



S.A.A. (Enel Distribución Perú); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. (Coelvisac); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (Emseusa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache); Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas (Eilhicha); Proyecto Especial Chavimochic (Chavimochic); Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad San Ramón S.A. (Edelsa); Empresa Distribuidora - Generadora y Comercializadora de Servicios Públicos de Electricidad Pangoa S.A. (Egepsa); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat), y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa);

Que, considerando que ya ha empezado el proceso de fijación de los VAD que regirán para el período noviembre 2022 – octubre 2026 respecto de las empresas antes mencionadas, es necesario, de acuerdo a lo expuesto en los considerandos precedentes, determinar para efectos del cálculo de la TIR, el VNR de las instalaciones de cada una de las referidas empresas;

Que, cabe indicar que para la determinación de los referidos VNR, es necesario determinar los metrados y características técnicas de las instalaciones de cada concesionaria, partiendo de la información reportada por las empresas, luego realizar una adaptación de dichas instalaciones y finalmente, con los resultados, fijar el VNR adaptado que será utilizado para el cálculo de la TIR;

Que, para la fijación del VAD del período noviembre 2022 – octubre 2026, corresponde fijar el VNR de las instalaciones de distribución eléctrica al 31 de diciembre de 2021;

Que, mediante Resolución Osinermin N° 161-2022-OS/CD, se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto de Resolución de fijación del VNR de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, y estableció el plazo dentro del cual se recibieron las opiniones y sugerencias de los interesados, habiéndose realizado el análisis respectivo en el Informe Técnico N° 576-2022-GRT y acogido aquellas que contribuyen al logro de los objetivos de la referida fijación;

Que, se han emitido los Informes N° 575-2022-GRT y N° 576-2022-GRT, elaborados por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), con los cuales se complementa la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; 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 Osinermin, 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, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 33-2022, de fecha 13 de octubre de 2022.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo
Fijese el Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica al 31 de diciembre de 2021, que se indican a continuación:

Empresa	VNR miles S/
Enel Distribución Perú	7,099,248.09
Luz del Sur	6,832,823.60
Electro Dunas	488,563.24
Coelvisac	87,189.55

Emseusa	17,291.94
Electro Tocache	48,018.10
Eilhicha	16,776.54
Chavimochic	19,144.97
Edelsa	2,125.13
Egepsa	4,332.24
Electro Pangoa	2,570.19
Emsemsa	7,929.34
Esempat	3,164.67
Sersa	7,282.07
Total	14,636,459.67

Artículo 2.- Publicación de Resolución

La Disponer la publicación de la presente Resolución en el diario oficial El Peruano, y que sea consignada conjuntamente con los Informes N° 575-2022-GRT, N° 576-2022-GRT y el instalador, manual y base de datos del Sistema de Información VNREGIS y archivos TXT con sus respectivos sustentos de los costos estándar de inversión (SICODI) en el Portal Institucional: <https://www.osinermin.gov.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2115766-1

Fijar los Valores Agregados de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2026, a diversas empresas concesionarias de distribución eléctrica

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 189-2022-OS/CD

Lima, 14 de octubre de 2022

VISTOS:

Los Informes N° 577-2022-GRT y N° 578-2022-GRT, elaborados por la Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante "GRT") del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinermin").

CONSIDERANDO:

Que, Osinermin, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), fijó los Valores Agregados de Distribución para el período 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022 y 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023, a través de las Resoluciones Osinermin N° 158-2018-OS/CD y 168-2019-OS/CD, respectivamente, para dos grupos de empresas;

Que, mediante la Resolución N° 158-2018-OS/CD se fijó el VAD correspondiente al período 01 de noviembre de 2018 - 31 de octubre de 2022 del grupo correspondiente a las siguientes empresas: Enel Distribución Perú S.A.A. (ENEL); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. (Coelvisac); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (Emseusa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache); Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas (Eilhicha); Proyecto Especial Chavimochic; Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad San Ramón S.A. (Edelsa); Empresa Distribuidora - Generadora y Comercializadora de Servicios Públicos de Electricidad Pangoa S.A. (Egepsa); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales

de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat), y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa);

