legal;

Que, las áreas de terreno sin retiro para las SED Seccionadoras fueron definidas en el proceso regulatorio del VAD 2018 -2022 y con dichas áreas fueron dimensionadas las obras civiles, tal como se señala en el Anexo 2 del Informe Técnico 589-2018-GRT y el Anexo 1 del Informe Técnico N° 575-2018-GRT que corresponden a los "Análisis del Recurso de Reconsideración contra la Resolución Osinergmin N° 157-2018-OS/CD" interpuestos por Luz del Sur y Enel, respectivamente;

Que, asimismo, de acuerdo con el Informe N° 575-2018-GRT "Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Enel contra la Resolución Osinergmin N° 157-2018-OS/CD – Numeral 3.14.2", se establece que, el área para el retiro municipal es de  $3,0 \times 2,2 = 6,6$  metros cuadrado en promedio;

Que, de otro lado, respecto a las áreas de los costos de inversión 113S, 4S y 4S2C (que menciona la recurrente) se indica que, de acuerdo con el modelamiento de la empresa eficiente en los estudios del VAD, estas SED de Seccionamiento corresponden a la instalación de 4 celdas, por lo tanto, se les ha asignado el armado CASE08-BS "OBRA CIVIL DE SUBESTACION SECCIONADORA (sin retiro)" cuya área sin retiro es de 13 m<sup>2</sup>, y por consiguiente le corresponde a cada una un área total de 19,6 m<sup>2</sup>, incluido el retiro;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte. Fundado respecto al área de las subestaciones 113S y 4S e infundado en el área de la subestación 4S2C;

### **3.5 Reconsideración 05: Osinergmin no está considerando el terreno de las dos celdas de clientes de las subestaciones seccionadoras 4S2C**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que Osinergmin está considerando una misma área para los tres tipos de subestaciones seccionadoras (4S, 113S y 4S2C), es decir, solo 04 celdas para todos los casos;

Que, Enel indica que el área del terreno de las celdas para los clientes no forma parte del costo de la conexión que paga el cliente y no puede ser de otra manera pues la subestación es de propiedad de la distribuidora, por tanto, el terreno sobre la cual está construida también lo es;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar 06 celdas en el dimensionamiento del terreno de las subestaciones seccionadoras 4S2C;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, la estructura del SICODI para la SED 4S2C establece los espacios para 04 celdas, consecuentemente en el modelamiento del VAD se ha establecido para la SED tipo 4S2C dos celdas de línea (entrada y salida) y dos espacios de celda para usuarios de media tensión (MT), previéndose únicamente el espacio para la conexión de estos usuarios;

Que, complementariamente a lo indicado en el párrafo anterior, se presenta el esquema y diagrama eléctrico de la subestación tipo 4S2C en el informe técnico que sustenta la presente resolución;

Que, por lo tanto, la aplicación de los costos SICODI de la SED 4S2C es concordante con el modelamiento de la red en el estudio VAD;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.6 Reconsideración 06: el porcentaje de red aérea de alumbrado público exclusiva (sobre estructura AP) no es correcta

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que la cantidad de red aérea de alumbrado público aprobada por Osinermin es igual a la cantidad real de nuestras instalaciones (VNR Existente), sin embargo, no toma en cuenta la proporcionalidad real entre red compartida y red exclusiva, considerando sin sustento alguno unos porcentajes de 91% y 9% respectivamente, porcentajes muy diferentes a los reales, y a su vez muy diferentes a los aprobados en el 2018;

Que, por otro lado, indica que para la empresa Luz del Sur, sí se ha respetado la proporcionalidad de la red real existente;

Que, Enel solicita considerar los porcentajes de red aérea de alumbrado público exclusiva y red aérea de alumbrado público compartida de acuerdo los porcentajes de la red real existente, es decir: 76% para la red alumbrado público aérea sobre estructura SP y 24% para la red de alumbrado público aérea sobre estructura AP;

#### Análisis de Osinermin

Que, a partir del recurso de la empresa se analizó la información del VNR GIS en cuanto a la proporción de la red exclusiva y compartida de alumbrado público, tanto en la red aérea como en la red subterránea;

Que, por lo verificado, la proporción de red aérea concuerda con lo mencionado por la empresa y se incluye el ajuste en los términos mencionados por la empresa. Por otro lado, se verifica que la proporción de red subterránea exclusiva y compartida también requiere ser consistente con la información del VNR GIS, por lo que adicionalmente se ajusta la proporción sobre red subterránea;

Que adicionalmente, se ajustó la proporción de red compartida del tipo aérea y subterránea en función de lo que representa la red de BT optimizada;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

### 3.7 Reconsideración 07: error material en la determinación de las equivalencias de luminarias

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel indica que, para efecto de la determinación de costos de inversión de luminarias para el alumbrado público, Osinermin, en algunos casos, ha considerado erradamente otros tipos de tecnología de luminarias diferentes a las luminarias. Al respecto, afirma que, en la adaptación del parque de alumbrado público de la empresa eficiente, Osinermin ha aceptado la tecnología de Luminarias LED para el 100% de dicho parque, en ese sentido, la equivalencia de luminarias debería reflejar dicha tecnología para todos los casos. Sin embargo, se ha identificado que algunos armados seleccionados para la determinación de los montos de inversión en luminarias consideran otra tecnología diferente a la luminaria LED. A continuación, presenta una lista de algunos tipos de luminarias seleccionadas que no corresponden a la tecnología adaptada para alumbrado público;

Que, Enel solicita corregir el error material respecto a la determinación de equivalencias de luminarias y que solo se seleccionen 4 tipos de luminarias LED para todo el parque de alumbrado público. Agrega que, estos 4 tipos de luminarias deberían, en modelo y precio, ser las mismas que se proponen en el informe para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica al 31 de diciembre de 2021;

#### Análisis de Osinermin

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución;

Que, se ha corregido el error material, determinando el parque de alumbrado público solo con los 4 tipos de luminarias que se proponen en el informe para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica al 31 de diciembre de 2021; sin embargo, los costos propuestos por Enel no han sido aceptados para dicho estudio, sino los propuestos por el SICODI;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte. Fundado en la parte de corrección de error material consignando los 4 tipos de luminaria, pero infundado en el costo unitario está referido al SICODI y no a la propuesta de Enel;

### 3.8 Reconsideración 08: amplia variedad en la determinación de los pastorales para los armados

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que, para efecto de la determinación de costos de inversión de luminarias para el alumbrado público, Osinermin ha determinado una amplia variedad en la selección de pastorales y tecnologías que no se adaptan a los modelos actuales como es el caso de los pastorales de concreto. Al respecto, indica que ha identificado que, en algunos armados seleccionados para la determinación de los montos de inversión en luminarias, Osinermin ha determinado una gran variedad de pastorales e incluso tecnología que no se adapta a los modelos actuales como es el caso de pastorales de concreto;

Que, Enel solicita que se determinen los tipos de pastorales en función a los principales costos de inversión y de acuerdo con las dimensiones que correspondan. Los tipos de pastorales que Enel solicita usar son pastorales de acero simple. Adicionalmente, solicita que se considere su propuesta de distribución de equivalencias de luminarias y pastorales según detalle presentado en su recurso;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, se ha corregido la selección de pastorales y tecnologías, a pastorales de acero y luminarias LED, por lo que se ha determinado las equivalencias correspondientes a cada una de los armados AP existentes de la empresa;

Que, cabe mencionar que el pastoral metálico simple, en el SICODI está construido con material de acero;

Que, las equivalencias utilizadas y las cantidades finales se presentan en el archivo Excel "AP\_ENEL\_completo";

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte. Se acepta la uniformización de todos los pastorales; sin embargo, no se ha tomado las cantidades de la empresa, sino las cantidades resultantes de la equivalencia de dicho armado a la tecnología existente presentados en el archivo Excel "AP\_ENEL\_completo";

### **3.9 Reconsideración 09: incrementar el costo de la SED compacta bóveda de 400 KVA para el ST1, zona de MAD**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que, en el modelo de Osinergmin, para toda la zona de MAD del ST1, se ha considerado la SED compacta bóveda de 400 KVA con el costo de US\$ 27,512;

Que, de igual manera, se ha modelado para cada SED compacta bóveda de 400 KVA, 6 salidas;

Que, por lo tanto, de acuerdo con el modelo de Osinergmin que está considerando 6 salidas para cada SED compacta bóveda de 400 KVA;

Que, Enel indica que deberían adicionarse al armado "CASE09-SV400", dos (2) Seccionadores Fusibles Tripolar con sus fusibles correspondientes, un tablero adicional y la mano de obra correspondiente;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar en la valorización de la empresa modelo, el costo de la SED compacta bóveda de 400 KVA en el ST1 zona de MAD con 6 salidas. Presenta una propuesta de costo para la SE Compacta Bóveda de 400 KVA con 6 salidas, para el ST1 zona MAD igual a US\$ 29 581,85;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, se verifica lo señalado por la recurrente, en ese sentido se ha realizado cambios solicitados en la estructura del armado CASE09-SV400;

Que, sin embargo, el costo de inversión de la Subestación Compacta Bóveda 400 KVA (6 salidas) con la nueva configuración del armado tablero CASE09-SV400, se determinará con los costos unitarios del sistema de costos estándar de inversión de distribución (SICODI), no necesariamente concordado con la solicitud de la empresa;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, fundado en la parte de la configuración del armado CASE09-SV400 e infundado en el costo de inversión solicitado de Subestación Compacta Bóveda 400 KVA (6 salidas);

### **3.10 Reconsideración 10: costo de terreno de los centros de servicio**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que en la determinación de los costos de los terrenos de los centros de servicio y oficinas Osinergmin ha considerado publicaciones de diversos portales web (Adondevivir, Urbania, Mitula, entre otros). No obstante, considera que en dicha elección existen diversos errores. Para acreditar ello, Enel presenta comentarios a las publicaciones de venta de terrenos que fueron empleadas por Osinergmin, respecto a la zonificación, indica que en la zona de referencia no es posible implementar su edificio corporativo y/o centro de atención al público, que se han escogido predios en zonas residenciales con restricciones al tránsito como rejas, trancas y similares, predios en zonas alejadas que no cuentan con las facilidades para el acceso al público o que no reflejan los lugares donde se implementan centros de servicios de cualquier empresa de servicios públicos, así como, que no se ha considerado el valor en dólares o se ha escogido tipos de cambio distintos al de la fecha de publicación reduciéndose el valor del predio usado como muestra;

Que, señala la recurrente que Osinergmin ha descartado las tasaciones presentadas en la etapa de observaciones a la prepublicación a pesar de contar con la opinión válida de un Tasador miembro del "Cuerpo Técnico de Tasaciones del Perú" y tasador de COFIDE, debidamente registrado ante la Superintendencia de Banca y Seguros, privilegiando su propuesta realizada por el equipo supervisor que no cuenta con la formación ni la experiencia necesaria. Finalmente, señala que el valor de los terrenos no debería ser menor al valor fijado en el proceso VAD del año 2018 (US\$/m<sup>2</sup> 2,200);

### Análisis de Osinergmin

Que, de conformidad con el principio de debido procedimiento contenido en el numeral 1.2 del Artículo IV del TUO de la LPAG, los administrados tienen el derecho de ofrecer pruebas, de ningún modo, éstas reemplazan la decisión de la administración, sino que, es su obligación evaluarlas y con la debida motivación pronunciarse respecto de su valoración, salvo que, de conformidad con el artículo 175 del TUO de la LPAG, considere prescindir de la actuación de la prueba por tenerla como suficiente y congruente con su decisión. De acuerdo con lo señalado, que las tasaciones presentadas por Enel hayan sido elaboradas por Tasador miembro del "Cuerpo Técnico de Tasaciones del Perú" y tasador de COFIDE, debidamente registrado ante la Superintendencia de Banca y Seguros no enerva su condición de prueba de parte que, como tal, requiere su evaluación por la administración, no siendo sus resultados vinculantes a esta;

Que, conforme con el numeral 187.2 del artículo 187 del TUO de la LPAG, las pericias (tasaciones) presentadas por Enel correspondía, tal como se hizo, que se evalúen mediante un informe técnico. Al respecto, en la página 173 del Informe de Análisis de Absolución de Observaciones (Anexo 3 del Informe Técnico 482-2022-GRT que forma parte del sustento de la Resolución 162-2022-OS/CD, mediante la cual se aprobó la publicación del proyecto de fijación del VAD 2022-2026), se señaló que "La empresa solo utiliza como referencia la tasación de los edificios corporativos y no se demuestra que para la selección de las oficinas corporativas, oficinas comerciales y oficinas técnicas se haya seleccionado un emplazamiento que minimice los costos de los terrenos, edificios y construcciones de la empresa modelo";

Que, en la página 25 del Informe de Análisis de Observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2022-2026 (Anexo 3 del Informe Técnico 578-2022-GRT que forma parte del sustento de la Resolución 189), luego de la evaluación efectuada, se aceptó parcialmente los argumentos presentados por Enel indicando que "Se han revisado los informes de tasación presentados, no encontrando razonabilidad en las estimaciones del valor de mercado de los inmuebles seleccionados como muestra, asimismo no es posible verificar la validez de los anuncios de venta consignados en la misma y es imposible revisar los valores ingresados de la base de datos del tasador que realizó el informe, por lo que se han tomado las siguientes acciones: 1) Se ha trasladado la ubicación de la sede corporativa al distrito de San Miguel 2) Se ha ampliado la muestra de publicaciones de venta de terrenos. 3) Se ha utilizado el tipo de cambio publicado por el SBS valor venta del día de realizada la consulta. 4) Se ha tenido en cuenta la zonificación de realizar el muestreo de valores de mercado";

Que, para la fijación del VAD realizada mediante la Resolución 189, Osinergmin procedió de conformidad con lo establecido en la normativa vigente, no debiendo considerarse a las pericias remitidas por las partes como vinculantes para la determinación del VAD, sino como documentos que requieren ser evaluados para determinar si en efecto son medios de prueba que puedan representar costos eficientes de terrenos;

Que, respecto a lo aseverado en el sentido de que el valor del metro cuadrado que se determine no puede ser menor al VAD establecido en el 2018, cabe señalar que, los costos eficientes que se determinen en una regulación no son vinculantes para los posteriores procedimientos de fijación tarifaria, dado que, el procedimiento de fijación tiene como objetivo determinar los costos vigentes al momento en el que este se realiza, pudiendo ser distintos a los que se determinaron en la regulación anterior como consecuencia de los cambios del mercado;

Que, el estudio de precios de terrenos y sus respectivos sustentos al que hace referencia los TdR, no fueron presentados en la fecha correspondiente por la empresa, cabe indicar que el sustento adecuado para establecer cualquier tipo de precio en la determinación del VAD lo conforman documentos de transacciones efectivamente realizadas, como lo son las boletas de venta, facturas, contratos, adjudicaciones de buena pro y en el caso de terrenos documentos de compraventa. En su lugar, la empresa pretende sustentar el precio de terrenos con una tasación que tiene como resultado una estimación del precio de mercado al que se ofertaría el terreno de sus oficinas corporativas si estas se pusieran a la venta; sin embargo, dicha estimación representa solo una aspiración de precio de venta y no se tiene certeza de que la demanda esté dispuesta a pagarla, más aún cuando en la mayoría de las operaciones de compraventa se lleva a cabo un proceso de negociación donde el precio es afectado hasta llegar a un consenso entre las partes; complementariamente, cabe recordar que la empresa no realiza en ninguna de las etapas el análisis de conveniencia entre las opciones de compra o el alquiler de las instalaciones. Por este motivo, al no demostrarse la eficiencia del precio propuesto por la empresa, no corresponde hacer que el usuario final de electricidad pague por un precio que aun contiene una componente de incertidumbre en su determinación;

Que, respecto a la zonificación inadecuada, predios en zonas residenciales con restricciones al tránsito, predios en zonas alejadas sin asfaltado ni veredas y predios en zonas que no reflejan adecuadamente las zonas donde se implementan centros de servicios de cualquier empresa de servicio público al que hace referencia la empresa; cabe indicar, que el relevamiento de información se realizó para obtener una estimación razonable del precio promedio del m<sup>2</sup> de las zonas donde se instalarían las oficinas comerciales de la empresa modelo y no pretende determinar una ubicación específica de estas;

Que, asimismo, tanto en el relevamiento de información realizada por Osinergmin como en la tasación presenta por la empresa se consignan precios de zonas residenciales y zonas comerciales de manera indistinta, es decir que la calificación de las zonas no es determinante para el nivel de precio ofertado como se presenta en la siguiente tabla, donde se aprecia que las zonas residenciales presentan costos mayores a las de las zonas comerciales;

Que, respecto a los errores encontrados en la selección de predios para la determinación del costo de terrenos señalados por la empresa se realizaron las siguientes correcciones:

#### Centro de Servicio San Juan de Lurigancho

- a. Muestra 1: se considera el valor en dólares de la publicación, que asciende a US\$ 95 000.
- b. Muestra 5: se considera el valor en dólares de la publicación, que asciende a US\$ 2 167 500.



**Centro de Servicio Callao**

- a. Muestra 1: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 810 000.
- b. Muestra 2: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 846 000.

**Centro de Servicio Comas**

- a. Muestra 1: se retira la muestra del cálculo del precio de terreno.

**Centro de Servicio San Miguel**

- a. Muestra 3: se retira la muestra del cálculo del precio de terreno.

**Centro de Servicio Puente Piedra**

- a. Muestra 1: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 4 117 500.
- b. Muestra 2: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 90 000.

**Centro de Servicio Megaplaza**

- a. Muestra 1: se considera el valor de 1600 US\$/m<sup>2</sup> con lo cual el costo total del terreno hace a US\$ 2 088 000.

**Centro de Servicio Barranca**

- a. Muestra 1: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 468 270.
- b. Muestra 2: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 52 500.

**Centro de Servicio Huaral**

- a. Muestra 1: se considera el valor en dólares de la publicación, que hace a US\$ 120,000.

