

Resolución de Fijación del Valor Agregado de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD**

Lima, 13 de octubre de 2023

VISTOS:

Los Informes [N° 709-2023-GRT](#) y [N° 716-2023-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"), a través de la Resolución N° 168-2019-OS/CD, modificada por la Resolución N° 224-2019-OS/CD, fijó los Valores Agregados de Distribución para el periodo 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023 del grupo correspondiente a las siguientes empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. (Electronoroeste), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. (Electronorte), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. (Electro Puno), Electro Sur Este S.A.A. (Electro Sur Este), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electrosur S.A. (Electrosur), Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (Seal), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa), Electro Oriente S.A. (Electro Oriente) y Electro Ucayali S.A. (Electro Ucayali);

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 Osinermin, 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 Osinermin (en adelante "Términos de Referencia"), los cuales han sido aprobados mediante la Resolución Osinermin N° 240-2021-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 Osinermin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027 para las empresas concesionarias antes mencionadas;

Que, mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, el Consejo Directivo de Osinermin 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 de 2023 conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución N° 240-2021-OS/CD; la publicación de los referidos estudios de costos por la GRT en el portal de internet de Osinergmin; la convocatoria, la exposición y sustentación de los estudios de costos por parte de las empresas en la “Audiencia Pública de las Empresas”; la formulación de las observaciones a los estudios de costos de conformidad con los Términos de Referencia, la LCE y la 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 Osinergmin en la “Audiencia Pública Descentralizada de Osinergmin”; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la publicación del proyecto de resolución; y el análisis respectivo de Osinergmin;

Que, la LCE en su artículo 68 dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, Osinergmin 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 Osinergmin, 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 2019 para las empresas concesionarias mencionadas precedentemente, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los artículos 139 y 147 del Reglamento de la LCE;

Que, 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 los Valores Agregados de Distribución;

Que, los Informes [N° 709-2023-GRT](#) y [N° 716-2023-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 Osinergmin, 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 Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo 010-2016-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 Osinergmin en su Sesión N° 31-2023 de fecha 12 de octubre de 2023.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobación de los 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 2023 al 31 de octubre de 2027, respecto de las empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A., Electro Sur Este S.A.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Sur S.A., Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., Electro Oriente S.A. y Electro Ucayali S.A.

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 (%).
- CFE : Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S//mes).
- 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).
- CMTTP_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.
- CBTPP_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.
- CBTPP_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.
- FCPPMT : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
- FCFPMT : Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.
- FCPPBT : 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.
- NHUBTPP_F : 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.
- NHUBT_F : 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).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD**

- 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:

VAD (S//kW-mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	50,160	18,684	26,741	23,305	41,551	32,657
VADBT	90,321	69,059	67,490	64,073	94,655	105,554
VADSED	19,618	8,759	13,210	10,816	19,042	17,510

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	23,660	21,369	161,747	27,672	19,092
VADBT	88,131	85,437	144,065	73,946	69,662
VADSED	13,095	16,305	31,208	17,573	15,092

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD**

Participación aVNR y OyM

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	aVNR	37,86%	45,66%	47,13%	45,44%	37,36%	43,36%
	OyM	62,14%	54,34%	52,87%	54,56%	62,64%	56,64%
VADBT	aVNR	50,71%	50,03%	49,35%	49,12%	48,64%	47,51%
	OyM	49,29%	49,97%	50,65%	50,88%	51,36%	52,49%
VA SED	aVNR	45,04%	57,38%	43,44%	42,33%	47,87%	45,32%
	OyM	54,96%	42,62%	56,56%	57,67%	52,13%	54,68%

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	aVNR	65,84%	58,54%	15,04%	39,05%	38,18%
	OyM	34,16%	41,46%	84,96%	60,95%	61,82%
VADBT	aVNR	55,04%	68,32%	25,82%	41,46%	49,66%
	OyM	44,96%	31,68%	74,18%	58,54%	50,34%
VA SED	aVNR	63,65%	53,30%	21,43%	48,12%	51,25%
	OyM	36,35%	46,70%	78,57%	51,88%	48,75%

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

Participación Capital de Trabajo

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
αMT	0,21%	0,41%	0,47%	0,34%	0,72%	0,10%
αBT	0,16%	0,37%	0,45%	0,32%	0,59%	0,09%

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
αMT	0,08%	1,10%	0,21%	0,79%	1,03%
αBT	0,10%	0,84%	0,18%	0,76%	0,83%

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:

Cargos Fijos (S//mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
CFE	3,348	3,164	3,080	3,065	4,378	4,939
CFS	15,178	9,753	10,938	10,151	14,241	13,702
CFH	14,402	13,077	11,044	10,502	15,189	14,843
CFEAP	5,094	4,948	5,522	6,242	4,658	5,442
CCSP	3,587	3,583	3,601	3,567	3,596	3,539
CFHCO	2,811	2,808	2,822	2,795	2,818	2,773

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,406	3,685	5,978	5,092	4,320
CFS	8,268	9,154	23,770	13,661	9,800
CFH	8,184	9,152	24,851	16,270	10,717
CFEAP	4,310	4,860	7,248	5,770	6,318
CCSP	3,586	3,592	3,607	3,690	3,664
CFHCO	2,810	2,815	2,826	2,891	2,871