Que, en el Artículo 66 de la LCE se establece que el VAD se calcula individualmente para cada empresa concesionaria de distribución eléctrica que preste servicio a más de 50 000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije su reglamento, y que, para las demás empresas concesionarias, se calcula de forma agrupada, conforme a lo aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de Osinergrmin, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento;

Que, el Artículo 67 de la LCE, dispone que los componentes del VAD se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinergrmin (en adelante "Términos de Referencia"); los cuales han sido aprobados mediante Resolución Osinergrmin N° 240-2021-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergrmin N° 013-2022-OS/CD;

Que, considerando la normativa señalada, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 73 de la LCE, que establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, corresponde a Osinergrmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026 para las empresas concesionarias antes mencionadas;

Que, mediante Resolución Osinergrmin N° 080-2012-OS/CD, el Consejo Directivo de Osinergrmin aprobó la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, en la cual se incorpora como Anexo B.1.1 el "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica: Valor Agregado de Distribución (VAD)";

Que, el procedimiento se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como la presentación de los estudios de costos del VAD por parte de las empresas concesionarias la cual se efectuó el primer día hábil de mayo del 2022 conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución 240-2021-OS/CD; la publicación de los referidos estudios de costos por la GRT en el portal de internet de Osinergrmin; la convocatoria, la exposición y sustentación de los resultados finales por parte de las empresas en Audiencia Pública Virtual; la formulación de las observaciones a los estudios de costos de conformidad con los Términos de Referencia, la LCE y demás normativa aplicable; la presentación de la absolución de las observaciones y de los estudios de costos del VAD definitivos por parte de las empresas, que fueron analizados por la GRT; la publicación del proyecto de resolución de los Valores Agregados de Distribución y la relación de la información que la sustenta, la exposición y sustentación del proyecto de resolución publicado y sustentado por Osinergrmin en la Audiencia Pública Virtual; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la publicación del proyecto de resolución; y el análisis respectivo de Osinergrmin;

Que, la LCE en su Artículo 68 dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, Osinergrmin deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los Artículos 69 y 70 de la LCE, estructurar un conjunto de Precios Básicos para cada concesión; y, calcular la Tasa Interna de Retorno para cada concesionario que cuente con estudio individual del VAD y en los demás casos, para conjuntos de concesionarios de conformidad con lo señalado en el Artículo 66 de la LCE, considerando para ambos casos un periodo de análisis de 25 años y evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución eléctrica e incorporando los beneficios obtenidos de los proyectos de innovación tecnológica;

Que, el Artículo 71 de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, lo cual es el caso de la presente

regulación; y en virtud a lo dispuesto en el Artículo 72 de la LCE y 151 de su Reglamento corresponde a Osinergrmin, en cumplimiento de su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Actualización, así como el factor de reajuste por mejoramiento de la calidad del servicio, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2022 para el primer grupo de empresas concesionarias, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139 y 147 del Reglamento de la LCE;

Que, Osinergrmin, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en los Artículos 27 y 52 literal v), de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22, inciso a) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Valores Agregados de Distribución;

Que, los Informes N° 577-2022-GRT y N° 578-2022-GRT forman parte integrante de la presente resolución y contienen los antecedentes, actividades desarrolladas y resultados que sustentan la presente Fijación del VAD, complementando la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2020-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, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 033-2022, de fecha 13 de octubre de 2022.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Valores Agregados de Distribución

Fijar los Valores Agregados de Distribución a que se refiere el Artículo 43, incisos b) y d), y el Artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el periodo del 01 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2026, para las empresas: Enel Distribución Perú S.A.A. (ENEL); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. (Coelvisac); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utubamba S.A.C. (Emseusa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache), Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas (Eilhicha); Proyecto Especial Chavimochic; Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad San Ramón S.A. (Edelsa); Empresa Distribuidora - Generadora y Comercializadora de Servicios Públicos de Electricidad Pangoa S.A. (Egepsa); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat), y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa).