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, siendo fundadas las correcciones de los valores de algunas de las muestras consideradas como referencias de precios para los centros de servicios de Enel, e infundado lo demás;

### 3.11 Reconsideración 11: carencia de sustento y reconocimiento insuficiente de activo de sistemas y telecomunicaciones en el VNR no eléctrico

**Argumentos de la Empresa**

Que, Enel considera que la Resolución 645/2020 del ERSPT (Estudio público del Ente Regulador de la Provincia de Tucumán de Argentina) solo aporta los valores económicos de los activos de sistemas y telecomunicaciones y no tiene información detallada que permita verificar que se trata de un modelo óptimo, eficiente. Agrega que la información a nivel agregado presentada por el regulador de Tucumán da muestras de cierto grado de discrecionalidad en la determinación del costo, lo que no respondería a una adecuada determinación de costos. Señala que, por el contrario, la información proporcionada por Enel si cuenta con el detalle suficiente y ha sido sustentado a partir de criterios razonables a fin de determinar el VNR asociado a sistemas y telecomunicaciones. Indica que no se han considerado las diferencias que se desprenden de las exigencias regulatorias en ambos países, como es el caso de la medición de lectura y facturación. Señala que Enel debe tener sistemas informáticos con capacidad de procesar y almacenar 1,5 millones de facturas mensuales, mientras que en Argentina para la misma cantidad de clientes solo se debe tener 0,75 millones y que actividades de lectura de medidor, pagos, atención de consultas/reclamos, entre otras, también requerirían mayores capacidades informáticas en Perú que Argentina. Menciona que los valores propuestos por Osinermin no guardan coherencia con los costos en los que realmente se incurren para los activos asociados a TI;

Que, sobre la afirmación de Osinermin de que Enel no considera los niveles de tercerización eficiente que determinan mucho menor cantidad de empleados de planta que los propuestos por Enel para efectos de la determinación del VNR asociado a TI, Enel considera que la apreciación es incorrecta pues en las observaciones planteadas se toma como referencia la plantilla optimizada determinada por Osinermin, que es 652 empleados. Menciona que en relación con la afirmación de que el estudio aprobado ENRE a EDESUR, el 2016, es muy antiguo, Enel opina que resulta improbable que los costos de inversión hayan caído en 43%. Esto puede comprobarse con lo publicado por el INEI que en sus Indicadores de Precios a la Economía de diciembre 2016 y diciembre 2021 que muestra que los costos de componentes asociados a sistemas y telecomunicaciones han tenido, por el contrario, un ligero incremento, por lo que se puede deducir que las inversiones en TI del 2016 son equivalentes a las que se requerirían ahora;

Que, Enel considera que un punto de referencia podrían ser las empresas distribuidoras chilenas, en particular las que operan en la capital, pues dicho país se rige bajo el mismo esquema regulatorio que el Perú (regulación por empresa modelo). Señala que en el "Informe Final Definitivo VAD para el Área Típica ATD1" de la Comisión Nacional de Energía de Chile que ha liderado el reciente proceso VAD, se desprende que, asociado a sistemas y telecomunicaciones, y extrapolado al caso de Enel daría un valor de US\$ 31,9 millones, monto superior en 110% al benchmarking usado por el supervisor del VAD, lo que evidenciaría que el VNR No Eléctrico de TI propuesto carece de razonabilidad. Finalmente, solicita reconsiderar el monto asignado a las inversiones en TI, considerando que otras referencias de reguladores y para ciudades capitales (con cantidad de clientes similar a la de Enel) fluctúan en el rango de US\$ 26,7 y 31,9 millones. Reitera que de acuerdo con su análisis el monto a ser reconocido debería ser US\$ 43,2 millones;

**Análisis de Osinermin**

Que, referente a la falta de sustento, Osinermin ha presentado un estudio público aprobado por un ente regulador basado en la misma metodología que se emplea en Perú (empresa modelo), con sus soportes pertinentes;

Que, respecto a la diferencia en la periodicidad de facturación de la empresa tomada como referencia (EDET de Argentina) y Enel es incorrecto. En efecto en el caso de la provincia de Tucumán, tanto la facturación como el pago es con periodicidad mensual tal como se puede apreciar en su cuadro tarifario publicado en su página de internet<sup>1</sup>;

Que, respecto a la insuficiencia de los PCs respecto a la cantidad total de empleados de plantilla que la requiere tal como lo argumenta Enel es incorrecta y errónea;

Que, el error que comete Enel es porque toma en cuenta para la comparación la cantidad total de empleados (652), siendo que con los nuevos criterios de tercerización existen dentro de la plantilla una cantidad de empleados que no requiere de un PC. En efecto los empleados que realizan tareas operativas de campo tales como los operarios que integran las cuadrillas no requieren PCs, y por otra parte existe otro personal que comparten el equipamiento tales como los despachantes de almacén, supervisores de turno, etc, que no requieren en forma exclusiva PCs, por lo que el monto considerado para los PCs, cubre las necesidades de este tipo de equipamiento;

Que, finalmente, la empresa presenta como referencia para definir los costos del VNR Eléctrico de informática un estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile ha liderado el reciente proceso VAD. En primer lugar, no se presentan los sustentos de carácter público de los valores de referencia en dónde se demuestre que han sido aprobados por el regulador, y segundo el Osinermin considera la referencia de Tucumán dado que se considera con mayor nivel de eficiencia que la referencia de Chile;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.12 Reconsideración 12: para el cálculo del VNR No Eléctrico de Enel, Osinermin está considerando una cantidad de vehículos operativos (camionetas) errónea**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa las relaciones entre las cantidades de personal operativo y de vehículos para cada caso (Electro Dunas VAD 2022, Enel VAD 2018 y Enel VAD 2022) es decir, los ratios de personal operativo por vehículo operativo. Al respecto, indica que tanto en la Resolución VAD 2018 de Enel como en la Resolución VAD 2022 de Electro Dunas, la ratio de personal operativo por vehículo operativo es muy similar (11.2 y 11.5), mientras que para la Resolución VAD 2022 de Enel es superior (18.9). Señala que si la cantidad de vehículos operativos para la empresa modelo de Enel se determina con el ratio correspondiente a la Resolución VAD 2018 de Enel, es decir, 11.2 personas/vehículo, la cantidad de vehículos operativos (camionetas) resulta ser 56;

#### **Análisis de Osinermin**

Que, el ratio calculado por Enel de vehículos operativos por empleado es incorrecto, dado que no se considera la cantidad total de vehículos puestos a disposición del personal operativo;

Que, en efecto en el numerador se consideran la totalidad de los empleados operativos de la empresa, y en el denominador solo una parte de los vehículos operativos;

Que, se debe considerar que el ratio de asignación de empleados por vehículos cuando se calcula con un enfoque eficiente debe considerar la totalidad de los vehículos operativos para maximizar la eficiencia en la asignación del parque.

Que, en el numeral 3.12 del Informe Técnico N° 664-2022-GRT se muestra el cálculo de ratio de eficiencia de ENEL;

Que, el cálculo realizado por ENEL es sesgado dado que no considera ni en 2018 ni en 2022 la cantidad total de vehículos operativos;

Que, el ratio calculado correctamente en el numeral 3.12 del Informe Técnico N° 664-2022-GRT, calculado por Osinermin;

Que, se tiene así un ratio similar al reconocido en la regulación anterior, con el incremento natural considerando las propias economías de escala que se recogen al incorporar mayor cantidad de personal operativo a la plantilla de la empresa modelo;

Que, de esta manera con la tabla anterior se comprueba que la cantidad de vehículos asignados es eficiente y consistente con la regulación anterior;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.13 Reconsideración 13: inadecuado uso de ajuste de caída de tensión con taps en el diseño de la red de BT de la empresa modelo**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que, en el diseño de la red BT de la empresa modelo, para las densidades MBD y MBD-CS, de los sectores típicos 1 y 2, la alternativa seleccionada como óptima no cumple con la tolerancia máxima de caída de

<sup>1</sup> <https://www.edetsa.com/info/pwa/institucional/costos-del-servicio>

tensión para el diseño de redes BT que es igual al 5%. Menciona que como principio elemental de la planificación, se debe establecer el dimensionamiento de las redes, en cuanto a la cantidad y características de las mismas, para que se adapten a la demanda, es decir, atiendan a la misma con eficiencia técnica, esto es, cumpliendo con los niveles de calidad de servicio y de suministro establecido en las normas correspondientes, sin el uso de recursos como condensadores o reguladores de tensión y sin el uso de los taps de transformadores, es decir, con las tensiones de operación nominales;

Que, señala la impugnante que esto implica un sub-dimensionamiento de la red BT al restringir el uso de conductores de mayor sección que permitan resolver los problemas de caída de tensión desde su diseño. Que el uso de tap debe estar reservado para cuando operen o estén en servicio los transformadores de distribución y no para el diseño de una red ideal pues esta debe diseñarse sin problemas de caída de tensión.

Por lo tanto, solicita no incluir la variable "Taps" en la fórmula para el cálculo del % de caída de tensión;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, la empresa menciona que las alternativas seleccionadas como óptimas, MBD y MBD con contaminación para el ST1 y ST2, no cumplen con la tolerancia máxima de caída de tensión para el diseño de redes BT que es igual al 5%. En este sentido, solicita no incluir la variable "Taps" en la fórmula para el cálculo del % de caída de tensión, considerando que no es un criterio de modelamiento y diseño de la red BT ideal;

Que, el uso de recurso disponible sobre las instalaciones de red como taps o compensación capacitiva permite mitigar y alcanzar el cumplimiento de los criterios de calidad o límites de capacidad. Por lo que el uso de los taps se admite para determinar las capacidades de las instalaciones tanto en la operación y la planificación de la red. Por el contrario, no considerar el recurso de las instalaciones conllevaría sobredimensionar las instalaciones de red, cuando ya se cuenta con ese recurso para mitigar condiciones inaceptables de calidad de suministro;

Que, adicionalmente, el transformador cuenta con recurso adicional para la operación, propio del diseño, ya que la tensión de vacío es 5% por arriba de la tensión nominal (aproximadamente 231 V);

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.14 Reconsideración 14: ausentismo y suplemento de descanso para terceros**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que la utilización del ausentismo y suplemento de descanso en el cálculo del tiempo disponible es metodológica y deriva de la aplicación de un tiempo neto de intervención. Indica que ambos conceptos deben ser incluidos para determinar correctamente la cantidad de operarios que es necesario contratar para realizar cada una de las actividades y reseña la metodología empleada en la determinación de la mano de obra requerida concluyendo que al contratista se le remunera las horas efectivamente trabajadas, pero en el costo de la hora el contratista debe considerar todo el tiempo que remuneró al empleado independientemente de las horas netas en que trabajó y esto incluye el ausentismo y el tiempo suplementario por fatiga y necesidades básicas personales e hidratación. Finalmente, señala que no considerar el ausentismo y suplemento de descanso para terceros vulnera el artículo 7 de la Ley 29245, Ley que regula los servicios de tercerización y tiene un efecto discriminatorio del derecho del trabajador contratista;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, en primer término, en la observación hay una confusión de conceptos, por un lado, se solicita se incorpore el ausentismo y suplementos de descanso y por el otro el tiempo para recibir instrucciones, preparar las herramientas, retirar los repuestos del almacén, poner en condiciones los vehículos;

Que, son dos conceptos diferentes que deben ser tratados separadamente;

Que, el ausentismo y el tiempo de descanso para el personal tercerizado como se explicó en el proyecto de VAD, está incluido en los costos del contratista, dado que es personal tercerizado y es el propio contratista que se debe hacer cargo como parte de sus costos operativos. Por otra parte, este mismo criterio se utiliza para calcular el costo de mano de obra en el VNR, y es un criterio que ya fuera definido, discutido y aprobado en regulaciones anteriores;

Que, el tiempo de preparación de herramientas, retiro de repuestos, alistamiento de vehículos está incluido en los estándares eficientes de ejecución de tareas, que incluye los tiempos señalados. Este criterio también ya fue definido, discutido y aprobado en regulaciones anteriores;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.15 Reconsideración 15: actualización de metrado redes BT en costos de O&M**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que los costos de operación y mantenimiento resultantes de la empresa modelo deben responder a las instalaciones de la empresa modelo adaptada a la demanda. Al respecto, cita el numeral 6.1.8 de los Términos de Referencia del VAD e indica que las instalaciones que debe considerar el modelo utilizado para el cálculo de costos de operación y mantenimiento corresponden a las instalaciones adaptadas a la demanda que surgen del proceso de

optimización. En ese sentido, solicita que el metrado de las instalaciones del modelo utilizado para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento sean actualizadas en caso se modifiquen los resultados de la optimización de instalaciones solicitadas en la red de baja tensión (de acuerdo con lo señalado en el primer extremo de su petitorio);

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, no se trata de una observación sino de una recomendación;

Que, no aplica este petitorio dado que el modelo para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento están vinculado al modelo que entrega los metrados optimizados;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.16 Reconsideración 16: revisión nocturna de AP**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que en el modelo utilizado para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento se ha eliminado la actividad "Revisión Nocturna" y no ha sido considerada para la zona urbana ni rural. Asimismo, señala que el procedimiento aprobado por Resolución N° 078-2007-OS/CD es mandatorio respecto a las obligaciones del Osinergmin en cuanto a las inspecciones de fiscalización, pero no es vinculante a la forma en como la empresa logre el cumplimiento de la norma de calidad de Alumbrado Público (en adelante "AP") con su plan de mantenimiento. Reitera que las revisiones nocturnas son necesarias para detectar deficiencias en AP y no realizarlas supone incumplir la normativa vigente, como son las exigencias del procedimiento de fiscalización antes mencionado, el cual establece un estándar de 1.5% de lámparas apagadas;

Que, Enel considera que las revisiones nocturnas de AP no se pueden realizar en paralelo con la inspección ocular de redes BT diurna, debido a que en las revisiones nocturnas de AP se tiene la ventaja de que las luminarias están encendidas y por ello no se requiere recurso para el accionamiento del encendido. Adicionalmente, debería tenerse en cuenta las pérdidas de energía que se generan al encenderse y tener operando el AP. Agrega que la detección eficiente de las deficiencias de alumbrado público es mejor hacerlas en la noche, en el día estas podrían pasar desapercibidas. Agrega que las deficiencias DT1, requieren de un tiempo prolongado para verificar que no presentan falla y/o para validar que estén apagadas o intermitentes;

Que, respecto a unir las actividades de inspecciones ocular de las redes de baja tensión con las inspecciones nocturna de AP, comenta que las inspecciones de las redes de baja tensión se proyectan a ejecutar a lo largo del año, pero el parque de AP se requiere sea inspeccionado en mucho menor tiempo, debe realizarse entre 02 a 03 meses al inicio del 1er semestre y del 2do semestre, considerando las 2 fiscalizaciones de operatividad del AP. Por lo que, solicita que considere la actividad de revisión nocturna de AP con una frecuencia de al menos 01 vez por año, la mitad de la frecuencia requerida en el informe final definitivo de costos VAD;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, en primer término, no se entiende porque la empresa que originalmente solicitaba dos inspecciones nocturnas por año ahora justifica que con solo una inspección sería suficiente;

Que, el procedimiento Osinergmin N° 078-2007-OS/CD indica: "El procedimiento tiene como objetivo definir y clasificar las deficiencias que afectan la operatividad de las unidades de alumbrado público, así como fijar los plazos máximos para que el concesionario subsane las mismas. Asimismo, el procedimiento establecerá las pautas que deben seguir tanto el Osinergmin como los concesionarios para realizar la supervisión de la operatividad de las unidades de alumbrado público";

Que, respecto a la supervisión de la operatividad específicamente el procedimiento establece: "Se efectuarán dos supervisiones en cada año, uno a realizarse dentro del período enero- junio y el otro dentro del período julio- diciembre, a las empresas con parque instalado de alumbrado público mayor o igual a 5000 UAP a fines del año anterior";

Que, como se observa el procedimiento indica las obligaciones del Osinergmin en materia de fiscalización, pero no la frecuencia de inspección y otras tareas de mantenimiento preventivo y correctivo cuya definición, planificación y responsabilidad por los resultados quedan a cargo de la distribuidora;

Que, lo anterior es consistente con una regulación por incentivo que define las señales económicas y establece un control por resultados de la gestión operativa. Así en la fijación tarifaria el Osinergmin define las señales económicas de eficiencia para cumplir con los indicadores de resultados de calidad que fija la regulación. quedando a carga de la distribuidora definir la forma de lograrlos como una opción de gestión empresarial;

Que, las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo y costos eficientes asociados en la empresa modelo son desde el punto de vista regulatorio suficientes para el logro de los objetivos regulatorios. En efecto las tareas, son las mismas que fueron reconocidas y aprobadas en la regulación anterior, en el que también estaba vigente el procedimiento 078; cabe destacar que como parte de las tareas que conforman el plan de mantenimiento, también se consideran inspecciones nocturnas que justamente se realizan durante la noche para la medición de los niveles de iluminación;

Que, otras de las obligaciones del concesionario que indica el procedimiento 078 es: "6.2.1 El concesionario entregará a Osinergmin, el quinto día hábil posterior a la finalización de cada semestre, la base de datos de su parque de alumbrado público de acuerdo al formato del Anexo 1 Tabla BDAPSED, correspondiendo a las zonas urbanas las UAP existentes;

y para las zonas urbano rurales, rurales y SER las UAP son las que corresponden a los puntos de iluminación (PI) que determina la Resolución Ministerial N° 013-2003-EM-DM (en lo que respecta a zonas urbano rurales y rurales) y la Resolución Directoral N° 017-2003-EM-DGE, o las normas que las sustituyan, debiendo para este caso, consignar en el campo Código de Ubicación Geográfica de la Tabla BDAPSED, los códigos de las localidades a la cual correspondan.";

Que, sobre la base del plan de mantenimiento preventivo considerado en los costos eficientes y los sistemas informáticos de gestión de la empresa modelo estaría en condiciones de cumplir con la entrega de la información en la forma y plazos requeridos. De manera que los costos operativos eficiente de mano de obra, materiales, equipos y sistemas informáticos se consideran suficiente para cumplir con las obligaciones normativas de la empresa modelo;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.17 Reconsideración 17: distancias y tiempo de desplazamiento para actividades, velocidad de traslado Urbano y Rural y tiempos de preparación y vuelta de las actividades**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que en el modelo utilizado para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento se ha modificado el traslado por intervención de todas las actividades. Indica que identifica algunas inconsistencias que presenta el cálculo, las cuales describe en los siguientes temas: a) distancias y tiempos de desplazamiento para actividades, b) velocidad de traslado urbano y rural y c) tiempos de preparación y vuelta de las actividades;

Que, sobre las distancias y tiempos de desplazamiento para actividades, Enel considera que no es válida la justificación planteada por Osinergmin y las velocidades que deberían utilizarse para el modelo de costos de operación y mantenimiento deberían ser 20 km/h para zonas urbanas y 40 km/h para rurales, sustenta su opinión en la clasificación de actividades y Factor de restricción (Fr) y velocidad de desplazamiento;

Que, sobre la velocidad de traslado urbano y rural, Enel señala que el tráfico vehicular se ha incrementado en los últimos cuatro años. Consecuentemente, las velocidades promedio de desplazamiento se han reducido, por lo que al menos deberían respetarse las mismas velocidades utilizadas en el estudio VAD aprobado en el año 2018. Al respecto, presenta estudios y análisis propios de la empresa y tres artículos que explican la problemática del tráfico en Lima;