1. Definición de Parámetros

VADMT : Valor agregado de distribución en media tensión por sector típico (S//kW-mes), comprende las instalaciones de media tensión.

VADBT : Valor agregado de distribución en baja tensión por sector típico (S//kW-mes), comprende las subestaciones de distribución MT/BT y las instalaciones de baja tensión del servicio particular y alumbrado público.

VADSED : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT por sector típico (S//

kW-mes), comprende las subestaciones de distribución MT/BT.

α MT : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT (%).

α BT : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT (%).

CFS : Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S//mes).

CFH : Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S//mes).

CFEAP : Cargo fijo mensual para medición simple del alumbrado público (S//mes).

CCSP : Cargo comercial del servicio prepago (S//mes).

CFHCO : Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada (S//mes).

CER : Cargo por energía reactiva (S//kVAR.h).

CMTPP_g : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación.

CMTFP_g : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.

CBTTP_g : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación.

CBTFP_g : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.

CMTTP_d : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.

CMTFP_d : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución.

CBTTP_d : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.

CBTFP_d : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución.

F CPPMT : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.

FCFPMT : Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.

F CPPBT : Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.

FCFPBT : Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión.

PEMT : Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión (subestaciones de distribución MT/BT, redes, acometidas y medidores).

PESED : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión (no incluye redes).

PEBTCO : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión para medición centralizada (no incluye acometidas).

PPMT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.

PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión (subestaciones de distribución MT/BT, redes, acometidas y medidores).

PPSED : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión (no incluye redes).

PPBTCO : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para medición centralizada (no incluye acometidas).

NHUBT : Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

NHUBTPP_A : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBTFP_A : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias

del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBTPP_B : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

NHUBTFP_B : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

NHUBTPRE : Número de horas de uso para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago de baja tensión.

NHUBTAP : Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público.

NHUBTPPF : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 10 kW en horas punta y fuera de punta.

NHUBTF : Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.

PEPP : Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PEFP : Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PE : Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

PP : Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW-mes).

PTPMT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión.

PTPBT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión.

VMTTP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S//kW-mes).

VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S//kW-mes).

VBTPP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S//kW-mes).

VBTFP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S//kW-mes).

VSEDPP : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta (S//kW-mes).

2. Valores Agregados de Distribución

2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en S//kW-mes, para cada una de las empresas indicadas en el Artículo 1 de la presente resolución, son las del cuadro siguiente:

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
VADMT	20.112	20.845	23.803	24.469	22.035	25.376	31.759
VADBT	63.548	57.387	74.251	80.277	109.789	84.639	94.056
VADSED	11.262	11.360	15.957	12.599	49.141	13.333	18.925

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
VADMT	25.376	33.579	23.940	25.376	25.376	44.358	44.358
VADBT	84.639	93.463	79.848	84.639	84.639	84.050	84.050
VADSED	13.333	18.603	12.346	13.333	13.087	15.020	15.020

El VAD incluye los costos por Covid-19 y se aplicará hasta que se mantengan vigentes las disposiciones sanitarias respectivas, luego de lo cual se afectará a dicha tarifa el siguiente factor de ajuste.

Empresa	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Factor de ajuste al VAD	0.9986	0.9989	0.9972	0.9953	0.9947	0.9953	0.9952

Empresa	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factor de ajuste al VAD	0.9953	0.9951	0.9953	0.9953	0.9953	0.9941	0.9941

La participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT, VADBT y VADSED es la siguiente:

Participación aVNR y OyM

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
VADMT	aVNR	71.05%	75.83%	51.19%	33.78%	47.79%	33.78%	52.10%
	OyM	28.95%	24.17%	48.81%	66.22%	52.21%	66.22%	47.90%
VADBT	aVNR	77.53%	74.43%	65.83%	57.25%	58.45%	57.25%	53.29%
	OyM	22.47%	25.57%	34.17%	42.75%	41.55%	42.75%	46.71%
VADSED	aVNR	73.12%	72.43%	79.79%	55.47%	81.41%	55.47%	57.97%
	OyM	26.88%	27.57%	20.21%	44.53%	18.59%	44.53%	42.03%

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
VADMT	aVNR	33.78%	52.10%	33.78%	33.78%	33.78%	18.72%	18.72%
	OyM	66.22%	47.90%	66.22%	66.22%	66.22%	81.28%	81.28%
VADBT	aVNR	57.25%	53.29%	57.25%	57.25%	57.25%	33.77%	33.77%
	OyM	42.75%	46.71%	42.75%	42.75%	42.75%	66.23%	66.23%
VADSED	aVNR	55.47%	57.97%	55.47%	55.47%	55.47%	26.96%	26.96%
	OyM	44.53%	42.03%	44.53%	44.53%	44.53%	73.04%	73.04%

La incidencia (%) del costo de capital de trabajo en el VADMT y VADBT es la siguiente:

Participación Capital de Trabajo

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
aMT	0.97%	0.45%	1.04%	0.03%	0.01%	0.03%	0.02%
aBT	0.75%	0.48%	0.73%	0.02%	0.01%	0.02%	0.02%

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
aMT	0.03%	0.02%	0.03%	0.03%	0.03%	0.02%	0.02%
aBT	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.01%	0.01%

Los Cargos Fijos en S/mes para cada una de las empresas indicadas en el Artículo 1 de la presente resolución, son las del cuadro siguiente:

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
CFE	2.197	2.101	3.886	3.265	3.457	3.292	3.718

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
CFS	4.098	5.267	5.106	8.802	9.576	9.029	10.601
CFH	4.788	6.127	6.255	8.593	9.430	8.791	10.325
CFEAP	4.113	2.511	4.408	5.197	5.740	5.527	4.485
CCSP	2.605	2.175	---	---	---	---	---
CFHCO	2.570	1.675	---	---	---	---	---

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
CFE	3.292	3.687	3.196	3.292	3.292	3.514	3.514
CFS	9.029	9.825	8.766	9.029	9.029	7.905	7.905
CFH	8.791	9.636	8.535	8.791	8.791	7.905	7.905
CFEAP	5.527	4.559	5.366	5.527	5.527	4.582	4.582
CCSP	---	---	---	---	---	---	---
CFHCO	---	---	---	---	---	---	---

El Cargo Fijo incluye los costos por Covid-19 y se aplicará hasta que se mantengan vigentes las disposiciones sanitarias respectivas, luego de lo cual se afectará a dicha tarifa el siguiente factor de ajuste.

Empresa	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Factor de ajuste a Cargos Fijos	0.9941	0.9956	0.9927	0.9983	0.9988	0.9984	0.9979

Empresa	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factor de ajuste a Cargos Fijos	0.9984	0.9982	0.9984	0.9984	0.9984	0.9981	0.9981



El cargo de reposición de la tarjeta inteligente a efectos del servicio comercial prepago para todas las empresas es S/ 0,21.

Los Valores Agregados VMTPP, VMTFP, VBTPP, VBTFP y VSEDPP por empresa se determinarán con las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \text{VMTFP} &= \text{VADMT} \times \text{FBP} \quad (1) \\ \text{VMTPP} &= \text{VMTFP} \times \text{PTPMT} \quad (2) \\ \text{VBTFP} &= \text{VADBT} \times \text{FBP} \quad (3) \\ \text{VBTPP} &= \text{VBTFP} \times \text{PTPBT} \quad (4) \\ \text{VSEDPP} &= \text{VADSED} \times \text{FBP} \times \text{PTPBT} \quad (5) \end{aligned}$$

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica.