Que, sobre los tiempos de preparación y vuelta de las actividades, Enel observa que el cálculo de traslado por intervención no contempla el tiempo de preparación de salida y devolución al regreso, en el que incurren las cuadrillas de trabajo. Considera que bajo ningún concepto la inclusión de tiempos adicionales de preparación a la salida y regreso implicaría una duplicación de costos. Agrega que los tiempos de preparación de la cuadrilla y equipos para la salida, así como los tiempos de devolución al regreso no se encuentra incluidos en los tiempos estándares de ejecución de las tareas. Enel indica que los tiempos contemplados en la base de intervenciones considera sólo los tiempos netos de ejecución de las tareas. Por lo indicado, solicita se considere en su cálculo los tiempos de preparación propuestos en el informe final definitivo presentado por Enel;

Que, para las actividades de operación, solicita considerar el mismo tratamiento aplicado para las actividades de mantenimiento correctivo (no programables). Modificar las velocidades de desplazamiento de las cuadrillas encargadas de la operación y mantenimiento a los valores propuestos por la empresa que resultan de estudios debidamente sustentados y presentan valores de 20 km/h para zonas urbanas y 40 km/h para zonas rurales e Incluir los tiempos de preparación y vuelta de las actividades propuestos en el informe final definitivo presentado;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, las actividades operativas para trabajos de mantenimiento programados pueden ser planificadas en una gestión eficiente. Las mismas deberían ser la mayoría de las actividades en una empresa eficiente que privilegia el mantenimiento preventivo sobre el correctivo. Por lo anterior es incorrecto el sustento de la empresa que entiende que la mayoría de las actividades deberían estar vinculadas a acciones correctivas por falla;

Que, el factor de restricción contempla dos aspectos el recorrido no lineal y las dificultades del tráfico. Respecto del recorrido no lineal no es comparable al factor que se utiliza para el manzanado de BT en primer lugar porque al tratarse mayoritariamente de trabajos programados (mantenimiento preventivo) es posible optimizar el recorrido para minimizar los recorridos lo cual redundaría en un factor de restricción por recorrido menor. Luego el factor de 1.2 es suficiente para considerar el recorrido no lineal y las dificultades del tráfico. Respecto de MT el factor es menor dado que en general involucra mayores distancias de desplazamiento;

Que, el tiempo de preparación de salida (asignación de la orden de trabajo (OT), revisión del vehículo, recepción y carga de materiales, charla de seguridad y capacitación) y devolución al regreso (limpieza del vehículo, devolución de herramientas, y cierre de la OT) no es un tiempo que deba adicionarse sino está considerado en el tiempo de ejecución de la tarea ya sustentado en observación anterior;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.18 Reconsideración 18: error material en el costo de las luminarias LED considerado en el O&M de Alumbrado Público**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que para efecto de la valorización de las actividades repU-03 (aéreo y subterráneo), repR-03 denominadas "Sustitución de Luminaria", Osinergmin ha considerado erradamente solo una fracción del valor

promedio de las Luminarias LED. Al respecto, indica que en los archivos de cálculo de sustento de la Resolución de fijación del VAD de Enel, el costo del material para las actividades "Sustitución de Luminaria" corresponde a solo una fracción del valor de la luminaria LED promedio. En ese sentido, señala que el costo que se debería considerar es el costo promedio de una luminaria LED, el mismo que en promedio sería de USD 146,92;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución, habiéndose verificado que lo alegado por la empresa no refiere en esencia a un error material, pero sí corresponde el análisis sobre el fondo de lo solicitado por tratarse de impugnación efectuada dentro del plazo legal;

Que, no existe un error en los costos unitarios considerados, dado que los mismos son los reconocidos en el SICODI;

Que, sin embargo, se consideró para el reemplazo solo el costo de la luminaria sin incluir el resto de los componentes, siendo el promedio de 100,7 USD;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, en el sentido de incluir el costo total de la luminaria acorde a los costos de SICODI. Resulta infundado incluir los costos presentados por la empresa ya que no son los aprobados por SICODI;

### **3.19 Reconsideración 19: valor inadecuado en la frecuencia de las actividades de sustitución de luminaria**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que para efecto de la valorización de las actividades repU-03 (aéreo y subterráneo), repR-03 denominadas "Sustitución de Luminaria", Osinergmin ha considerado para Enel un total de 3,36 intervenciones por año por cada 1000 luminarias, lo que significa una frecuencia anual de 0,00336. Enel considera dicha frecuencia muy baja, teniendo en cuenta que los costos directos unitarios de operación y mantenimiento (O&M) de alumbrado público obtenidos para Luz del Sur es mayor que los obtenidos para Enel en estos mismos rubros de actividades. Al respecto, de acuerdo con la información anterior, Enel determinó que los costos directos unitarios correspondientes al O&M de alumbrado público son de \$ 7,36 US\$/Luminaria para Enel y 11,77 US\$/Luminaria para Luz del Sur. Además, observa que el costo directo para O&M de alumbrado público considerado para Luz del Sur es US\$ 685 796,94 mayor que el considerado para Enel en el mismo rubro a pesar de que Enel cuenta con más de 31% de luminarias respecto a las que tiene Luz del Sur y Enel cuenta con más de 24% de redes eléctricas de alumbrado público respecto a las que tiene Luz del Sur. Finalmente, señala que ambas empresas se ubican en zonas geográficas similares, con las mismas características de operación, por ende, esta similitud debería servir como estándar para la comparación entre los costos directos de ambas organizaciones al margen de los modelos que se usen para la optimización de los costos de O&M;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar el costo total de luminaria LED promedio en su conjunto (lámpara + luminaria + cubierta) mismo material que se usa para la actividad de Sustitución de Luminaria y, a su vez, se solicita aumentar la cantidad de Intervenciones de esta actividad a 17,6 Intervenciones / año por cada 1000 luminarias LED, a fin de tener costos directos unitarios equivalentes entre Enel y Luz del Sur;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, si bien el costo de la sustitución de luminarias se encuentra remunerado por la anualidad del VNR Eléctrico considerando que en Perú existe una vida útil única (30 años), existe una parte de las luminarias que deben ser sustituidas antes del final de su vida útil;

Que, en efecto, considerando una vida útil de la luminaria de 100 000 hs, y tiempo de operación de 4,380 hs/año, se tiene una vida útil de 22 años. De esta manera habría que sustituir por fin de vida útil 44 luminarias por cada 1000 ( $43,8 = (1/22) * 1000$ ). Como es señalado la sustitución por fin de vida útil se encuentra remunerada por la anualidad del VNR Eléctrico;

Que, considerando que el transcurso de los 22 años, se tiene una sustitución por falla anticipada antes del fin de su vida útil del 30%, resulta una frecuencia sustitución por mantenimiento de aproximadamente 13 luminarias por año;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, en el sentido de modificar la frecuencia de sustitución de la luminaria, y por lo señalado se modifica de 3,36 a 13 luminarias por año cada 1000 luminarias. Resulta infundado modificar la frecuencia de sustitución de la luminaria según la frecuencia señalada por la empresa. Adicionalmente se considera fundado en parte incluir el costo total de la luminaria en las tareas de reemplazo de luminarias sobre la base de costos SICODI;

### **3.20 Reconsideración 20: no consideración de gastos generales para el cumplimiento del Procedimiento 078**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, de conformidad con el principio de legalidad, establecido en el artículo IV.1.1 del Título Preliminar del TUO de la LPAG según el cual, las autoridades administrativas deben actuar conforme a la Constitución, a la ley y al Derecho, se entiende que la fijación del VAD debe reconocer criterios exigidos en las normas del sector de carácter obligatorio,

como lo son, entre otros, el “Procedimiento de supervisión de la operatividad del Servicio de Alumbrado Público”, aprobado por resolución 078-2007-OS/CD y el “Procedimiento para la Fiscalización Específica de la Operatividad y Seguridad de las Instalaciones de Distribución Eléctrica”, aprobado por Resolución 014-2022-OS-CD;

Que, la recurrente señala que se debe incluir los costos asociados a inspecciones por fiscalizaciones según Procedimiento aprobado por Resolución 078-2007-OS/CD, correspondientes al Alumbrado Público, necesarios para asegurar la calidad del servicio y que además se debería aplicar una tasa inflacionaria a lo aprobado en el 2018. Indica que estos valores estaban incluidos en los ahorros que producía la telegestión, sin embargo, al no haber sido aprobado, se debe incluir el monto de 2 646 840,00 soles como parte de las actividades, a fin de cumplir con este procedimiento;

Que, agrega que, por otro lado, se han aprobado fiscalizaciones específicas a partir del presente año, las que se sustentan con la resolución Osinergmin 014-2022-OS-CD, por ende, basado en las inspecciones actuales realizadas a alumbrado público se proyecta gastos generales adicionales por un monto de 648 000.00 soles;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a los gastos generales asociados a inspecciones por fiscalizaciones según PR 078, correspondientes al Alumbrado Público nos remitimos al análisis efectuado en el numeral 3.16 de la presente resolución referido a la revisión nocturna del alumbrado público;

Que, el plan de mantenimiento preventivo, correctivo, e inspecciones nocturnas para la medición de la calidad de servicio incluidos en los costos de la empresa modelo eficiente no consideran la utilización de esta tecnología, y los ahorros que la misma produce y por tal motivo no corresponde la inclusión de los costos de telegestión;

Que, respecto al alcance de la resolución Osinergmin 014-2022-OS-CD, esta norma en forma similar al PR 078 establece las acciones de fiscalización a cargo del Osinergmin, en este caso de tipo específico en caso de fallas identificadas en el sistema de iluminación de AP y denuncias de los usuarios que afecten su seguridad;

Que, la empresa modelo contempla los costos eficientes de un plan de mantenimiento integral de AP, complementado con los costos asociados a la medición de los niveles de iluminación, y los sistemas informáticos de gestión de la distribuidora que le permiten cumplir con los requerimientos de entrega de información, calidad de servicio y producto, y la normativa de seguridad exigido por la regulación de manera que no deberían existir deficiencias que afecten la seguridad del ciudadano.

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.21 Reconsideración 21: inventario – inspección redes MT y subestaciones**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que no es posible ejecutar actividades en simultáneo como propone Osinergmin, por lo siguiente: 1) Osinergmin señala que las actividades de revisión termográfica requieren de experiencia y formación, por lo tanto, se deben realizar con personal propio, 2) Osinergmin señala que la actividad inventario – inspección redes MT y subestaciones según modelo debe realizarse por personal contratista y 3) Enel presenta la descripción de la inspección línea aérea MT conductor desnudo y la inspección de subestaciones, 4) Cantidad de actividades reconocidas y 5) exigencias legales y regulatorias como son Ley N° 29245; el Decreto Supremo N° 001-2022-TR, que modifica el Decreto Supremo N° 006-2008-TR, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 29245 y del Decreto Legislativo N° 1038, que regulan los servicios de tercerización y; la Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 228-2009- OS/CD, “Procedimiento para la Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”;

Que, solicita que las actividades de inspección y termovisión deben ser realizadas por personal tercerizado y personal propio especializado respectivamente. Agrega que las actividades de inspección y termovisión, por temas legales, no pueden ser realizadas conjuntamente, en caso contrario estaríamos incumpliendo la normativa legal con respecto a la intermediación laboral. De lo indicado, Enel menciona que se debe considerar la actividad de Inventario – inspección redes MT y subestaciones 01 vez al año para cumplir con los planes de mantenimiento y las exigencias legales y regulatorias;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, es incorrecta la observación de la empresa en el sentido de que las actividades de termografía e inventario e inspección se han unido;

Que, el modelamiento no considera actividades mixtas, o son actividades tercerizadas o son actividades realizadas por personal propio;

Que, en efecto se han considerado ambas tareas con diferentes tipos de cuadrillas, cada una con sus vehículos, y para cada una de ellas se ha considerado el tiempo de desplazamiento desde el centro operativo regional hasta el lugar de la faena en forma independiente. De manera que no se está incumpliendo ninguna norma legal, dado que se trata de faenas realizadas en forma independiente por cada cuadrilla cada una con sus objetivos específicos;

Que, sin perjuicio de lo anterior los reportes que surgen del trabajo independiente de inspección de cada cuadrilla pueden ser utilizados en forma complementaria para definir el estado y condición de las instalaciones a los efectos

de incluir las acciones correctivas y de mejora para la confiabilidad operativa del equipamiento. Lo anterior es lógico dado que los reportes que se originan en las faenas de las cuadrillas sean propias o tercerizadas se aprovechan integralmente y con una visión de conjunto para optimizar los procesos de relevamiento de información;

Que, respecto a la frecuencia para los trabajos de inspección e inventario se ha considerado la presentada la por la empresa en su informe definitivo que es menor que la presentada en la regulación anterior. Lo anterior, resulta razonable que para la misma tarea se considere la menor frecuencia entre la reconocida en la regulación anterior y la propia declarada por la empresa dado supone una mejora en la gestión de los activos cuyo beneficio debe trasladarse al usuario;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.22 Reconsideración 22: monto insuficiente asignado en los ítems de “Telefonía y transmisión de datos” y “Comunicaciones móviles” dentro de la sección de Gastos Generales

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel indica que Osinergmin ha asignado a Telefonía y transmisión de datos y Comunicaciones móviles un monto de US\$ 232 mil, siendo este valor tan solo el 21% de los costos reales en los que incurre Enel. Agrega que el regulador no ha tomado en consideración ni ha analizado la razonabilidad del monto propuesto en comparación con la planilla real de los costos en los que se incurre. Al respecto, propone como comparación lo determinado en el “Informe Final Definitivo VAD para el Área Típica ATD1” publicado por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE), que atribuye a la operación y mantenimiento un 22% de la inversión en TI, dentro de ellas la de comunicaciones (USD 1,1 millones). Indica que dicho monto se encuentra en línea con el propuesto por Enel, lo que considera ratifica la racionalidad de su propuesta. Por ello, solicita reconsiderar el monto asignado y reconocer el monto de US\$ 870 mil para la operación y mantenimiento de las comunicaciones;

#### Análisis de Osinergmin

Que, el sustento del ratio que la empresa solicita aplicar sobre el VNR No Eléctrico no se encuentra sustentado, en primer término, porque no se presenta el soporte y segundo porque no es posible realizar extrapolaciones sin las consideraciones pertinentes;

Que, por otra parte, si bien los gastos reales son un punto de partida para la determinación de los costos de la empresa modelo, no necesariamente deben trasladarse al VAD;

Que, para determinar esta partida de costos, el Osinergmin utilizó un ratio de costos eficientes que fuera aprobado en la regulación anterior para la propia Enel, aplicado al crecimiento del mercado;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.23 Reconsideración 23: monto insuficiente asignado al ítem “Licencias de Aplicaciones críticas y otros servicios de informática” dentro de la sección de Gastos Generales

#### Argumentos de la Empresa

Enel considera que si bien el ratio de 19,3% resulta razonable, el valor del VNR de TI resulta insuficiente, afectando no solamente el valor reconocido por los activos sino también el O&M asociado a este fin. En ese sentido, considera que se debe tener en consideración los valores propuestos por Enel.

Por lo indicado, Enel solicita reconsiderar el monto asignado y reconocer el monto de US\$ 6,19 millones para la operación y mantenimiento de equipos de cómputo y aplicaciones, valor planteado en el informe de Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2022-2026 de Enel.

#### Análisis de Osinergmin

Que, como analizado en la observación 11, el monto de las inversiones reconocidos por Osinergmin para los activos asociados a sistemas y telecomunicaciones calculados por el consultor es correcto;

Que, por tal motivo no corresponde asignar el ratio de eficiencia del 19.3% al VNR No Eléctrico presentado por la empresa;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado.

### 3.24 Reconsideración 24: inclusión de la participación de los trabajadores en las utilidades (PTU)

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel señala que no considerar la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa (en adelante “PTU”) como un costo en el VAD contraviene los principios de legalidad y confianza legítima y genera una expropiación regulatoria. Cita los artículos 64 y 65 del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”) y el artículo 29 de la Constitución Política del Perú y hace referencia al Decreto Legislativo 892 que regula el derecho de los trabajadores a participar en las utilidades de las empresas que desarrollan actividades generadoras de rentas de tercera categoría;



Que, la PTU no es una distribución de utilidades o resultado del negocio a los trabajadores sino un pago obligatorio que deben hacer las empresas a los trabajadores por mandato legal, sino que es un costo o gasto laboral de la empresa pues constituye una remuneración de los trabajadores y que cumple con las características de tal descritas en el artículo 6 del Decreto Legislativo 728, Ley de Productividad y Competitividad Laboral. Indican que el hecho que la PTU se determine en función de la remuneración del trabajador o de los resultados de la empresa y de cómo se paga el beneficio no debería ser el criterio utilizado para determinar si un costo debe o no ser reconocido dentro de un proceso de regulación tarifaria basado en una empresa modelo eficiente, sino que lo que se debe considerar es si la empresa modelo se vería en la necesidad de enfrentar el pago de dichos conceptos;

Que, cita el artículo 150 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM (en adelante "RLCE") y considera que al ser un beneficio social que se paga como contraprestación al trabajador tiene vinculación directa con la prestación del servicio. Menciona que conforme al artículo 64 de la LCE, el VAD comprende, entre otros componentes, los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución. Cita los artículos 65 y 76 de la LCE. Indica que la Tasa de Actualización sirve para establecer el factor promedio de recuperación del capital, considerando una vida útil de 30 años de los activos y que el artículo 71 de la LCE establece que, si la Tasa Interna de retorno calculada por Osinergmin no difiere en más de 4 puntos porcentuales hacia arriba o hacia abajo, de la Tasa de Actualización, el VAD será definitivo. Indica que la Tasa de Actualización sirve como parámetro para remunerar el capital invertido y a su entender nada tiene que ver con el pago de PTU. Finalmente, señala que la exclusión de la PTU es una expropiación regulatoria que afecta su derecho de propiedad previsto en el artículo 71 de la Constitución Política del Perú y que la determinación que tome Osinergmin sobre la PTU puede causar un grave perjuicio a la empresa por lo que se reserva el derecho de recurrir a vías internacionales para hacer valer sus derechos;