2.2 Cargos Adicionales del VAD

Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI) (S/kW-mes)

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Nov-2022	VADMT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	VADBT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Oct-2023	VADSED	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	Cargos Fijos	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Nov-2023	VADMT	0.9986	0.9955	0.9967	0.9954	0.9959	0.9954	0.9959
	VADBT	0.9959	0.9956	0.9922	0.9965	0.9962	0.9965	0.9960
Oct-2024	VADSED	0.9935	0.9968	0.9920	0.9965	0.9964	0.9965	0.9960
	Cargos Fijos	0.9978	0.9988	0.9966	0.9946	0.9936	0.9946	0.9945
Nov-2024	VADMT	0.9972	0.9911	0.9935	0.9909	0.9919	0.9909	0.9918
	VADBT	0.9919	0.9913	0.9845	0.9930	0.9924	0.9930	0.9919
Oct-2025	VADSED	0.9871	0.9936	0.9840	0.9929	0.9929	0.9929	0.9921
	Cargos Fijos	0.9955	0.9975	0.9932	0.9891	0.9872	0.9891	0.9890
Nov-2025	VADMT	0.9958	0.9866	0.9902	0.9863	0.9878	0.9863	0.9878
	VADBT	0.9879	0.9869	0.9769	0.9896	0.9886	0.9896	0.9879
Oct-2026	VADSED	0.9807	0.9904	0.9761	0.9894	0.9894	0.9894	0.9881
	Cargos Fijos	0.9933	0.9963	0.9898	0.9837	0.9809	0.9837	0.9836

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Nov-2022	VADMT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	VADBT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Oct-2023	VADSED	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	Cargos Fijos	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Nov-2023	VADMT	0.9954	0.9959	0.9954	0.9954	0.9954	0.9980	0.9980
	VADBT	0.9965	0.9960	0.9965	0.9965	0.9965	0.9978	0.9978
Oct-2024	VADSED	0.9965	0.9960	0.9965	0.9965	0.9965	0.9982	0.9982
	Cargos Fijos	0.9946	0.9945	0.9946	0.9946	0.9946	0.9970	0.9970
Nov-2024	VADMT	0.9909	0.9918	0.9909	0.9909	0.9909	0.9959	0.9959
	VADBT	0.9930	0.9919	0.9930	0.9930	0.9930	0.9955	0.9955
Oct-2025	VADSED	0.9929	0.9921	0.9929	0.9929	0.9929	0.9963	0.9963
	Cargos Fijos	0.9891	0.9890	0.9891	0.9891	0.9891	0.9941	0.9941
Nov-2025	VADMT	0.9863	0.9878	0.9863	0.9863	0.9863	0.9939	0.9939
	VADBT	0.9896	0.9879	0.9896	0.9896	0.9896	0.9933	0.9933
Oct-2026	VADSED	0.9894	0.9881	0.9894	0.9894	0.9894	0.9945	0.9945
	Cargos Fijos	0.9837	0.9836	0.9837	0.9837	0.9837	0.9912	0.9912

2.5 Factores de Expansión de Pérdidas

Los factores de expansión de pérdidas aplicables en cada periodo indicado son los siguientes:

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	PEMT	1.0081	1.0100	1.0115	1.0165	1.0166	1.0159	1.0130
	PPMT	1.0107	1.0131	1.0178	1.0182	1.0266	1.0181	1.0229
SED MT/BT	PESED	1.0182	1.0187	1.0215	1.0195	1.0192	1.0192	1.0144

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas
VADBT	0.056	0.167	0.186

Los cargos se actualizarán con la fórmula de reajuste del VADBT.

Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Luz del Sur
VADMT	1.0009

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$\text{CER} = 0,0559 \text{ S//kVAR.h.}$$

2.4 Factores de Economía de Escala

Los factores de economía de escala aplicables en cada periodo indicado son los siguientes:

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360
NHUBTPRE	362	294	353	353	353	208	208
NHUBTPPF	132	132	132	132	132	132	132
NHUBTF	362	294	353	353	353	208	208

2.7 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

Los factores de corrección del Valor Agregado de Distribución PTPMT y PTPBT que ajustan el VADMT, VADBT y VADSED, por las ventas de potencia en horas fuera de punta son los siguientes:

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
PTPMT	0.8995	0.9010	0.9133	1.0000	0.9968	0.9422	0.9574
PTPBT	0.9350	0.8889	0.9845	1.0000	0.9983	1.0000	1.0000