### **Análisis de Osinergmin**

Que, Enel presenta argumentos similares a los expuestos en los comentarios y sugerencias sobre la prepublicación de la fijación del VAD 2022-2026 en materia de PTU y los que arguyó en la fijación del VAD 2018-2022. Sobre el particular, cabe reiterar que, no hay norma de la actividad eléctrica en la que se haya dispuesto expresamente el tratamiento tarifario de la PTU, y más allá de sus efectos laborables, contables o tributarios, lo que corresponde analizar es exclusivamente si la PTU tiene efectos regulatorios que deban ser calculados en el VAD, por cuanto lo que se va a afectar es el derecho de los usuarios del servicio público de electricidad a pagar el costo eficiente del servicio recibido y el derecho del concesionario a ser remunerado en la tarifa conforme a lo dispuesto en la legislación eléctrica (según normas establecidas en el Título V de la LCE y su Reglamento);

Que, según lo previsto en el Artículo 64 de la LCE, incluido en el Título V de dicha Ley, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecidos en las normas técnicas de calidad y considera los componentes los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares de distribución de potencia y energía y; los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. El referido Artículo 64, no considera como componente del VAD a la PTU, ni a ningún otro costo o gasto que no esté asociado a la distribución eléctrica. Osinergmin ha utilizado criterios de empresa modelo eficiente para determinar los costos a incluir en el VAD y solo se puede incluir aquellos que la ley autoriza, toda vez que, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 8 de la LCE, se establece un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, "reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V" de la misma ley;

Que, tanto para efectos de fijación de los componentes del VAD (artículo 64 de la LCE) como para el cálculo de la TIR (artículo 70 de la LCE), complementados con el Artículo 150 del RLCE, deben tomarse en cuenta los costos de operación y mantenimiento "asociados" o "exclusivamente" propios del sistema de distribución; es decir aquello necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica hasta el punto de empalme de su acometida. El reparto de utilidades a los trabajadores no es un costo necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica, al extremo que ni siquiera se sabe de antemano si se generarán o no dichas utilidades; cosa que no ocurre con la Compensación por Tiempo de Servicios (CTS), vacaciones y beneficios similares en los que la empresa necesariamente debe incurrir para realizar su actividad eléctrica, al margen de si el resultado del negocio eléctrico le vaya a generar ganancias o pérdidas. En el mismo sentido, para el cálculo de la TIR, el artículo 150 del RLCE no es abierto para el reconocimiento de cualquier tipo de "costo de gastos de personal, incluyendo beneficios sociales", sino que delimita dichos costos, según el último párrafo de la propia norma, a que guarden relación de causalidad directa con la prestación del servicio de distribución;

Que, desde el año 2013 diversas empresas han interpuesto demandas judiciales sobre el tema PTU, en la mayoría de las cuales Osinergmin viene obteniendo pronunciamientos favorables, tal como ha sido últimamente el caso de la sentencia de casación de fondo notificada a Osinergmin el 02 de noviembre del 2021, en el proceso iniciado por Edecañete (hoy Luz del Sur), impugnando las Resoluciones 258-2013-OS/CD y 203-2013-OS/CD, en que la Corte Suprema concluyó en la legalidad del criterio de Osinergmin en el sentido que la PTU no guarda causalidad directa con la prestación del servicio sino que está en función a los resultados de la gestión económica y financiera de la empresa. Lo que evidencia que no solamente no se ha vulnerado la confianza legítima o seguridad jurídica ni el debido procedimiento, sino que las empresas concesionarias, conocen los fundamentos que sustentan el criterio que se sigue desde regulaciones anteriores;

Que, desde el punto de vista técnico, económico y regulatorio, los argumentos expuestos en el recurso de Enel son refutados también con lo expuesto por Osinergmin en el año 2018 en los Informes 047-2018-GPAE y 053-2018-GPAE, dado que los argumentos específicos de la empresa son similares a los que señaló en aquella oportunidad, siendo pertinente citar, en adición a lo ya citado, los referentes a las obligaciones de Enel (análisis en numerales 37 y 38 del Informe 047-2028-GPAE), relación con la prestación del servicio Enel (análisis en numerales 40 y 41 del Informe 047-2028-GPAE) y Tasa de Actualización (análisis en numerales 23, 43 y 44 del Informe 047-2028-

GPAE y numerales 41 al 43 del Informe 053-2018-GPAE que se demuestra que lo alegado por la empresa resulta infundado;

Que, en cuanto a los supuestos efectos confiscatorios o expropiación regulatoria, cabe indicar que, de la interpretación normativa expuesta en los párrafos precedentes, se concluye que no hay ningún tipo de confiscación o expropiación por no incluir la PTU en el Estudio de Costos, al ser un elemento que, desde el punto de vista jurídico, técnico y económico, no forma parte de los Costos de Operación y Mantenimiento que debe contemplar el VAD; consecuentemente no se está afectando el derecho de propiedad de la empresa. El hecho que la empresa deba cumplir con pagar la PTU a sus trabajadores no significa una confiscación sino tan solo el cumplimiento de un mandato constitucional, coherente con el modelo de economía social reconocido en el Artículo 58 de la Constitución Política del Perú, y con el Artículo 29 de la misma Constitución que reconoce el derecho de los trabajadores a participar en las utilidades de la empresa en atención a que han contribuido con su trabajo a la generación de ganancias de la empresa, por lo que tienen derecho a que se les entregue un porcentaje de ellas. Por tal razón, del texto constitucional, se aprecia que se ha establecido una obligación elevada a rango Constitucional a cargo de las empresas y no de los usuarios del servicio público de electricidad, referida a que otorguen participación de sus beneficios a sus trabajadores;

Que, por los fundamentos expuestos, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.25 Reconsideración 25. mantenimiento en caliente de subestaciones

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel solicita se considere la actividad de mantenimiento en caliente de subestaciones con una frecuencia de una (01) vez al año y una duración de la actividad de 2hrs. en cabinas seccionadoras y subestaciones tipo cámara subterránea. Indica que la importancia de esta actividad de mantenimiento es la ejecución de tareas preventivas con tensión como el aspirado de la polución de los aisladores portabarra (subestaciones seccionadoras), elementos en media tensión y baja tensión, contactos, borneras de equipos y la limpieza del local, entre otros, sin corte de energía evitando impactos económicos a los usuarios finales. Señala que esta actividad es realizada por personal calificado y cumpliendo todas las medidas de seguridad que las normas exigen para su ejecución. Al respecto, lista las actividades detalladas de los trabajos con tensión (TCT) y adjunta en su recurso un enlace de video de las actividades de mantenimiento en caliente en cabinas seccionadoras y cámaras subterráneas;

#### Análisis de Osinerghmin

Que, la empresa se limita a describir la tarea y a destacar su importancia, pero no presenta el debido sustento de si hubo algún cambio o modificación en la tecnología adaptada, diseños u contexto operacional respecto de 2018 que justifique el agregado de nuevas tareas;

Que, la tarea de mantenimiento en caliente solicitada por la empresa, es una tarea nueva adicional a las ya reconocidas en 2018 para los trabajos en la modalidad de TCT, sin embargo, el alcance del trabajo de la tarea señalada ya se encuentra incluida en la base de tareas de la regulación anterior;

Que, las tareas del plan de mantenimiento reconocido por Osinerghmin incluyen tareas con tensión y sin tensión, en las que se encuentran ya incluidas las tareas de limpieza de la polución de los aisladores portabarra (subestaciones seccionadoras), elementos en media tensión y baja tensión, contactos, borneras de equipos y la limpieza del local;

Que, el conjunto de tareas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo reconocidas en 2018, con tensión ("mantenimiento en caliente") y sin tensión, era suficiente para cumplir con las normas de calidad de servicio. Dado que no hubo un cambio en la tecnología adaptada, diseños, contexto operacional no resulta necesario agregar nuevas tareas para el logro de la confiabilidad operacional requerida;

Que, si la empresa decide realizar la tarea indicada en modalidad TCT, u otras con diferencias de lo reconocido para la empresa modelo, es una opción de la gestión de empresaria en el marco de su libertad de gestión operativa;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.26 Reconsideración 26: Tercerización

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel señala Enel que el Decreto Supremo 001-2022-TR no define qué debe entenderse por "núcleo del negocio", brindando solo criterios no taxativos para que las empresas bajo su análisis definan el núcleo de su negocio y las actividades tercerizables, lo que no garantiza que la autoridad de trabajo comparta su posición. Agregan que no están de acuerdo con lo señalado por Osinerghmin sobre que el Decreto Supremo N° 001-2022-TR no sería aplicable debido a que la fecha de sanción (23 de febrero de 2022) es posterior a la fecha del año base del estudio (diciembre de 2021), ya que estaría vigente desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano;

Que, agrega la impugnante que Osinerghmin al señalar que los lineamientos para la definición de actividades tercerizables, no son una afirmación genérica sino un enfoque integral y de conjunto de la empresa modelo eficiente para cumplir la norma vigente tercerizando las actividades operativas, atenta contra su libertad de empresa y libertad de organización en la medida que Enel tiene derecho a determinar los alcances de sus actividades y establecer cómo organizarlas, dentro del límite del Decreto Supremo 001-2022-TR y de lo que determine válidamente la autoridad;

Que, Enel indica que Osinermin señalando que “en general se considera que el personal propio desarrolla actividades estratégicas relacionadas con la planificación, la dirección, coordinación y el control empresarial, que básicamente son contempladas en el staff de la plantilla de la empresa, considerando también como actividades a desarrollar con personal propio aquellas con alta complejidad que requieren amplio conocimiento de la red del distribuidor y un nivel de capacitación y especialización específicos y que todas esas actividades se consideran como parte del núcleo del negocio, siendo el resto de actividades tercerizadas”, pretende determinar cuál debe ser el núcleo del negocio de Enel, qué actividades debe encargar a un tercero y cuales deben ejecutar con personal propio, atentándose contra la libertad de empresa y libre iniciativa privada, prevista en los artículos 58 y 59 de la Constitución, y la potestad que tiene de organizar y reorganizar su estructura empresarial;

Que, agrega la recurrente que Enel no podría realizar el control del personal de los contratistas, como lo menciona Osinermin, ya que ello desnaturalizaría la tercerización y que mucho menos podría tercerizar actividades que de acuerdo al Decreto Supremo 001-2022-TR podrían considerarse como núcleo del negocio. Agrega que no se ha motivado por qué debe ser objeto de tercerización las actividades vinculadas con los trabajos de campo relacionados a las tareas de mantenimiento de la red de distribución (MT-BT) y en el área comercial la lectura y reparto de facturas, impresión de facturas, centro de atención telefónica y la cobranza o que ello se vincule con el marco normativo de la tercerización ni que respeten el principio de eficiencia sino que por el contrario no se respetan las normas ni la potestad de Enel de definir su núcleo del negocio y las actividades que son objeto de tercerización, por ello, solicita se considere sus argumentos con la flexibilidad requerida por las circunstancias, dejando abierta la posibilidad que el valor reconocido se ajuste como consecuencias del criterio definitivo que se adopte al respecto;

### **Análisis de Osinermin**

Que, como se señalara en los análisis de comentarios sobre el proyecto de fijación del VAD, debe tenerse presente que según el modelo regulatorio reconocido por el artículo 64 de la LCE, el personal considerado para la empresa modelo por Osinermin en la regulación tarifaria, debe corresponder al necesario para que una empresa, cumpliendo con el marco legal vigente, que pesar de desarrollar una actividad con características de monopolio natural, pueda prestar eficientemente el servicio como si afrontara condiciones de competencia. Si el personal considerado en la regulación como propio o tercerizado no coincide con el que efectivamente cuenta la empresa eléctrica, ello no implica que se esté validando o desconociendo los regímenes laborales que cada empresa ha venido aplicando o pretenda aplicar con cada uno de sus trabajadores o el régimen de contratación que tenga con empresas tercerizadoras, pues la competencia para determinar la validez legal de la situación laboral de los trabajadores de la empresa concesionaria de distribución eléctrica y del régimen de contratación de las empresas tercerizadoras con las que cuentan, la tienen las autoridades administrativas de trabajo y el Poder Judicial y no un organismo regulador;

Que, en lo referente a la vigencia y aplicación del Decreto Supremo 001-2022-TR, por principio de legalidad es correcto lo indicado por la empresa en el sentido que sí resulta aplicable a la presente fijación tarifaria. Cabe precisar que, aunque se utilizó una frase inexacta en el informe de Análisis de Absolución de Observaciones que formó parte del Anexo 3 del Informe Técnico 482-2022-GRT y del Anexo 3 del Informe Técnico 572-2022-GRT, Osinermin sí ha considerado el impacto y aplicación de dicha norma tanto en la prepublicación del VAD como en la fijación del mismo;

Que, en cumplimiento del principio de legalidad y, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo IV.1.1 del TUO de la LPAG, según el cual, las autoridades administrativas deben actuar conforme a la Constitución, a la ley y al Derecho; se entiende que debe reconocerse criterios exigidos en las normas de carácter obligatorio, como lo son: la LCE y su Reglamento, el TUO de la LPAG, el Reglamento de Osinermin, el Código Nacional de Electricidad, Reglamento Nacional de Edificaciones, la Norma Técnica de Calidad y Servicios Eléctricos, La Ley N° 29245, Ley que regula los servicios de tercerización, su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 006-2008-TR, modificado por el Decreto Supremo N° 001-2022-TR y otras disposiciones generales en el ámbito de aplicación de la concesión de distribución. Teniendo en cuenta que la normativa antes descrita no puede dejar de ser aplicada en lo que corresponda o resulte aplicable a una empresa modelo, procede el reconocimiento de los costos derivados del cumplimiento de las normas vigentes, con el debido sustento y referidas al ámbito de la concesión de distribución. Cabe precisar que dicho reconocimiento puede o no coincidir con los regímenes de contratación o costos reales en que incurre la empresa pues el reconocimiento se efectúa en cumplimiento de las normas y siempre en el contexto de costos eficientes que corresponden a una empresa modelo, conforme a lo dispuesto por los artículos 8, 42, 64 y 67 de la LCE;

Que, como se advirtiera desde el inicio del proceso regulatorio de fijación del VAD, el Decreto Supremo 001-2022-TR, no es completo para poder determinar fehacientemente cuál es el núcleo del negocio de una empresa. Al respecto, por principio legal ninguna autoridad administrativa puede dejar de resolver por vacío o deficiencia de norma. Osinermin tiene la obligación de fijar una tarifa para 4 años, de la mejor manera posible con las normas vigentes al momento de la fijación. Con las peculiaridades de la actividad de distribución eléctrica y dentro del marco del mencionado Decreto Supremo, Osinermin ha establecido criterios para considerar qué actividades pueden considerarse núcleo del negocio y cuáles no, precisando además lo que se está considerando en la empresa modelo como sujeto a tercerización y lo que no, sin actuar de forma arbitraria ni apreciaciones genéricas o meramente descriptivas. En consecuencia, Osinermin considera que no se puede tercerizar, aquello que es estratégico. Utilizar la palabra “estratégico” no implica exceder el Decreto Supremo 001-2022-TR o caer en lo genérico, sino que simplemente con dicha palabra se evidencia lo que es núcleo del negocio aplicado a la actividad eléctrica y por ello Osinermin considera estratégico aquello que implica grandes decisiones, es decir actividades estratégicas en el sentido que son actividades tanto consustanciales al giro del negocio como determinantes para la empresa porque entre otros, le permite cumplir su objeto social, actividades que suelen reportarle a la empresa la mayor parte de sus ingresos, actividades consistentes en operar la red con calidad y seguridad del servicio eléctrico con personal que requiere estar bajo subordinación de la empresa principal por razones técnicas y de seguridad, dispuesto y preparado para realizar acciones inmediatas que solo podría desarrollar eficientemente personal que conozca al detalle y en el día a día la realidad técnica integral de la empresa;

Que, respecto a la referencia que efectúa Osinerghmin en cuanto a supervisión y control de la calidad del servicio prestado, se refiere a la supervisión de los resultados de la empresa tercerizadora o a la observación de la calidad del desarrollo de actividades a cargo de esta, sin que ello implique afectar la autonomía empresarial de la empresa tercerizadora ni interferir en las relaciones de esta con su personal. Se entiende que los trabajadores de la empresa tercerizadora en ningún caso están bajo la supervisión ni subordinación de la empresa de distribución eléctrica. En consecuencia, la aludida supervisión no involucra la desnaturalización de la tercerización;

Que, resultan infundados los argumentos que señalan que Osinerghmin, al hacer referencia al núcleo del negocio y determinar cuáles pueden ser objeto de tercerización, estaría atentando contra el derecho a la libertad de empresa, libertad de contratar y el derecho a la libre iniciativa privada previstos en la Constitución. Conforme al marco legal aplicable y en especial el principio de legalidad, Osinerghmin tiene la facultad y obligación de fijar las tarifas de acuerdo a las normas vigentes. Para ello las normas le exigen diseñar una empresa modelo y determinar qué costos se le reconocería a dicha empresa, quedando ésta siempre facultada a organizarse de la forma que le resulte más apropiada y conforme a las normas laborales, tributarias, civiles, etc. cuyo cumplimiento según el tema, corresponderá determinar a las autoridades de diversos ámbitos;

Que, Osinerghmin no está desconociendo ninguna norma. En cumplimiento del principio de legalidad y porque no puede dejar de resolver por vacíos o deficiencias normativas, en materia de tercerización, solo está aplicando dentro del ámbito de su competencia referido a la función reguladora (fijar tarifas), lo que hasta el momento se tiene como disposiciones vigentes para fijar el VAD 2022-2026, resultando inviable dejar abierta la regulación a lo que las autoridades de trabajo y las judiciales decidan en cada caso para cada empresa y para cada contrato lo que irán considerado en el futuro como núcleo de negocio. Es por ello también que, Osinerghmin dejó constancia que las políticas de tercerización y el esquema organizacional que implemente la empresa real son una opción de gestión empresarial que queda bajo exclusiva responsabilidad de la empresa frente a las autoridades competentes en el marco de cumplimiento de las normas y que el análisis de Osinerghmin solo respondía al ámbito tarifario;

Que, respecto a aspectos técnicos, la continuidad, confiabilidad y la calidad de prestación del servicio técnico y comercial, son las principales características del valor agregado que presta la empresa y por lo tanto constituyen el núcleo de su negocio. A tal punto esto es así, que cuando la empresa ofrece servicios adicionales que no forman parte del núcleo de su negocio se impone la condición que no degrade la prestación del servicio principal tales como la confiabilidad y la calidad (núcleo del negocio) que está constituida por la prestación del servicio de electricidad;

Que, en efecto la continuidad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio eléctrico es lo que identifica a la empresa frente a sus clientes, la diferencia del resto de las empresas, y es justamente la que crea el valor agregado a su mercado. En la medida que la empresa cumpla con las condiciones señaladas, sin pagar penalidades por incumplimiento en la normativa de calidad es la actividad principal que le reporta los mayores ingresos;

Que, por otro lado, los costos de empresa modelo son una señal económica en el marco del cumplimiento de la normativa vigente y para uso exclusivo para la definición del VAD. Luego la empresa real en el marco de su libertad de empresa y libertad determinará la forma real de su organización pudiendo delimitar cuáles son las actividades que estarán sujetas a tercerización, para el cumplimiento de la normativa;

Que, de ninguna manera el Osinerghmin pretende restringir la libertad de la empresa y su potestad para organizarse, por el contrario, es una opción de gestión empresarial como se ha señalado;

Que, se insiste que la determinación del VAD es en el marco de la determinación de una señal económica basada en una metodología que se ajusta al marco legal vigente;

Que, es incorrecto lo que alega la empresa ya que el control a que se refiere la empresa modelo es al control de la calidad de los trabajos del contratista que son realizados mediante su plantilla de personal y que conforman el núcleo del negocio;

Que, los trabajadores de Enel están bajo su exclusiva subordinación: en efecto todos los aspectos relacionados a la gestión de recursos humanos tales como los salarios, ausentismo, vacaciones, supervisión de los trabajos, son gestionados por la empresa tercerizadora como una empresa independiente de la empresa principal;

Que, la organización y nivel de tercerización planteado en la empresa modelo, se ajusta al marco legal vigente;

Que, los sustentos que respaldan los criterios de tercerización en el marco de la normativa vigente son los siguientes:

- El mantenimiento de la red de distribución (MT-BT): el personal de plantilla de la empresa modelo realiza la planificación y control de las actividades operativas para asegurar la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio ("Core Business"). Sobre la base de lo señalado resulta que la mayoría de las tareas operativas de campo, pueden ser tercerizadas excepto aquellas donde existe un riesgo de afectar la confiabilidad y calidad del servicio. En el modelo de costos eficientes en la hoja que corresponde a cada actividad de OyM, se encuentra indicada con una "P" la actividad que se realiza con personal propio y con una "T" la que se realiza con personal tercerizado en el marco de los criterios señalados.
- Lectura, impresión y reparto de facturas, atención telefónica y cobranzas: dado que la empresa modelo considera que la organización, planificación y control de la actividad lo realiza el personal de plantilla de la empresa, dichas actividades pueden ser tercerizadas dado que se asegura la calidad del servicio comercial ("Core Business").

Que, por lo señalado las actividades operativas indicadas se pueden delegar en terceros sin perder el “núcleo del negocio”, en la medida que la empresa modelo realice las actividades estratégicas que son la planificación, coordinación, y control de calidad de las tareas operativas delegadas en empresas contratistas.

Que, es así como en la empresa modelo se incluyó en la estructura propia, el personal para realizar las especificaciones técnicas, la coordinación y el control de los contratistas, que son el “core bussines”, para lograr los niveles de confiabilidad, continuidad y atención al usuario requeridos, y disponer de una contraparte en el personal propio para controlar adecuadamente la ejecución de esos trabajos;

Que, respecto de la eficiencia se obtiene menores costos de realización de la tarea con personal tercerizado, dado que los costos laborales del SICODI, son más bajos que los del personal de plantilla;

Que, adicionalmente, la tercerización introduce otras ventajas como como la flexibilidad operativa, la modalidad multitarea que permite adaptar el volumen de mano de obra a las necesidades de la empresa, y la adaptación de la mano de obra en el caso de picos de trabajo que implicarían mayores costos fijos en la empresa principal;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado.

### 3.27 Reconsideración 27: asignación de costos indirectos por actividad

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que en el ajuste de costos indirectos Osinergmin ha efectuado una eliminación de costos de apoyo por actividad y luego por la aplicación del manual de costos que Enel considera no correcta;

Que, Enel observa que Osinergmin ha ajustado la asignación de costos por actividad respecto a la prepublicación. Por un lado, se tuvo en cuenta la sugerencia realizada por Enel y eliminó del cálculo la actividad A15 que se correspondía a depreciaciones. Sin embargo, no aceptó la sugerencia de tener en cuenta como variable de asignación los costos indirectos indicando que es la propia asignación realizada por la empresa con fines contables cuyo criterio es desconocido. Además, modificó el criterio presentado en la prepublicación ya que, en vez de considerar como driver de asignación a los costos totales, se tuvo en cuenta como “driver de asignación” los costos directos más la supervisión directa;

Que, Enel considera que esta modificación no se considera razonable. Los costos indirectos deberían considerarse para tener en cuenta que las actividades de distribución (A4 + A5 + A6 + A7) son las que generan mayores costos indirectos dado que la distribución de energía eléctrica es la principal actividad de la empresa y es razonable que la mayor parte de tiempo del personal de apoyo este dedicado a la actividad de distribución;

Que, Enel solicita que respete el mismo criterio usado en la prepublicación y que considere para la asignación por actividad el driver de costos totales (Costo Directo + Supervisión Directa + Costos Indirectos) de la tabla A - Formato VIII-1, sin considerar para dicho cálculo las compras de energía y la depreciación;

#### Análisis de Osinergmin

Que, el argumento de la empresa es inválido, porque si bien se consideran las actividades de distribución (excluyendo energía eléctrica y depreciaciones), no corresponde incluir los costos totales en el denominador porque significaría incluir los costos “indirectos” que reflejaría la propia asignación que realiza la empresa con fines contables no relacionados con la asignación de la empresa modelo;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.28 Reconsideración 28: asignación de costos indirectos por manual

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel indica que la asignación de los costos indirectos por manual no se realizó en el proceso tarifario anterior y que los Términos de Referencia del presente proceso, aprobados por Resolución 240-2021-OS/CD (en adelante “TdR”) no indican que deba considerarse el manual para el cálculo de los costos indirectos. Agrega que, en los lineamientos de los Términos de Referencia para el cálculo de los costos indirectos de la empresa modelo se puede verificar que allí no se hace referencia a la utilización del manual;

Que, la empresa señala que el cálculo realizado incumple con los TdR ya que tergiversa las etapas del Estudio VAD, puesto que los TdR prevé que los criterios de dicho manual, establecidos a través de la Resolución Ministerial 197-94-EM/VME, deben emplearse para la presentación de los antecedentes contables de la empresa. Menciona que no es correcta la eliminación del 25% de los costos de apoyo de la empresa modelo. Considera que la aplicación del manual es solo con fines de presentación de los antecedentes contables mas no es un criterio técnico-contable a aplicarse en la empresa modelo;

Que, agrega Enel que el Informe de los Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica Fijación VAD 2022 - 2026 indica que los costos indirectos se componen por 3 costos: 1) el costo de ingeniería cubre los costos de desarrollo, supervisión y recepción del proyecto, 2) los gastos generales cubren los costos administrativos e imprevistos y 3) el interés intercalario cubre los costos financieros durante el tiempo de ejecución del proyecto. Enel aclara que los costos de ingeniería son eliminados de los costos de operación y mantenimiento determinados por la empresa modelo. Por otro lado, los gastos generales considerados para

los costos administrativos e imprevistos no se encuentran modelados en la empresa modelo y el informe de inversiones no indica que este costo se refiera a costos de apoyo de la estructura general, por lo que, considera que la eliminación del 25% de los costos de apoyo es incorrecta y solicita se retire la eliminación por asignación del manual por no tener un sustento técnico-contable;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, el argumento de la empresa es incorrecto. Al respecto, el manual indica en el punto 5.1 lo siguiente: “Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicados en un 75% al costo del servicio y el 25% restante al costo de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7,5% del monto de la inversión analizada”;

Que, el manual no se refiere a los costos indirectos específicos y no compartidos asociados a las inversiones que efectivamente no se encuentran incluidos en la empresa modelo. El manual se refiere a los costos indirectos que corresponden a la estructura de administración relacionada con los recursos que se utilizan en forma compartida tanto para la gestión operativa de la distribuidora como para la gestión de inversiones;

Que, este criterio fue utilizado, discutido y aprobado en regulaciones anteriores, por lo que también es incorrecta el argumento de la empresa;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.29 Reconsideración 29: aplicación de la interpretación del decreto DS 001**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que Osinergmin ha considerado como tercerizable la actividad correspondiente a Maniobras para reposición del servicio de las siguientes instalaciones de baja tensión: laapb, casap labtpb y casbt. Al respecto, Enel entiende que estas maniobras de operación, según lo indicado en el informe de Osinergmin, deberían considerarse una tarea a realizar con personal propio por tratarse de una tarea de operación de la guardia de red y requiere de conocimiento amplio de las instalaciones, además de capacitación y aptitud para hacer reparaciones;

Que, por lo indicado, solicita corregir el valor considerado en la resolución VAD y considerar la tarea de maniobras para reposición del servicio en baja tensión como una actividad a realizar con dotación propia;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, la afirmación de Enel relativa a tareas operativas no está explícita en el informe del Consultor en el punto referenciado porque directamente dicho punto no existe. El Consultor se refiere a “las actividades estratégicas que son la planificación, coordinación, y control de calidad de las tareas operativas delegadas en empresas contratistas”;

Que, las tareas relativas a maniobras en BT, son tareas simples que se consideran como parte de las tareas de mantenimiento de BT en el marco de lo explicitado en el numeral 1) y por lo tanto son tareas que pueden ser realizadas por cuadrillas tercerizadas. Lo lógico y por ende eficiente es que cuando el contratista de mantenimiento finaliza las tareas de BT (reparar un conductor, la acometida de la luminaria, etc) reponga el servicio. No sería eficiente enviar en caso de una tarea simple como reponer en el servicio en BT, enviar otra cuadrilla al lugar de trabajo que sea del personal propio, ya que se estaría incurriendo doblemente en el gasto de traslado, lo cual no sería lógico ni eficiente;

Que, las tareas de consignar instalaciones de BT en AP, son de muy baja ocurrencia (0,38%). Solo en casos especiales donde puede estar comprometida la seguridad de los ciudadanos se consignan esas instalaciones (cumplimiento de las 5 reglas de oro<sup>2</sup>) y en ese caso es una tarea estratégica que debe ser realizada por personal propio;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.30 Reconsideración 30: reconocimiento de incobrables de Enel Distribución Perú**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica con relación a los incobrables que, en la etapa de observaciones a la prepublicación indicó que dicho valor (0,3%) no resulta eficiente ni refleja las condiciones que enfrenta en su zona de concesión;

Que, respecto a las premisas usadas por Osinergmin para la determinación del nivel de incobrabilidad de Enel indica lo siguiente:

- a) **Valor de Sedapal:** El valor obtenido por Sedapal para el año 2018 no es un reflejo de eficiencia en la gestión sino de un valor atípico pues la revisión histórica de su información muestra que el valor obtenido en el 2018

<sup>2</sup> Cinco reglas de oro: Desconectar, Prevenir cualquier posible realimentación, Verificar la ausencia de tensión, Poner a tierra y en cortocircuito, Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

no guarda consistencia con ninguno de los valores obtenidos antes y después. Agrega que Sedapal realizó una reestructuración de sus Estados Financieros en el año 2018, lo que afectó el valor presentado;

- b) **Valor de Luz del Sur:** Aun cuando dicha empresa haya obtenido dicho valor, el mismo no es directamente extrapolable a la concesión de Lima Norte toda vez que las condiciones que enfrentan estas concesionarias, en lo que respecta a incobrabilidad, son distintas, tal como se reconoció a través del DS 018-2016-EM producto del cual se determinó la realización de estudios de costos VAD independientes para cada empresa concesionaria. Enel indica que una de las variables que puede explicar los niveles de incobrabilidad es el ingreso per cápita y, de manera indirecta, los niveles de pobreza que se pueden observar en los distintos distritos de Lima Metropolitana. De acuerdo con el “Mapa de Pobreza al 2018” elaborado por el (INEI), la mayor proporción de la población en condición de pobreza en Lima Metropolitana y el Callao se ubica en la zona de concesión de Enel, habiendo una diferencia significativa en esta variable con respecto a lo observado en la zona de concesión de Luz del Sur;

Que, solicita el reconocimiento del monto planteado por Enel como incobrable de US\$ 5,36 millones;

#### **Análisis de Osinermin**

Que, en primer término, es incorrecto el término del petitorio, ya que el valor presentado por Luz del Sur fue del 0,32% y no del 3,2% como indica en su recurso;

Que, el argumento de Enel respecto a que las condiciones socioeconómicas de la población en ambas zonas de concesión difieren de manera importante, en particular, la capacidad de pago es tipo declarativo (solo se presenta un mapa de la pobreza), y no está sustentado, dado que no se demuestra la correlación entre el nivel de pobreza y el perfil de pago de los consumidores;

Que, en efecto Enel plantea la hipótesis de que la incobrabilidad tiene relación de dependencia con la variable que representa los niveles de pobreza, pero no presenta ningún estudio de sustento que pruebe dicha hipótesis para su zona de concesión;

Que, lo indicado es relevante dado que además de los niveles de pobreza, existe otras variables relevantes, tales como la cultura de pago de los consumidores entre otras, que podrían afectar los niveles de incobrabilidad de los consumidores. En efecto, el solo hecho de la pobreza no justifica por sí solo que los consumidores de no paguen, dado que la cultura de pago podría tener un impacto relevante en la variable analizada;

Que, en conclusión, el argumento de la empresa carece de la rigurosidad técnica que permita demostrar la hipótesis planteada, y menos aún la extrapolación que la empresa pretende demostrar para justificar como eficiente mayores niveles de incobrabilidad;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.31 Reconsideración 31: afectación de las distancias mínimas de seguridad**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que el regulador viene exigiendo la subsanación de afectaciones a las Distancias Mínimas de Seguridad (en adelante “DMS”), pero se niega a reconocer el costo en el que se incurre para este fin. Indica que cuando Osinermin señala que estas construcciones no autorizadas e ilegales no pueden ser reconocidas por la empresa modelo, desconoce que las empresas incurren en costos de operación que no dependen de su accionar ni son de su responsabilidad y que deben reconocerse los costos por tratarse de un tema amparado en las condiciones de la concesión que depende de los clientes. Agrega que esta problemática no solo está reconocida por la LCE, sino que existe un caso similar reconocido en procesos tarifarios para las pérdidas no técnicas o pérdidas comerciales, cuyo origen es el hurto de energía que es también una actividad no autorizada ni por la legislación ni por las distribuidoras y que no son responsabilidad de la distribuidora;

Que, Enel menciona la recurrente que el “Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública” aprobado por Resolución 228-2009-OS/CD establece metas de subsanación de deficiencia de instalaciones a cargo de las empresas concesionarias. Indica que en los últimos años han realizado trabajos en las redes de media Tensión (MT) para evitar accidentes por edificaciones construidas cerca de las líneas eléctricas lo que ha representado importantes costos y que efectúa campañas con difusión trimestral de cartillas junto con los recibos de luz que contienen consejos de seguridad para los clientes. Señala que identificados los incumplimientos de DMS notifican a los propietarios y a las municipalidades, no obtienen respuesta de las autoridades en la mayoría de casos. Agrega que la responsabilidad de supervisar y velar por el cumplimiento de las normas de estas construcciones recae en las autoridades municipales distritales y Osiptel, pero a pesar de ello han solucionado el 95% de casos. Indica que Osinermin le ha remitido 1 325 oficios para que atiendan casos de DMS y detalla los costos en que incurrió. Concluye este extremo del petitorio solicitando que se reconozca el costo de US\$1.6 millones anuales por la subsanación de DMS (S/6,3 millones, como parte de la operación y mantenimiento);

#### **Análisis de Osinermin**

Que, Osinermin debe de desarrollar sus actuaciones en cumplimiento del principio de legalidad, establecido en el Artículo IV.1.1 del Título Preliminar del TUO de la LPAG que dispone que, las autoridades administrativas deben actuar conforme a la Constitución, a la ley y al Derecho. De conformidad con dicho principio, la fijación del VAD debe reconocer criterios exigidos en las normas de carácter obligatorio, como son: la LCE y su Reglamento, el referido TUO de la LPAG, entre otros. En ese sentido, si bien en el ejercicio de su función reguladora, Osinermin

se rige también por el principio de verdad material, en mérito a dicho principio no es posible que realice actuaciones contrarias a normas expresas;

Que, teniendo en cuenta que la normativa antes descrita no puede dejar de ser aplicada en lo que corresponda o resulte aplicable a una empresa modelo, procede el reconocimiento de los costos derivados del cumplimiento de las normas vigentes, tales como las normas indicadas, con el debido sustento de cada empresa eléctrica en su estudio de costos respectivo y referidas al ámbito de la concesión de distribución, más no procede el reconocimiento de situaciones sobre vulneraciones al marco legal por construcciones ilegales o actos de terceros, dado que no pueden recaer en todos los usuarios de la concesión los costos que derivan de ello. Corresponde a la empresa efectuar las gestiones necesarias sobre las instalaciones que no cumplen con las DMS, teniendo presente que de acuerdo con el artículo 98 de la LCE los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar por razones de cualquier orden, deben ser sufragados por quienes originan dicha necesidad;

Que, respecto a las pérdidas no técnicas o pérdidas comerciales, cuyo origen es el hurto de energía, no es exacto lo señalado por Enel respecto que es también una actividad no autorizada por la legislación. Cabe recordar que el artículo 143 del RLCE autoriza el reconocimiento de pérdidas no técnicas o comerciales en el VAD, disponiendo expresamente que las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del VAD comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales (o no técnicas) y precisando que las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas. En consecuencia, siendo que el hurto de energía forma parte de las pérdidas comerciales de una empresa concesionaria, su reconocimiento se encuentra amparado en el citado artículo 143 del RLCE;

Que, por los fundamentos expuestos, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.32 Reconsideración 32: normalización de acometidas

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel señala que continuamente realiza actividades de inspección, reparación/normalización y cambios de acometidas vulneradas por terceros y que incurre en este costo a pesar de no ser responsabilidad de la empresa distribuidora, alega los mismos argumentos expuestos sobre DMS respecto al antecedente del reconocimiento de hurto de energía. Agrega que este costo fue reconocido en el proceso tarifario VAD 2018-2022 y que es un precedente inequívoco. Enel indica que debido a la autoconstrucción de viviendas de los usuarios se presenta un alto volumen de conexiones que se ven adulteradas por los mismos clientes (mayormente BT5B), dejando sin canalizar cables de acometida lo que genera deficiencias en la conexión por incumplimiento de DMS, lo cual también ocurre en las construcciones de segundo piso con posterioridad a la instalación del suministro y que son problemas que la distribuidora resuelve considerando el artículo 31 de la LCE y la Norma DGE 011-CE-1. Concluye este extremo del petitorio solicitando que se le reconozca el costo de US\$ 2,9 millones por concepto de normalización de acometidas;