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
PTPMT	0.9906	0.9434	0.8600	0.8503	0.8722	0.9868	1.0000
PTPBT	0.9684	0.9996	0.9924	0.9605	0.9944	1.0000	0.8405

2.8 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El Ep se calculará anualmente a nivel de empresa de distribución eléctrica para: i) los sistemas de distribución eléctrica interconectados y, ii) los sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima superior a 12 MW. El Ep a aplicarse será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

$$Ep = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)} \quad (6)$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución eléctrica en barras de media tensión:

- En horas de punta = a
- En horas fuera de punta = b

La energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2, MT3 y clientes libres en media tensión) multiplicada por el factor de expansión de pérdidas PEMT:

- En horas de punta = c
- En horas fuera de punta = d

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A y clientes libres en baja tensión) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT:

- En horas de punta = e
- En horas fuera de punta = f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo periodo de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

El Ep se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT6 y BT7.

$$PE = Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEPF \quad (7)$$

Las empresas deberán comunicar a Osinermin los resultados y el sustento respectivo del Ep, a más tardar el 15 de marzo de cada año en los formatos que se establezcan para tal fin. Osinermin realizará la revisión y

análisis de los resultados y el sustento, pudiendo formular fundadamente las observaciones que sean pertinentes.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, el Ep a aplicar será de 0,35, pudiendo la empresa distribuidora demostrar otros factores ante Osinermin de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

2.9 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima y que además tengan un factor de carga anual a nivel de media tensión mayor a 0,55, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de ajustar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta a partir de las compras eficientes, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida. El factor de carga se calcula como el cociente de la potencia media anual registrada y potencia máxima anual.

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes Valores Agregados de Distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán al Osinermin para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinermin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución 050-2022-OS/CD o en aquella que la sustituya.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

- PTCB: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta según corresponda.

- PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 y BT7 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.

- PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica, ajustándose a esta mediante el factor FBP.

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y

tendrá vigencia de acuerdo con el manual de cálculo del FBP respectivo. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW o factor de carga anual menor a 0,55 el valor de FBP será de 1,0, con excepción de aquellos casos en que las características de la demanda no se encuentren bajo el control de la empresa distribuidora, en cuyo caso, excepcionalmente, estas podrán demostrar otros factores ante Osinergrmin de acuerdo a lo establecido en el manual aprobado con Resolución Osinergrmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución 050-2022-OS/CD o el que lo sustituya.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente a Osinergrmin la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergrmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución 050-2022-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Para el periodo noviembre 2022 - octubre 2023 se aplicarán los valores siguientes:

	Enel	Luz del Sur
FBPMT	0.9189	0.8440
FBPBT	0.9000	0.8519

	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
FBP	0.9521	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
FBP	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

2.10 Precios en Barra Equivalente de Media Tensión (PEPP, PEFP, PE y PP)

Los precios en la barra equivalente de media tensión se obtendrán a partir de los precios correspondientes de generación en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por peajes de transmisión respectivos hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por Osinergrmin para los precios de generación y transmisión.

Artículo 2.- Fórmulas de Actualización

Fijar las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el Artículo 73 de la LCE.

1. Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT)

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{TC}{TC_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DMT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (8)$$

Siendo:

AMT: Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT.

BMT: Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT.

CMT: Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT.

DMT: Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT.

2. Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT)

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{TC}{TC_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DBT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (9)$$

Siendo:

ABT: Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT.

BBT: Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT.

CBT: Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT.

DBT: Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT.

3. Valor Agregado de Distribución en Subestaciones de Distribución MT/BT (VADSED)

$$FAVADSED = ASED \times \frac{IPM}{IPM_0} + BSED \times \frac{TC}{TC_0} + CSED \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DSED \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (10)$$

Siendo:

ASED: Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADSED

BSED: Coeficiente de participación de los productos importados en el VADSED

CSED: Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADSED

DSED: Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADSED

4. Cargos Fijos y Cargo de Reposición de Tarjeta Inteligente

$$FACF = \frac{IPM}{IPM_0} \quad (11)$$

5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_n} \quad (12)$$

6. Definición de los Parámetros de las Fórmulas de Actualización

TC: Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.
Se utilizará el último valor venta publicado al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPCu: Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.
Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes

anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

IPAI: Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.

Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Daily.

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

Parámetro	Valor	Referencia
TC ₀ (S//USD)	3,998	Al 31/12/2021
IPM ₀	125,433801	Diciembre 2021
IPCu ₀ (ctv. USD/lb)	422,17	Diciembre 2021
IPAI ₀ (USD/tn)	2464,86	Diciembre 2021

7. Coeficientes de las Fórmulas

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	AMT	0.6446	0.6280	0.6908	0.8196	0.7730	0.8196	0.8773
	BMT	0.2549	0.2649	0.2367	0.1674	0.2066	0.1674	0.1191
	CMT	0.0197	0.0210	0.0142	0.0037	0.0058	0.0037	0.0010
	DMT	0.0807	0.0861	0.0583	0.0093	0.0146	0.0093	0.0026
Baja Tensión	ABT	0.6051	0.6179	0.6504	0.7836	0.7355	0.7836	0.8597
	BBT	0.2853	0.2770	0.2565	0.1646	0.1732	0.1646	0.1166
	CBT	0.0215	0.0206	0.0183	0.0088	0.0110	0.0088	0.0035
	DBT	0.0880	0.0845	0.0748	0.0430	0.0803	0.0430	0.0202
SED MT/BT	ASED	0.5822	0.6253	0.5711	0.7403	0.6497	0.7403	0.8146
	BSED	0.3145	0.2723	0.3162	0.1533	0.1835	0.1533	0.1285
	CSED	0.0203	0.0201	0.0221	0.0105	0.0165	0.0105	0.0056
	DSED	0.0831	0.0822	0.0906	0.0959	0.1503	0.0959	0.0513

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	AMT	0.8196	0.8773	0.8196	0.8196	0.8196	0.7667	0.7667
	BMT	0.1674	0.1191	0.1674	0.1674	0.1674	0.2118	0.2118
	CMT	0.0037	0.0010	0.0037	0.0037	0.0037	0.0061	0.0061
	DMT	0.0093	0.0026	0.0093	0.0093	0.0093	0.0154	0.0154
Baja Tensión	ABT	0.7836	0.8597	0.7836	0.7836	0.7836	0.7789	0.7789
	BBT	0.1646	0.1166	0.1646	0.1646	0.1646	0.1700	0.1700
	CBT	0.0088	0.0035	0.0088	0.0088	0.0088	0.0067	0.0067
	DBT	0.0430	0.0202	0.0430	0.0430	0.0430	0.0444	0.0444
SED MT/BT	ASED	0.7403	0.8146	0.7403	0.7403	0.7403	0.7080	0.7080
	BSED	0.1533	0.1285	0.1533	0.1533	0.1533	0.1640	0.1640
	CSED	0.0105	0.0056	0.0105	0.0105	0.0105	0.0127	0.0127
	DSED	0.0959	0.0513	0.0959	0.0959	0.0959	0.1153	0.1153

Artículo 3.- Factor del Costo del IGV - Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía

Fijar el Factor del Costo del IGV (FIGV), igual a 1 más el porcentaje del IGV (1+%IGV) que se aplicará a los precios de compra de energía y potencia de aquellos sistemas de distribución eléctrica ubicados en las Zonas de la Amazonía bajo

el ámbito de la Ley N° 27037, operados por empresas distribuidoras que adquieren energía eléctrica para dichos sistemas a empresas suministradoras domiciliadas fuera de la Amazonia.

El Factor del Costo del IGV a que se refiere el párrafo precedente, será vigente en tanto el IGV aplicado a los precios de compra no sea recuperable o utilizado como crédito fiscal. Cualquier variación normativa sobre el referido IGV durante el período regulatorio previsto en el Artículo 8° de la presente Resolución, determinará la adecuación inmediata de dicho Factor por parte de las empresas y de Osinergmin.