#### Análisis de Osinergrmin

Que, en cuanto a lo señalado por la empresa respecto a la normalización de acometidas referente a que ese costo fue reconocido en el proceso tarifario VAD 2018-2022 y que es un precedente inequívoco que debe ser reconocido en el presente proceso regulatorio, cabe indicar que en materia de DMS o de normalización de acometidas no se ha configurado la existencia de un precedente administrativo pues no se establece un criterio interpretativo de alcance general sobre dicho rubro para el proceso regulatorio del VAD en general. En cualquier caso, si la forma de reconocer las DMS o normalización de acometidas hubiera sido un precedente vinculante las normas permiten apartarse de criterios anteriores cuando se cuenta con el debido sustento, tal como lo reconocen el numeral 1.15 del Artículo IV y el numeral 2 del Artículo VI del TUO de la LPAG, evidenciándose en lo indicado en el análisis contenido en el numeral 3.32 de la presente resolución, que no corresponde el reconocimiento solicitado;

Que, por los fundamentos expuestos, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.33 Reconsideración 33: costo de correo (correspondencia)

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel señala que el proceso de notificación exige diferentes medios de notificación con la finalidad de cumplir con la normativa vigente, sin poder efectuar flexibilidades. Menciona que con la finalidad de cumplir con los actos administrativos se deben notificar dentro del plazo de cinco días hábiles, efectuar validación de datos para certificar la correcta notificación, aplicar un formato preestablecido y otros; y que, en caso de incumplimiento se afecta el acto. Indica que la norma contempla la notificación bajo puerta, sólo a través de la vía notarial (que puede costar hasta S/ 230 soles por notificación) y que, de no poder realizarse las referidas acciones, excepcionalmente se publicará el acto en el diario El Peruano y uno de mayor circulación de la localidad (lo cual puede costar hasta S/500 soles por notificación). En caso se incumpla con esta exigencia, Osinergrmin determina inválidas las notificaciones, tal como ocurrió con la resolución N° 2585-2022-OS/JARU-SC;

Que, agrega que, frente a posibles incumplimientos, el Regulador (JARU o ORLN) no acepta los sustentos que se presenten para evidenciar que se logró notificar, incluso cuando el TUO de la Ley N° 27444 prevé la posibilidad que las notificaciones personales sean efectuadas bajo puerta cuando en una segunda visita no se encuentre a una persona capaz para la recepción. Mencionan que se viene incentivando medios de notificación más ágiles y de menor costo, sin embargo, mientras el usuario no esté de acuerdo se debe utilizar el medio convencional (físico). Señalan que más del 75% de documentos a notificar corresponden a una notificación física y que las notificaciones digitales



aún representan una porción menor del total de notificaciones. Enel solicita se considere el importe de S/ 1 384 721, que ya recoge los avances y eficiencias logradas a fin de contar con una mayor cantidad de notificaciones virtuales;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, conforme lo establecido en el principio de legalidad, previsto en el Artículo IV.1.1 del Título Preliminar del TUO de la LPAG, las autoridades administrativas deben actuar conforme a la Constitución, a la ley y al Derecho. En consecuencia, la fijación del VAD debe reconocer los costos eficientes necesarios que demande el cumplimiento de normas obligatorias, como lo son, entre otros, el TUO de la LPAG, la Directiva de “Procedimiento administrativo de atención de reclamos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural”, la Norma “Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica”, el Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario, respecto a las formas de notificación que las normas exigen. Asimismo, debe considerarse la Directiva para la implementación de medios de facturación y recaudación electrónicos para la prestación del servicio público de electricidad. Cabe indicar que, en el citado Procedimiento administrativo de atención de reclamos de usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural, aprobado por Resolución 269-2014-OS/CD, en el artículo 11 se establece en detalle el régimen de notificaciones para efectos de reclamaciones. Las demás notificaciones siguen los requisitos generales del artículo 20 del TUO de la LPAG;

Que, el cálculo de los costos de correspondencia ha sido calculado sobre la base de indicadores de eficiencia reconocidos en la regulación anterior, ajustado por el crecimiento del mercado. Los indicadores ya reconocidos tenían en cuenta el comportamiento de los consumidores en cuanto a la aceptación del modo en que deben ser notificados;

Que, para justificar mayores costos a los reconocidos la empresa se limita a describir la normativa vigente en materia de notificaciones, pero no presenta sustentos que justifiquen que se debe realizar una modificación de los indicadores de eficiencia reconocidos en la regulación anterior;

Que, por otra parte, y en sentido opuesto a la pretensión de la empresa de incrementar los costos de correspondencia respecto de lo ya reconocido en el 2018, en el año base del presente estudio (2021), ha mejorado la disposición de los consumidores a recibir notificaciones vía digital. En efecto considerando lo declarado por la propia empresa, la participación de las notificaciones digitales pasó del 0% en el 2018 respecto del 25% en 2021, por lo que los valores reconocidos por Osinergmin son suficientes para cubrir las necesidades de correspondencia;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.34 Reconsideración 34: auto ensobrado de recibos de energía**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel invoca la Ley 29733, Ley de Protección de Datos Personales y señala que considerando que un banco de datos puede ser físico o informático y que al contratista de reparto le entregan mensualmente 1 250 000 recibos físicos con datos sensibles como nombre, dirección, consumo mensual en energía y soles, histórico de consumos de los últimos 12 meses, entre otros, resulta necesario el autoensobrado del recibo para que no se pueda tener acceso a dicha información. Solicita por ello considerar el costo de S/0,01833 por concepto de autoensobrado en el servicio de impresión de recibos;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto al acceso a la base de datos de información de los clientes por parte del contratista de reparto de recibos, cabe indicar que Ley 29733, en el segundo párrafo del artículo 46 indica lo siguiente:

“Cuando se trate de personal ajeno, el contrato de prestación de servicios recogerá expresamente la prohibición de acceder a los datos personales y la obligación de secreto respecto a los datos que el personal hubiera podido conocer con motivo de la prestación del servicio”;

Que, por lo que, el argumento expresado por la empresa no es aplicable en este extremo. Sin embargo, de la revisión del procedimiento del reparto de recibos realizado por las empresas prestadoras del servicio de distribución de electricidad en Lima metropolitana, se verificó el empleo de auto ensobrado; por lo que, se integra el costo de S/ 0.01833 por concepto de auto ensobrado en el servicio de impresión de recibos, siendo los costos de impresión de recibos de 0.0701 S/./Recibo formato A5 (tarifa BT5B) y 0.1218 S/./Recibo formato A4 (resto de opciones tarifarias). El detalle del cálculo indicado se muestra en el numeral 3.34 del Informe Técnico N° 664-2022-GRT;

Que, por lo mencionado, el recurso es infundado en el extremo de aceptar el sustento de la empresa distribuidora de utilizar el auto ensobrado para proteger los datos de sus clientes frente a la empresa contratista de reparto de recibos, y es fundado en el extremo de que el auto ensobrado es una práctica real dentro del procedimiento de reparto de recibos dentro de Lima metropolitana;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte;

### **3.35 Reconsideración 35: recategorización del Subgerente a Jefe de Departamento**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel considera que el Jefe de Departamento puede tener a cargo personal y tener un alto nivel de conocimiento técnico, pero ello no significa de ninguna manera que sea asimilable con el puesto de Subgerente que tiene

un rango salarial superior producto del conocimiento superior del puesto. Además, que en el análisis de costos eficientes se compara la encuesta salarial del personal propio y el costo real donde para ambos casos, se tiene al personal Subgerente en el nivel que le corresponde, no en el nivel de Jefe de Departamento, por lo cual el modelo de empresa eficiente lo que se está haciendo es reducir el valor de una posición que actualmente se desempeña y gana un salario como Subgerente, y llevar este modelo a la realidad no resultaría viable;

Que, indica la recurrente que una de las metodologías de valorización de puesto más usadas en el mercado peruano es la de Korn Ferry Hay Group, que define la categoría del puesto y el rango salarial, y que está conformada por 8 factores que se puntúan de acuerdo con el conocimiento que requiere el perfil. Al respecto, considera que, si bien es cierto la descripción dada del Jefe por Departamento por Osinergmin es valedera, también es cierto que el nivel de Subgerente las cumple, pero a mayor profundidad y además debe contar con habilidades que claramente lo diferencian del Jefe por Departamento. Solicita recategorizar al Jefe por Departamento al puesto superior de subgerente o en su defecto reconocer el nivel salarial del Subgerente, tomando en cuenta la realidad de mercado;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, los puestos para los que la empresa solicita el nivel de subgerente en la empresa modelo son para los siguientes departamentos:

- Departamento de Servicio al Cliente
- Departamento Mercado y Regulación
- Departamento Operación de la Red
- Departamento Planificación e Ingeniería
- Departamento de Mantenimiento

Que, el sustento presentado por la empresa no justifica el incremento del nivel jerárquico toda vez para para las mismas funciones fue reconocido y aprobado el nivel de Jefe de Departamento en la regulación anterior;

Que, respecto a la referencia de la existencia del puesto de Subgerente en la empresa real, cabe destacar que, si bien la empresa real es una referencia, no necesariamente es la referencia eficiente para la empresa modelo. La referencia eficiente como comentado es lo aprobado en la regulación anterior;

Que, por otra parte, como está indicado en el modelo de costos eficientes de la propia empresa en su informe definitivo ("ENEL Dx Peru - VAD 22 - Modelo COyM IFD") en la hoja "dot", claramente se especifica que el alcance de las áreas para las que se pretende incorporar un "subgerente" son "departamentos";

Que, para la gestión de los departamentos señalados el perfil de "Jefe de Departamento, cuenta con las capacidades, y habilidades requeridas para su desempeño;

Que, respecto de la remuneración se ha considerado para el "Jefe de Departamento" el salario que surge de aplicar la metodología prevista en los TDR considerando un único mercado laboral para Lima, dado que se trata de dos empresas (LDS y Enel), de escala similar, que operan en el mismo ámbito geográfico;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.36 Reconsideración 36: cantidad de personas en la empresa modelo**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que Osinergmin sustenta que la cantidad total de empleados de planilla es de un incremento del 17%, sin embargo, considera que dicho incremento responde a que en la regulación del presente año se ha incorporado el DS 001-2022-TR, por lo que es razonable que se aplique un incremento a la plantilla. Enel considera que, independientemente del efecto del DS 001-2022-TR en cuanto a cantidad de empleados, se requiere de una mayor de dotación a fin de atender las operaciones de la distribuidora (los que debieran darse incluso si es el mencionado Decreto Supremo no estuviese vigente);

Que, agrega que Osinergmin solo está considerando un incremento de 4 personas dedicadas a las actividades de distribución en la dotación del personal de la empresa modelo en comparación con lo fijado en el proceso VAD 2018. Considera que esta propuesta de incremento no responde a la evolución de la empresa entre fijaciones tarifarias. Señala que solo entre el 2018 y el 2021, la cantidad de clientes atendida por la empresa distribuidora se incrementó en 6,8% y las ventas de energía también han incrementado. Tomando en consideración el ratio de personal/cliente (6%) del proceso VAD 2018. Enel indica que la cantidad de personal debe incrementarse en 30 personas en el presente proceso tarifario, con la finalidad de mantener los estándares de atención y el nivel de gestión de la distribuidora;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, el argumento de la empresa para justificar el incremento pretendido de la plantilla de personal es aplicar un 6% a la plantilla de personal reconocida en el 2018 con lo cual llega a un incremento de 30 personas adicionales;

Que, lo anterior no tiene lógica, ya que si se aplica el criterio anterior se estaría validando un incremento de la cantidad de personal aproximadamente proporcional al incremento de la cantidad de clientes sin que se recojan adecuadamente las economías de escala propias de una empresa distribuidora;

Que, por otra parte, la empresa realiza un análisis parcial para justificar su petición, para lo cual no considera el impacto del Decreto Supremo 001-2022-TR, lo cual no es correcto porque no considera las sinergias entre los empleados de la estructura y los operativos que se obtiene al incorporar a la estructura mayor cantidad de empleados;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.37 Reconsideración 37: recategorización de posiciones

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel considera que reducir la categoría de una posición ya reconocida en un proceso tarifario anterior significa restar valor a las funciones que actualmente realizan estas posiciones y no responde a la evolución de mercado, en donde año a año el nivel requerido de especialización aumenta, además las revalorizaciones de posiciones que se realizan desde compensaciones mayoritariamente son para evaluar el crecimiento de la categoría de la posición, no su reducción. Enel presenta un cuadro en donde detalla las recategorizaciones propuestas por Osinergmin e incluye una breve descripción que considera sustenta las razones por las que debieran ser reconsideradas por el regulador, basándonos en el proceso tarifario anterior;

Que, señala que, de la revisión de la información agregada, observa que la categoría de profesionales ha sufrido una reducción significativa (de 190 a 142, considerando el personal dedicado exclusivamente al VAD), los mismos que han sido recategorizados en categorías menores como las de empleado y operario. Considera que, no se puede desconocer lo fijado en procesos tarifarios previos en tanto el VAD, que es una señal de mediano/largo plazo y que esta es una práctica no podría realizarse en el ámbito de gestión de la empresa real. Por ello, solicita la recategorización de diversos perfiles desde empleados a profesionales, según cuadro detallado presentado en su recurso;

#### Análisis de Osinergmin

Que, Osinergmin realizó un análisis de los niveles jerárquicos propuestos por la empresa en su informe definitivo y los consideró adecuados y ajustados a la organización empresarial propuesta;

Que, se han considerado para los puestos de la empresa modelo, las categorías jerárquicas reconocidas en el 2018, excepto aquellos puestos donde la empresa consideró y propuso, pueden ser cubiertos por una categoría menor según lo presentado por la propia empresa en su informe definitivo y aprobado por Osinergmin;

Que, por lo señalado no corresponde recategorizar las posiciones presentadas por la empresa en su informe definitivo y que fueran aprobados por Osinergmin;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.38 Reconsideración 38: actualización de metrado de redes en pérdidas

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que las pérdidas resultantes de la empresa modelo deben corresponder a la longitud de las redes MT, BT y a las cantidades de SEDs de la empresa modelo adaptada a la demanda. Al respecto, indica que técnicamente es aceptado que las pérdidas reconocidas están en función de la longitud de las redes de media y baja tensión y a la cantidad de subestaciones, de modo que a mayor cantidad de estos componentes debe reconocerse mayores pérdidas de energía y potencia en la empresa modelo;

Que, por lo indicado, Enel solicita que las instalaciones finales resultantes del modelado del VNR de la empresa modelo sean actualizadas en el modelo de cálculo de las pérdidas de energía y potencia. Esto es particularmente aplicable a la optimización de las instalaciones solicitadas en la red de baja tensión (de acuerdo con lo señalado en la reconsideración 01);

#### Análisis de Osinergmin

Que, debido a que la longitud de las redes MT, BT y a las cantidades de SEDs de la empresa modelo adaptada a la demanda fueron actualizadas en función del recurso planteado en la Reconsideración 1, se ajusta el resultado de pérdidas;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

### 3.39 Reconsideración 39: Osinergmin no reconoce las pérdidas técnicas en fusibles MT

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que en el Informe del proceso regulatorio VAD 2022-2026, no se está reconociendo las pérdidas técnicas en fusibles MT y, en consecuencia, no están siendo agregados a las pérdidas técnicas en las redes de media tensión. Los fusibles existentes son elementos que están constantemente sometidos al paso de la corriente eléctrica por lo que presentan pérdidas de energía debidas al efecto Joule, por esto deben ser consideradas en el estudio;

Que, como referencia, Enel presenta una metodología considerada por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) en su informe de fijación tarifaria (VAD), que incluye como sustento de su pedido;

Que, Enel indica que, el cálculo de las pérdidas de potencia por fusible se determina según la siguiente expresión:

$$\text{Pérd}_{\text{Fusible-MT}} = \text{Pérd. Unitaria}_{\text{Fusible-MT}} * \left(\frac{I}{I_{\text{nom}}}\right) * N^{\circ} \text{Circuitos}$$

Donde:

- $\text{Pérd}_{\text{Fusible-MT}}$ : Pérdidas Técnicas en Fusibles MT [kW].
- $\text{Pérd. Unitaria}_{\text{Fusible-MT}}$ : Pérdidas Unitaria en Fusibles MT [kW].
- $I$ : Corriente por Fusible [A].
- $I_{\text{nom}}$ : Corriente Nominal Base [A].
- $N^{\circ} \text{Circuitos} = \text{Cantidad de circuitos de llegada} = 1$

Que, por lo indicado, Enel solicita reconocer las pérdidas técnicas en los fusibles MT siguiendo la metodología descrita en el sustento (archivo “Anexo\_C\_Cálculo de las Pérdidas Fusible MT” dentro de la carpeta “Anexo – Pérdidas”) para reflejar técnicamente el comportamiento de las redes de la empresa modelo, estas pérdidas calculadas corresponden a 5 638,80 MWh y deben ser adicionadas a las pérdidas técnicas obtenidas en redes de media tensión;

### Análisis de Osinergmin

Que, consideramos que existe un error conceptual para determinar las pérdidas unitarias reales en fusibles al utilizar el factor de utilización =  $\left(\frac{I}{I_{\text{nom}}}\right)$ , considerando que las pérdidas de potencia están asociadas a la corriente elevada al cuadrado; por tanto, se debe considerar la corriente real máxima en media tensión de cada transformador respecto a la corriente nominal elevada al cuadrado;

Que, luego de un análisis de los sustentos presentados por Enel se reconoce la existencia de dichas pérdidas; sin embargo, no se valida la metodología de cálculo para determinar el valor de la pérdida unitaria por fusible. Asimismo, la empresa no sustenta el reconocimiento de adicionar los factores de incremento de pérdidas por armónicas y desequilibrio para los fusibles de media tensión;

Que, la empresa no ha sustentado de acuerdo a los TDR la metodología y el factor FIP de incremento de las pérdidas aplicado a las pérdidas unitarias de los fusibles de media tensión, cabe aclarar de acuerdo a las especificaciones técnicas de los fabricantes, los elementos del fusible son láminas de plata de alta pureza para lograr alta conductividad y baja pérdida de energía y disponen de una mayor sección transversal de los elementos del fusible; por tanto, no se justifica aplicar dichos incrementos por armónicos y desequilibrio. Asimismo, se debe considerar que dichos factores han sido considerados en el modelo de optimización de las redes de MT;

Que, para determinar las pérdidas en fusible de MT se ha tomado como fuente de información el catálogo de fusibles de media tensión BUSSMANN Y PRONUTEC;

Que, se ha realizado el cálculo de las pérdidas considerando la resistencia interna de cada tipo de fusible y la intensidad de corriente real obtenida considerando un factor de utilización de 0,80 (Para zonas: MD, AD y MAD) y 0,75 (Para zonas: MBD, BD y Georreferenciados);

Que, se hizo el cálculo de las pérdidas unitarias por cada tamaño de fusible asociada a la potencia nominal de los transformadores de distribución de la empresa modelo de Enel;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse fundado en parte, siendo fundado en lo que corresponde al reconocimiento de las pérdidas en fusibles de MT, e infundado el valor propuesto por la empresa;

### 3.40 Reconsideración 40: Osinergmin no reconoce las pérdidas técnicas en fusibles BT

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que en el informe del proceso regulatorio VAD 2022-2026 [octubre 2022] publicado por Osinergmin no se está reconociendo las pérdidas técnicas en fusibles BT y, en consecuencia, no están siendo agregados a las pérdidas técnicas en las redes de Baja Tensión. En este caso, el regulador mencionó que debiera calcularse tomando como referencia al menos dos catálogos de fabricantes. Los fusibles existentes son elementos que están constantemente sometidos al paso de la corriente eléctrica por lo que presentan pérdidas de energía debidas al efecto Joule, por esto deben ser consideradas en el estudio;

Que, como referencia, Enel presenta una metodología considerada por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) en su informe de fijación tarifaria (VAD) incluye para el Sector Típico 1, que incluye como sustento de su pedido;

Que, Enel indica que, el cálculo de las pérdidas de potencia por fusible se determina según la siguiente expresión:

$$\text{Pérd}_{\text{Fusible-BT}} = \text{Pérd. Unitaria}_{\text{Fusible-BT}} * \left(\frac{I}{I_{\text{nom}}}\right) * N^{\circ} \text{Circuitos}$$

Donde:

- $P_{\text{Fusible-BT}}$ : Pérdidas Técnicas en Fusibles BT [kW].
- $P_{\text{Unitaria-Fusible-BT}}$ : Pérdidas Unitaria en Fusibles BT [kW].
- I: Corriente por Fusible [A].
- $I_{\text{nom}}$ : Corriente Nominal Base [A].
- $N^{\circ}_{\text{Circuitos}}$  = Cantidad de circuitos de salida por centro.

Que, por lo indicado, Enel solicita reconocer las pérdidas técnicas en los fusibles BT siguiendo la metodología descrita en el sustento (archivo “Anexo\_E\_Cálculo de las Pérdidas Fusible BT” dentro de la carpeta “Anexo – Pérdidas”) para reflejar técnicamente el comportamiento de las redes de la empresa modelo, estas pérdidas calculadas corresponden al 11 555,12 MWh y deben ser adicionadas a las pérdidas técnicas obtenidas en redes de baja tensión;

### Análisis de Osinergmin

Que, de modo similar al caso de las pérdidas en MT, consideramos que existe un error conceptual para determinar las pérdidas unitarias reales en fusibles al utilizar el factor de utilización =  $(\frac{I}{I_{\text{nom}}})^2$ , considerando que las pérdidas de potencia están asociadas a la corriente elevada al cuadrado; por tanto, se debe considerar la corriente real máxima de cada transformador y alimentador respecto a la corriente nominal del fusible elevada al cuadrado;

Que, luego de un análisis de los sustentos presentados por Enel se reconoce la existencia de dichas pérdidas; sin embargo, no se valida la metodología de cálculo para determinar el valor de la pérdida unitaria por fusible que incluye varios factores de incrementos de pérdidas (por desequilibrio y armónicas);

Que, la empresa no ha sustentado de acuerdo con los TdR la metodología y el factor FIP de incremento de las pérdidas aplicado a las pérdidas unitarias de los fusibles de baja tensión, cabe aclarar que los elementos del fusible son láminas de plata para lograr alta conductividad y baja pérdida de energía; por tanto, no se justifica aplicar dichos incrementos por armónicos y desequilibrio. Asimismo, se debe considerar que dichos factores han sido considerados en el modelo de optimización de las redes de BT;

Que, para determinar las pérdidas en fusible de BT se ha tomado como fuente de información el catálogo de fusibles de baja tensión de la marca PRONUTEC;

Que, se hizo el cálculo de las pérdidas unitarias por cada tamaño de fusible asociada a la potencia nominal de los transformadores de distribución MT/BT de la empresa modelo de Enel y a la cantidad de salidas de BT asociado a cada tipo de subestación MT/BT por zona, tal como se presenta a continuación;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse fundado en parte, siendo fundado en lo que corresponde al reconocimiento de las pérdidas en fusibles de BT, e infundado el valor propuesto por la empresa;

### 3.41 Reconsideración 41: incorporar el reconocimiento de pérdidas técnicas en empalmes en baja tensión

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que en la publicación del proceso VAD 2022-2026 (octubre 2022) no consideró las pérdidas en “Empalmes en la Red de Baja Tensión” que Enel Distribución Perú solicitó en su Informe definitivo enviado el 20 de junio de 2022 y en las observaciones a la prepublicación del proceso VAD 2022-2026 (setiembre 2022);

Que, Enel indica que es de conocimiento que toda red de distribución en el nivel de baja tensión cuenta con empalmes a lo largo de su recorrido, en ello en virtud de que los cables se suministran por carretes que tiene un límite en su longitud. Dichas uniones presentan pérdidas técnicas que deben ser consideradas. Al respecto Enel adjunta la siguiente información como base del sustento:

- Protocolo de pruebas realizados a Empalmes de Cables BT.
- Cálculo del factor que muestra las pérdidas técnicas en los empalmes de baja tensión el cual se traduce como un factor multiplicativo incremental de 1,0068 respecto a las pérdidas en redes de Baja Tensión.

Que, por lo indicado, Enel solicita que se incorpore en el Estudio VAD 2022 de Enel el cálculo de las pérdidas técnicas en empalmes de baja tensión, siguiendo la metodología que presenta con su recurso, el cual se traduce como un factor multiplicativo incremental de 1,0068 respecto a las pérdidas en redes de Baja Tensión, que debe ser añadido a las pérdidas en baja tensión;

### Análisis de Osinergmin

Que, la empresa presentó un recurso de reconsideración, para el reconocimiento de las pérdidas técnicas en empalmes en BT y que sean agregadas a las pérdidas técnicas en las redes de baja tensión, se ha revisado la hoja de cálculo y los archivos de sustento (pruebas de mediciones y fotografías) que presentó como sustento donde se determina un factor de corrección promedio para redes aéreas y subterráneas por empalme BT de 1,0068;

Que, la empresa no presentó sustento suficiente para el reconocimiento de las pérdidas en empalmes de BT, como: Descripción de la metodología del protocolo de ensayo, el esquema eléctrico del ensayo, el detalle del

tipo de empalme utilizado en la prueba, datos del tipo de material de aislamiento utilizado en el empalme, Norma Nacional o Internacional de referencia de la metodología de prueba utilizada, datos y certificados de calibración de la fuente de corriente DC utilizada. Asimismo, las pruebas de mediciones no consideran el uso de corriente alterna y los niveles que refleje la realidad de las corrientes optimizadas en la empresa;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse infundado;

### 3.42 Reconsideración 42: incorporar el reconocimiento de pérdidas técnicas en tramos de cables de conexión al bushing de media tensión de los transformadores de distribución MT/BT

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que Osinergrmin no consideró las pérdidas en “Cables de Conexión al Bushing de Media Tensión de los Transformadores” que Enel solicitó en el Informe definitivo enviado el 20 de junio de 2022 y en las observaciones a la republicación del proceso VAD 2022-2026 (setiembre 2022);

Que, Enel indica que, técnicamente se conoce que existen pérdidas técnicas en los cables de conexión al bushing de media tensión de los transformadores (similar a los cables de comunicación BT hacia el Tablero de Distribución);

Que, Enel solicita que se incorpore en el Estudio VAD 2022 de Enel, el cálculo de las pérdidas técnicas en los Cables de Conexión al Bushing de Media Tensión de los Transformadores, siguiendo una metodología que presenta en su recurso, el cual asciende a 4 533,79 MW.h, y deben ser adicionadas a las pérdidas técnicas obtenidas en redes de media tensión;

#### Análisis de Osinergrmin

Que, la empresa solicitó el reconocimiento de las pérdidas técnicas en tramos de cables de conexión al bushing de media tensión de los transformadores de distribución MT/BT, pues de la revisión de la hoja de cálculo se ha encontrado un error material;

Habiéndose verificado que lo alegado por la empresa no refiere en esencia a un error material, pero sí corresponde el análisis sobre el fondo de lo solicitado por tratarse de impugnación efectuada dentro del plazo legal. Entonces, en el cálculo de la pérdida unitaria total (columna N) de cada tramo de cable, la cual omite dividir entre 1000 para convertir dichas pérdidas a KW, con lo cual las pérdidas anuales son despreciables (3,57 MWh); de acuerdo al modelo de optimización, estos tramos de cables de MT forman parte de los metros de las redes optimizadas de MT, por tanto, las pérdidas en estos tramos MT están incluidas en esta etapa;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse infundado;

### 3.43 Reconsideración 43: error material - corrección del factor multiplicativo aplicado por Osinergrmin a las pérdidas en empalmes MT

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que Osinergrmin, en el modelo geométrico de optimización de redes en los ST1 y ST2, incluye y reconoce el concepto de las pérdidas técnicas en empalmes de media tensión. Sin embargo, el factor utilizado por Osinergrmin es la unidad (1) el cual considera errado y difiere de lo publicado por Osinergrmin en la republicación del proceso (agosto 2022);

Que, Enel observa que para el cálculo de las pérdidas técnicas en los empalmes MT en la Hoja “Pérdidas” de los archivos de salida de los modelos de optimización, ha identificado que el factor de pérdidas en empalmes MT utilizado es menor a lo considerado en el periodo regulatorio del 2018 y la republicación del proceso VAD 2022-2026 (agosto 2022). A continuación, Enel presenta cuadros ilustrativos sobre diferencias que ha identificado en el cálculo de las pérdidas técnicas en empalmes MT:

- Factor empalme MT VAD Prepublicado [agosto 2022]: 1,0015
- Factor empalme MT VAD Publicado [octubre 2022]: 1,0

Que, por lo indicado, Enel solicita corregir los factores de pérdidas en empalmes considerados en los modelos de optimización de los sectores típicos 1 y 2, teniendo en consideración que el valor de 1,0015;

#### Análisis de Osinergrmin

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución;

Que, Enel solicitó la corrección del factor multiplicativo aplicado por Osinergrmin a las pérdidas técnicas en empalmes MT y que sean agregadas a las pérdidas técnicas en las redes de Media tensión, aplicando un factor de empalme de 1,0015;

Habiéndose verificado que lo alegado por la empresa no refiere en esencia a un error material, pero sí corresponde el análisis sobre el fondo de lo solicitado por tratarse de impugnación efectuada dentro del plazo legal, se ha revisado los archivos del modelo geométrico de Enel, verificando dicho error, se está reconociendo el factor de pérdidas solicitado en empalme de MT para las zonas de muy alta densidad y alta densidad subterráneos de los

sistemas eléctricos del ST1 y ST2 de Enel, dicho factor se ha ponderado por sector típico y se está aplicando a las pérdidas de MT en los balances de energía y potencia de los sectores típicos ST1 y ST2 equivalente a 1,0009540;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse fundado;

### **3.44 Reconsideración 44: error material - corrección del metrado considerado por OSINERGIMN en el cálculo de pérdidas técnicas en aisladores MT**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que ha revisado la metodología y datos de entrada de la hoja de cálculo de pérdidas en aisladores MT y observa que el metrado de red de media tensión considerado para el cálculo de las pérdidas es menor a los valores que resultan en los modelos de optimización aplicados en el ST1, ST2, ST3, ST4 y SER de Enel en el Proyecto de Resolución VAD 2022-2026. Presenta cuadros comparativos mediante los cuales muestra las diferencias, por sistema eléctrico, que existen en los metrados (líneas km) empleados en el cálculo de pérdidas en aisladores MT de la prepublicación y la publicación del VAD. Adicionalmente, muestra un cuadro resumen con datos que según señala deben ser considerados en la actualización del cálculo;

Que, Enel solicita actualizar el metrado en redes MT de modo que sea coherente con las salidas del modelo geométrico para cada sector típico, en el cálculo de pérdidas técnicas de aisladores MT. Adicionalmente, como consecuencia del pedido anterior, solicita reflejar la actualización de resultados en el balance y determinación de factores de expansión de pérdidas;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto al error material se tiene presente lo dispuesto en el artículo 212 del TUO de la LPAG citado en el análisis contenido en el numeral 3.2 de la presente resolución;

Que, la empresa indicó que existe un error material MT en el archivo de cálculo (Resultados Aisladores- Enel - Optimizado\_.xlsx) presentado por Osinergmin para el cálculo de las pérdidas técnicas en aisladores; asimismo, indican que el metrado en redes MT deben guardar coherencia con las salidas del modelo geométrico para cada sector típico;

Que, luego de un análisis de los sustentos presentados por Enel se reconoce dicho error material y se ha recalculado los valores propuestos;

Que, para determinar las pérdidas en aisladores se ha tomado como fuente de información la tesis "Influencia de la humedad y contaminación sobre aisladores EPDM-siliconados"; Hernández Morales, Martínez Sánchez (Instituto Politécnico Nacional) donde se hicieron pruebas de aisladores de 15 kV;

Que, luego de los cálculos correspondientes, se ha obtenido los resultados actualizados de las pérdidas en aisladores de MT distribuidos por sector típico y sistema eléctrico;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso debe declararse fundado;

### **3.45 Reconsideración 45: error en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas en subestaciones PEBTSED y PPBTSED**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel observa que en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas PEBTSED y PPBTSED, Osinergmin solo está considerando las pérdidas en la SED;

Que, Enel indica que los factores de expansión de pérdidas PEBTSED y PPBTSED son utilizados en la tarifa BT5D, según lo indicado en el numeral 25.3 de la Resolución 206-2013-OS/CD, "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final". Por ello, Enel concluye que este tipo de clientes solo no estarían afectos a las pérdidas en la red BT, ni en acometidas, pero sí están afectos a las pérdidas en SED, medidor y las pérdidas no técnicas. Al respecto, Enel precisa que respecto a las pérdidas no técnicas en BT, todos los clientes BT incluidos los clientes con opción tarifaria BT5D están afectos a estas, por tanto, no tiene ningún sustento el retirar estas pérdidas del cálculo de los factores PEBTSED y PPBTSED;

Que, por lo indicado, Enel solicita recalcular los factores de expansión de pérdidas PEBTSED y PPBTSED incluyendo en su cálculo las pérdidas en medidores y las pérdidas no técnicas en BT;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, Enel presentó recurso de reconsideración, indicando que existe un error de cálculo en la determinación de los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia en subestaciones de distribución MT/BT (PEBTSED y PPBTSED, respectivamente), estos factores son utilizados para el cálculo de los cargos tarifarios de la tarifa BT5D de acuerdo con el Capítulo Tercero de la Resolución N° 206-2013-OS/CD "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final";

Que, de acuerdo con la definición de la normativa vigente, los factores PEBTSED y PPBTSED, se determinan descontando de PEBT las pérdidas en la red de BT, en las acometidas y medidores; solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT;

Que, respecto al pedido de reconocimiento de las pérdidas de medidores dentro del cálculo de los factores PEBTSED y PPBTSED, este reconocimiento no corresponde de acuerdo con lo estipulado en la normativa vigente;

Que, respecto al reconocimiento de las pérdidas no técnicas, luego del análisis correspondiente se ha decidido su inclusión para el cálculo de los factores PEBTSED y PPBTSED;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, en el reconocimiento de las pérdidas no técnicas. Resulta infundado en la parte del reconocimiento de las pérdidas en los medidores;

### **3.46 Reconsideración 46: aplicar Factor de Corrección Pérdidas en Redes de Baja y Media Tensión por Mayor Longitud (Efecto de Suspensión - Flecha)**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que las pérdidas técnicas se producen por la circulación de la corriente a través de los conductores. Por otro lado, los conductores, independientemente de la sección, tienen una resistencia que, como es lógico, aumenta conforme aumenta la extensión de la red.

Que, Enel agrega que el factor de corrección (Efecto de Suspensión – Flecha) considera que la longitud real del conductor en suspensión es mayor a la distancia lineal entre las postaciones, por las siguientes consideraciones:

- Para cada nivel de tensión (Media y Baja Tensión), existe una flecha y un vano representativo.
- La relación entre la longitud real y el vano típico para un tipo de conductor se traduce en un factor multiplicativo a las pérdidas de todas las redes aéreas. Al respecto, agrega que Osinergmin en el SICODI de la publicación del proceso regulatorio VAD 2022-2026 (octubre 2022), ha aprobado porcentajes incrementales.
- Finalmente, para considerar un solo factor representativo (Efecto de Suspensión – Flecha) para toda la red Enel propone una suma ponderada de cada factor por su longitud total en la red BT y MT.