Artículo 4.- Aplicación de las Fórmulas de Actualización

Disponer que las fórmulas de actualización contenidas en la presente resolución se aplicarán cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios a nivel generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o los peajes de transmisión se actualicen según la regulación vigente para dichos precios.

- Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FAVADSED o FAF se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los indicadores a emplear en las referidas fórmulas de actualización serán los disponibles al segundo día calendario de cada mes. Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

En el caso de producirse reajustes en los valores máximos, los pliegos tarifarios serán actualizados y entrarán en vigencia el cuarto día calendario de cada mes.

Artículo 5.- Compensación por Racionamiento de Energía y Potencia

Disponer que para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168 del Reglamento de la LCE, se considerará para la opción tarifaria BT5A como precio de energía los valores B.1.1 (X_{PA}) y B.2, y como precio de potencia los valores B.1.1 (Y_{PA}) y C; para las opciones tarifarias BT5B y BT6 como precio de energía el valor b1, y como precio de potencia el valor b2; y para la opción BT7 como precio de energía el valor b1 y como precio de potencia los valores b2 y b3, establecidos en la Norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

Artículo 6.- Pliegos Tarifarios

Disponer que los pliegos tarifarios a usuario final serán calculados de conformidad con la Norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final".

Los pliegos tarifarios aplicables a los usuarios finales serán determinados incorporando los Precios a Nivel Generación, los Peajes de Transmisión y/o Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos que correspondan.

Las empresas de distribución eléctrica, el segundo día calendario del mes, deberán remitir preliminarmente los pliegos tarifarios mediante correo electrónico definido por Osinergmin, para la conformidad previa a su publicación.

Las empresas de distribución eléctrica publicarán el tercer día calendario del mes los pliegos tarifarios en un diario de mayor circulación local y en su web institucional.

El día hábil siguiente a la publicación de los pliegos tarifarios, las empresas de distribución eléctrica, deberán remitir a la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin copia del recorte del diario con la publicación de los pliegos, en la cual se visualice la fecha de publicación. Dicha copia deberá estar suscrita por el representante legal de la empresa.

La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo 7.- Incorporación de Informes de Sustento

Incorporar los Informes N° 577-2022-GRT y N° 578-2022-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8.- Vigencia

Disponer que la presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026.

Artículo 9.- Publicación de Resolución

Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, y que sea consignada conjuntamente con los Informes N° 577-2022-GRT y N° 578-2022-GRT en el Portal Institucional: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Osinergmin de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en los Artículos 27 y 52 literal v), de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22, inciso a) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas de Distribución Eléctrica.

De acuerdo con dicha competencia y de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), Osinergmin fijó las tarifas de distribución eléctrica para el período 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022, a través de la Resolución Osinergmin N° 158-2018-OS/CD (modificada por las Resoluciones Osinergmin N° 204-2018-OS/CD, N° 205-2018-OS/CD, N° 206-2018-OS/CD, N° 207-2018-OS/CD, N° 208-2018-OS/CD y N° 209-2018-OS/CD) para las empresas: Enel Distribución Perú S.A.A.; Luz del Sur S.A.A.; Electro Dunas S.A.A.; Consorcio Eléctrico de Villacurú 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.; denominadas en conjunto, para efectos de la presente exposición de motivos, primer grupo de empresas concesionarias.

En el Artículo 66 de la LCE se establece que el VAD se calcula individualmente para cada empresa concesionaria de distribución eléctrica que preste servicio a más de 50 000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije su reglamento, y que, para las demás empresas concesionarias, se calcula de forma agrupada, conforme a lo aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de Osinergmin, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento.

El Artículo 67 de la LCE, dispone que los componentes del VAD se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinergmin (en adelante "Términos de Referencia"); los cuales han sido aprobados mediante Resolución Osinergmin N° Resolución Osinergmin N° 240-2021-OS/CD cuya versión final incluye las modificaciones derivadas de las Resoluciones 011 y 012-2022-OS/CD.

Considerando la normativa señalada, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 73 de la LCE, que establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, corresponde a Osinergmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el período 2022-2026 para el primer grupo de empresas concesionarias.