Que, por lo indicado, Enel solicita que se incorpore en el Estudio VAD 2022 de Enel, el factor Efecto de Suspensión – Flecha para el cálculo de las pérdidas técnicas en Redes de Baja Tensión y Media Tensión, el cual se traduce como un factor multiplicativo incremental de:

- Factor Media Tensión - Efecto de Suspensión & Flecha: 1,0394
- Factor Baja Tensión - Efecto de Suspensión & Flecha: 1,0402

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, la empresa incorpora material escaso en cuanto al sustento por el incremento de pérdidas, además, no describe un protocolo o metodología con los valores utilizados en el archivo “Cálculo Factor Efecto de Suspensión & Flecha MT & BT.xlsx”;

Que, adicionalmente, el tipo de pérdidas solicitadas no tienen antecedente regulatorio y/o son insignificantes;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.47 Reconsideración 47: para el proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin solicita evidencia de compra a escala a fin de considerar reducción de costos**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que Osinergmin toma como referencia la factura de compra de recloser del 2021; sin embargo, no se debería considerar una compra a gran escala ya que la cantidad de elementos comprados no es de gran magnitud. Menciona que según se observa en la factura de recloser remitida en el Anexo 9.7 del Informe de Mejora de la Calidad como parte de las observaciones a la prepublicación, se evidencia que por la cantidad de equipos (15 unidades) la compra no se puede clasificar como “a gran escala” ni se puede exigir un tipo de compra de tal tipo pues se trata de un proyecto puntual y que no forma parte de las tareas cotidianas de la empresa. Lo mismo sucede para los demás equipos presentados, en vista que, se adquirieron en cantidades limitadas, para proyectos específicos. Por lo que, solicita a Osinergmin considerar como referencias válidas las facturas presentadas y sus respectivos costos unitarios, sin considerar en ellas el factor a escala ya que no fueron compras de grandes cantidades. Sin embargo, si se ha considerado el factor de compra a escala en los cálculos presentados para las futuras compras;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, el proyecto presentado por Enel consiste en la instalación de celdas telecomandadas con protección en subestaciones convencionales, Instalación de Recloser con telecomando Instalación de Seccionadores Bajo Carga con telecomando e Instalación de señalizadores de falla. Respecto a la compra de reconectores la información proviene de la misma empresa que en su archivo “Cálculos para el Informe VAD22\_2.1” en su Hoja “O&M” informa que en el año 2021 instaló 37 reconectores;

Que, asimismo, se observa que en esta etapa del proceso la empresa no ha agregado nuevos sustentos respecto a los otros elementos usados para la elaboración de su lista de materiales. Se observa que de 6 elementos solo el reconector es una compra del año 2021 mientras que los otros 5 elementos restantes son compras efectuados entre el 2018 al 2020, actualizados sólo con índice de precios al consumidor (IPC). Asimismo, no es coherente



considerar como precios a futuro; la multiplicación de los precios actualizados con el IPC con los factores de escala propuestos por la empresa, debido a que no necesariamente reflejan costos de mercado;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.48 Reconsideración 48: para el proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin solicita sustentar los costos de O&M**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que calculó los montos anuales de O&M del Proyecto de Mejora de la Calidad (instalación de equipos telecontrolados) tomando como base los montos de O&M anuales históricos y los valores económicos del parque total instalado de telecontrol de cada año (del 2020 a agosto 2022). A partir dichos valores obtuvo un factor porcentual promedio de O&M con respecto al parque instalado. Dicho factor (2,25%) se usó para calcular el incremento de los montos O&M correspondientes a los nuevos equipos a instalar en los próximos años;

Que, agrega que Osinergmin ha solicitado el sustento detallado de los costos unitarios de las actividades de mantenimiento y la frecuencia de ejecución, con los cuales se obtuvieron los montos O&M anuales históricos. Al respecto, Enel solicita se reconsidere el detalle presentado en la carpeta en donde se incluye, además, los sustentos de los costos unitarios (liquidaciones);

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a la solicitud de reconsideración de los cálculos presentados para O&M; se verifica en el archivo "Cálculo de costos O&M" que los costos de las actividades del mantenimiento preventivo y correctivo no se encuentran sustentados con los costos unitarios por actividad que comprenda la cantidad de recursos y la cantidad de horas hombre en su desarrollo; los montos se presentan como valor en los componentes de mano de obra y costos del equipo;

Que, en lo que respecta a costo del equipo para reemplazo para el mantenimiento correctivo se construye a partir de costos actualizados con el IPC observado en el análisis de la reconsideración 47. Asimismo, en lo que respecta a los costos de mano de obra se presenta como monto global sin especificar la cantidad de especialista utilizados y el tiempo de ejecución de cada actividad;

Que, con relación a los costos de mano de obra presentados para el mantenimiento correctivo estos difieren de los costos informados por la empresa en su hoja "Lista de materiales" del archivo "Cálculos para el Informe VAD22\_2.1" que la empresa presentó para el proceso de fijación. Como ejemplo se indica que para el mantenimiento correctivo de Unidad Periférica para instalación exterior, el costo de mano de obra es de S/ 661,00 mientras que en su lista de materiales para la instalación del mencionado equipo el costo es de S/ 300,00 y la misma inconsistencia ocurre para el caso del mantenimiento correctivo del Router de comunicación NGSN que tiene un costo de mano de obra en mantenimiento de S/ 661,00 mientras que en la instalación de dicho equipo el costo de mano de obra es S/ 120,00;

Que, en el archivo "Cálculo de costos O&M" se observa en la comparación que la empresa efectúa de los equipamientos instalados hasta agosto del 2022 respecto a los gastos de mantenimiento; en el caso de la inversión la empresa acumula la inversión desde el año 2015 hasta agosto de 2022 sin embargo en el caso del mantenimiento no detalla si las cantidades de las intervenciones por año son también acumuladas es decir desde el 2015 al 2022, lo cual no sería coherente debido a que probablemente se incluyan intervenciones de elementos más antiguos que no necesariamente representen las intervenciones del periodo del año 2020 a agosto del 2022 ,que considera elementos más nuevos;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.49 Reconsideración 49: diversas observaciones al proyecto de Mejora de la Calidad**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel indica que, dado que los términos de referencia consideran que el proyecto de mejoramiento de calidad se debe fijar tomando como periodo de referencia el último año anterior a la fijación, ha planteado el análisis de los indicadores de confiabilidad considerando dicho periodo. Al respecto, Enel opina que considerar en el análisis un periodo mayor a un año distorsiona la representatividad de la simulación dado que las redes son dinámicas y su resultado no reflejaría necesariamente el estado de estas ni los trabajos que Enel realiza en las mismas. Agrega que Osinergmin desestimó su análisis bajo el argumento de una falta de representatividad; sin embargo, considera que Osinergmin no ha desarrollado los fundamentos o justificación de dicho requerimiento (siendo, además, que el mismo no se encuentra señalado en los Términos de Referencia del VAD);

Que, en consecuencia, Enel considera que la decisión de Osinergmin no se encontraría debidamente fundamentada infringiendo el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (TUO de LPAG), contraviniendo el Principio de Debido Procedimiento, así como vulnerando la Seguridad Jurídica;

Que, Enel indica que el informe de Osinergmin carece de una debida motivación, en tanto que sus conclusiones se basan en argumentos que resultan ser fórmulas vacías sin ninguna fundamentación fáctica y jurídica;

Que, por todo lo expuesto, Enel considera que los argumentos de Osinergmin adolecen de una correcta motivación y de congruencia produciéndose una indefensión en perjuicio de Enel, además, omite pronunciarse adecuadamente

sobre algunos de los argumentos presentados. Todo ello, añade, no hace sino confirmar que existe una indebida motivación del acto administrativo, lo cual constituye una causal de nulidad de pleno derecho por la ausencia de un requisito de validez, conforme al artículo 10° del TUO de LPAG;

Que, en lo referente al análisis individual por alimentador y tipo de proyecto, Enel señala que en la hoja “A. Téc.” del archivo Excel “Cálculos para el Informe VAD22\_2.1”, se muestran los beneficios SAIDI y SAIFI individuales para cada uno de los tipos de equipos propuestos (instalación únicamente de celdas con protección y telecontrol, instalación únicamente de recloser con protección y telecontrol, instalación únicamente de seccionadores bajo carga con telecontrol, e instalación de todos los equipos en simultáneo). A su vez, en la misma tabla, cada uno de estos beneficios ha sido desglosado por alimentador;

Que, por lo indicado, Enel solicita que se reconsidere su proyecto de mejora de calidad de suministro;

### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a los criterios de selección de los circuitos, periodo de evaluación y evaluación de beneficios por equipo, la empresa no ha aportado nueva información a la ya evaluada en el proceso de fijación tarifaria. Es decir que las simulaciones no se efectuaron con tasas de confiabilidad reales propia de las instalaciones evaluadas y además sin representatividad de series de tiempo;

Que, sin perjuicio de lo indicado en el considerando precedente, cabe señalar que conforme al artículo 14 del TUO de la LPAG prevalece la conservación del acto administrativo cuando el vicio por incumplimiento de sus elementos de validez no sea trascendente, procediéndose a su enmienda por la autoridad emisora, considerándose como vicio no trascendente, entre otros, según lo indica literalmente la norma, el acto emitido con una motivación insuficiente o parcial o cuando el acto es emitido con infracción a las formalidades no esenciales del procedimiento, considerando como tales aquellas cuya realización correcta no hubiera impedido o cambiado el sentido de la decisión final en aspectos importantes o cuyo incumplimiento no afectare el debido proceso del administrado;

Que, respecto al periodo de análisis de los alimentadores, lo solicitado por Osinergmin no contraviene lo indicado en los términos de referencia debido que los valores base del SAIFI y SAIDI sí deben corresponder al 2021; sin embargo, la elección de los alimentadores debe considerar un periodo mayor a un año para tener la representatividad y recurrencia respecto a la contribución de cada uno en los indicadores globales (SAIFI y SAIDI);

Que, respecto a la evaluación de alternativas la empresa no ha presentado alternativas individuales que presenten la contribución a la mejora de los indicadores globales comparados con los montos de inversión de cada alternativa. En cambio, su presentación consiste en una propuesta global denominado “Instalación de equipos de maniobra, protección y seccionamiento” en donde se ha integrado los montos de inversión de la instalación de los componentes de celdas telecomandadas con protección en subestaciones convencionales, Instalación de Recloser con telecomando e Instalación de Seccionadores Bajo Carga dando como resultado una única contribución a los indicadores globales;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### **3.50 Reconsideración 50: para el Proyecto de Mejora de la Calidad, Osinergmin indica que podría haber duplicidad de reconocimiento de equipamiento.**

#### **Argumentos de la Empresa**

Que, Enel señala que la empresa modelo es una representación aproximada de la empresa real pero no la refleja con total exactitud; por lo cual existen diferencias entre ambas. Por ejemplo, la empresa modelo no contempla el uso de equipos telecontrolados, razón por la cual la implementación de esta tecnología está clasificada como un tipo de proyecto de inversión de “Mejora de la Calidad de Suministro” según los propios Términos de Referencia;

Que, además, agrega que, para el periodo VAD 2018 – 2022 se le aprobó a Luz del Sur un Proyecto de Mejora de la Calidad correspondiente a la instalación de equipos telecontrolados con las mismas características que los presentados por Enel en el presente periodo; dado que estos proyectos no implican duplicidad de reconocimiento de costos;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar a los proyectos de instalación de equipos telecontrolados y señalizadores de falla como proyecto de “Mejora de la Calidad de Suministro”, según lo dispuesto en los Términos de Referencia; y teniendo en cuenta que para el periodo VAD 2018 – 2022 se aprobó un proyecto de las mismas características a Luz del Sur; ya que estos proyectos no implican duplicidad de reconocimiento de costos;

#### **Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a la aprobación de los proyectos de instalación de equipos telecontrolados y señalizadores de falla sobre los cuales la empresa informa que no existe duplicidad de reconocimiento de equipamiento; se observa que la empresa no ha presentado nueva evidencia que demuestre en que se diferencia los equipos utilizados para el telecontrol de los equipos de maniobra y protección MT utilizados en la empresa modelo;

Que, el argumento de Enel solo es de manera declarativa en la que informa que la empresa modelo es una representación aproximada de la empresa real pero que no la refleja con exactitud, lo cual no implica que no pueda haber duplicidad de uso de equipamiento;

Que, finalmente, no es correcto lo afirmado por Enel respecto a que a la empresa Luz del Sur se le haya reconocido equipos telecontrolados; a dicha empresa se le han reconocido solo equipamientos como seccionadores fusible, interruptores con relé multifunción, reconectores e indicadores de falla. Dicho reconocimiento se realizó debido a que la empresa presentó un análisis de causas de fallas y análisis de fallas en los alimentadores por un periodo de 3 años que permitieron determinar los alimentadores con las mayores contribuciones en el SAIFI y SAIDI respecto a los valores de los sectores típicos y de la empresa. Asimismo, la empresa presentó 6 alternativas con su evaluación técnico-económica de las cuales solo se consideró 2 alternativas debido a que resaltaron los que presentaron un mayor índice de reducción del SAIDI comparado con los montos de inversión comprometidos;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse infundado;

### 3.51 Reconsideración 51: sustento del primer proyecto piloto de medición inteligente

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel indica que el proyecto piloto de migración a sistema de medición inteligente del 2018 consideró un periodo de recuperación del capital de 30 años (artículo 163 del Reglamento de la LCE), por tanto, corresponde en el presente proceso de fijación del VAD actualizar dicho cargo;

Que, Enel observa que Osinergmin ha considerado el sustento presentado por Enel como no suficiente, razón por la que aplica un factor a efectos del reconocimiento de costos del primer proyecto piloto. Por tal motivo, en la presente observación se adjunta la información correspondiente a fin de que se reconozca adecuadamente las inversiones realizadas por la empresa;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar los documentos presentados de los costos reales incurridos durante la ejecución del primer proyecto piloto de medición inteligente de Enel, indicando que adjunta las facturas agrupadas. Además, señala que, con los documentos presentados, solicita reconocer los costos incurridos durante la ejecución del Piloto de Medición Inteligente, recalcular el factor de sustento y por lo tanto modificar el valor del VAD del piloto 2018-2022;

#### Análisis de Osinergmin

Que, se ha verificado la información adicional que presentó la empresa y se encuentra que las facturas sustentan los costos en los que ha incurrido para el desarrollo del primer proyecto piloto, asimismo se debe tener en cuenta que solo se están considerando los sustentos de gastos de inversión, los sustentos de gastos de mantenimiento no son considerados para el cálculo, debido a que los costos de mantenimiento son reconocidos de manera separada;

Que, a continuación, se ha determinado el cálculo de cargo SMI del primer proyecto piloto cuyo valor es 0,111 S/ / kW-mes. Por lo tanto, se han recalculado los costos de inversión y el cargo adicional por medición inteligente para el primer proyecto piloto;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado en parte, fundado en la parte de considerar sustentos de costos de inversión e infundado en considerar sustentos de costos de mantenimiento;

### 3.52 Reconsideración 52: sustento del segundo proyecto piloto SMI

#### Argumentos de la Empresa

Que, Enel observa que Osinergmin no aprobó su segundo proyecto piloto de medición inteligente (SMI), debido a que Enel no levantado satisfactoriamente las observaciones remitidas siguientes: (i) los costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento (como sistemas de telegestión de medidores, medidores, concentradores, etc.), no tienen un sustento aceptable, (ii) la empresa solo ha entregado valores referenciales o cotizaciones de un solo proveedor y (iii) usa como referencia valores de costos unitarios en euros y aplica un tipo de cambio proyectado que se incrementa en los próximos años. Al respecto, agrega que Osinergmin señaló que la empresa deberá tener las cotizaciones de diversos proveedores indicando específicamente las características técnicas, funcionalidades, alcance (cantidad de usuarios y medidores) y tiempo de vigencia de las licencias, propiciando la competencia de varios proveedores para así obtener los mejores costos en todo el proceso de gestión de medición inteligente (medidores, concentradores, software);

Que, Enel precisa que presentó una solución considerando 03 diferentes marcas y fabricantes de medidores para el 2do proyecto piloto. Sin embargo, para poder realizar una gestión eficiente sobre estos nuevos medidores se debe garantizar la interoperabilidad de la solución entre las diferentes marcas y fabricantes. Por ello, Enel propone una plataforma con un sistema que pueda soportar las diferentes tecnologías disponibles considerando un futuro despliegue masivo, de tal manera de no tener restricciones en cuanto a la diversidad de marcas y tecnologías usadas;

Que, por lo indicado, Enel indica que ha separado los costos del OPEX enviado en la propuesta anterior abriendo los costos de licencia, los costos de operación y gestión del sistema. En esa línea, los costos de licencia deben ser considerados como CAPEX ya que forman parte de los costos de implementación integral del sistema de gestión de medición inteligente a fin de tener una herramienta que permita una gestión eficiente de las diversas marcas de medidores inteligentes;

Que, por lo indicado, Enel solicita considerar la información presentada a fin de aprobar el segundo proyecto piloto de medición inteligente propuesto por Enel. Asimismo, solicita que se consideren los costos de licencias que

propone como parte del CAPEX, que asegura garantizarán la funcionalidad del sistema e interoperabilidad entre marcas de medidores;

Que, precisa que, como parte del OPEX, en la propuesta quedan contempladas las actividades de soporte y mantenimiento, tales como las actividades de soporte de profesionales expertos para manejar los sistemas, solución de logs, manutención del sistema y aplicaciones entre otras actividades, por lo que, como consecuencia de lo descrito, solicita se modifique el valor del el VAD para el período 2022-2026 para poder implementar las aplicaciones relacionadas a las licencias, los costos de gerenciamiento y las funcionalidades indicadas;

#### **Análisis de Osinergrmin**

Que, se ha revisado las explicaciones y sustentos que presentó la empresa, respecto a los costos de inversión y mantenimiento de los sistemas de telegestión para el segundo piloto de sistemas de medición inteligente y se considera que es aceptable. Por lo tanto, se ha recalculado los costos de inversión y mantenimiento, así como el cargo adicional por medición inteligente para el segundo proyecto piloto cuyo valor es 0,119 S/ /kW-mes. Finalmente, se tiene para Enel un único cargo por SMI, que considera los valores de los cargos de su primer y segundo proyectos, cuyo valor es 0,230 S/ /kW-mes;

Que, por lo mencionado, este extremo del petitorio debe declararse fundado;

Que, se ha emitido el Informe Técnico N° 664-2022-GRT y el Informe Legal N° 648-2022-GRT, de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación Tarifas, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo establecido en la Constitución Política del Perú, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054- 2001-PCM; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias, y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 38-2022 de fecha 28 de noviembre de 2022.

#### **SE RESUELVE:**

**Artículo 1.-** Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A contra la Resolución Osinergrmin N° 189-2022-OS/CD, en los extremos del petitorio señalado en los numerales 2.1, 2.2, 2.3, 2.6, 2.38, 2.43, 2.44 y 2.52, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.38, 3.43, 3.44 y 3.52 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A contra la Resolución Osinergrmin N° 189-2022-OS/CD, en los extremos del petitorio señalado en los numerales 2.4, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.18, 2.19, 2.34, 2.39, 2.40, 2.45 y 2.51, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.4, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.18, 3.19, 3.34, 3.39, 3.40, 3.45 y 3.51, de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3.-** Declarar infundado los demás extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A contra la Resolución Osinergrmin N° 189-2022-OS/CD, en los extremos del petitorio señalado en los numerales 2.5, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24, 2.25, 2.26, 2.27, 2.28, 2.29, 2.30, 2.31, 2.32, 2.33, 2.35, 2.36, 2.37, 2.41, 2.42, 2.46, 2.47, 2.48, 2.49 y 2.50, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.5, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, 3.20, 3.21, 3.22, 3.23, 3.24, 3.25, 3.26, 3.27, 3.28, 3.29, 3.30, 3.31, 3.32, 3.33, 3.35, 3.36, 3.37, 3.41, 3.42, 3.46, 3.47, 3.48, 3.49 y 3.50, de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4.-** Las modificaciones a efectuarse en la Resolución N° 189-2022-OS/CD como consecuencia de lo dispuesto en los artículos 1 y 2 de la presente Resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

**Artículo 5.-** Incorporar los Informes N° 664-2022-GRT y N° 648-2022-GRT como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 6.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y que sea consignada conjuntamente con los Informe Técnico N° 664-2022-GRT y el Informe Legal N° 648-2022-GRT en el Portal Institucional: <http://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>.

**OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ**  
Presidente del Consejo Directivo  
Osinergrmin