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:

$$\text{VMTFP} = \text{VADMT} \times \text{FBP} \quad (1)$$

$$\text{VMTPP} = \text{VMTFP} \times \text{PTPMT} \quad (2)$$

$$\text{VBTFP} = \text{VADBT} \times \text{FBP} \quad (3)$$

$$\text{VBTPP} = \text{VBTFP} \times \text{PTPBT} \quad (4)$$

$$\text{VSEDPP} = \text{VA SED} \times \text{FBP} \times \text{PTPBT} \quad (5)$$

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

Cargo por Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (PITEC) (S//kW-mes)

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Seal	Electro Ucayali
VADBT	-0,132	-0,269	-0,192	-0,078	-0,402	-0,443

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

En caso Seal no cumpla con culminar con la ejecución del proyecto de telegestión del alumbrado público del periodo tarifario 2019-2023 hasta febrero de 2024, el cargo aprobado será sustituido con el valor de S//kW-mes -0,593 a partir del mes de marzo de 2024.

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

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADBT	0,186	0,155	0,203	0,169	0,356	0,241

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADBT	0,237	0,151	0,788	0,162	0,158

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

Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina
VADMT	0,9836	0,9937	0,9940	0,9896

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0,0479 S//kVAR.h.

2.4 Factores de Economía de Escala

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

Factores de Economía de Escala (FEE)

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Nov-2023	VADMT	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
Oct-2024	VADSED	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
Nov-2024	VADMT	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9992	0,9993
	VADBT	0,9964	0,9964	0,9964	0,9964	0,9992	0,9993
Oct-2025	VADSED	0,9934	0,9934	0,9934	0,9934	0,9992	0,9993
	Cargos Fijos	0,9980	0,9980	0,9980	0,9980	0,9994	0,9997
Nov-2025	VADMT	0,9927	0,9927	0,9927	0,9927	0,9984	0,9986
	VADBT	0,9929	0,9929	0,9929	0,9929	0,9984	0,9987
Oct-2026	VADSED	0,9868	0,9868	0,9868	0,9868	0,9984	0,9985
	Cargos Fijos	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	0,9988	0,9994
Nov-2026	VADMT	0,9891	0,9891	0,9891	0,9891	0,9975	0,9979
	VADBT	0,9894	0,9894	0,9894	0,9894	0,9977	0,9980
Oct-2027	VADSED	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9976	0,9978
	Cargos Fijos	0,9942	0,9942	0,9942	0,9942	0,9982	0,9992

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Nov-2023	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2024	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2024	VADMT	0,9992	0,9991	0,9978	0,9970	0,9950
	VADBT	0,9991	0,9992	0,9950	0,9952	0,9940
Oct-2025	VADSED	0,9992	0,9988	0,9930	0,9952	0,9937
	Cargos Fijos	0,9990	0,9986	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2025	VADMT	0,9984	0,9981	0,9957	0,9940	0,9901
	VADBT	0,9982	0,9983	0,9899	0,9904	0,9881
Oct-2026	VADSED	0,9983	0,9977	0,9860	0,9904	0,9875
	Cargos Fijos	0,9981	0,9972	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2026	VADMT	0,9975	0,9972	0,9935	0,9910	0,9852
	VADBT	0,9973	0,9975	0,9849	0,9857	0,9821
Oct-2027	VADSED	0,9975	0,9965	0,9791	0,9857	0,9813
	Cargos Fijos	0,9971	0,9958	1,0000	1,0000	1,0000

2.5 Factores de Expansión de Pérdidas

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD**

Factores de Expansión de Pérdidas

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0154	1,0108	1,0116	1,0085	1,0205	1,0180
	PPMT	1,0212	1,0188	1,0196	1,0203	1,0276	1,0250
SED MT/BT	PESED	1,0202	1,0167	1,0184	1,0198	1,0301	1,0225
	PPSED	1,0217	1,0167	1,0202	1,0206	1,0323	1,0270
Baja Tensión	PEBT	1,0766	1,0680	1,0712	1,0655	1,0948	1,0871
	PPBT	1,0872	1,0764	1,0838	1,0780	1,1054	1,0913
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0734	1,0649	1,0682	1,0628	1,0942	1,0867
	PPBTCO	1,0821	1,0702	1,0777	1,0721	1,1049	1,0910

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0163	1,0202	1,0210	1,0111	1,0130
	PPMT	1,0236	1,0236	1,0307	1,0160	1,0195
SED MT/BT	PESED	1,0190	1,0173	1,0243	1,0211	1,0205
	PPSED	1,0198	1,0230	1,0358	1,0298	1,0284
Baja Tensión	PEBT	1,0904	1,0830	1,0696	1,0887	1,0929
	PPBT	1,0927	1,1020	1,0935	1,1125	1,1180
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0900	1,0826	1,0674	1,0881	1,0919
	PPBTCO	1,0923	1,1016	1,0899	1,1117	1,1165

2.6 Factores de Caracterización de la Carga

Factores de Caracterización de la Carga

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9173	0,9244	0,9254	0,9204	0,9017	0,9161
	FCFPMT	0,8223	0,7943	0,7935	0,8032	0,8559	0,8232
	FCPPBT	0,8549	0,8557	0,8573	0,8578	0,8590	0,8558
	FCFPBT	0,7888	0,7884	0,7878	0,7875	0,7870	0,7884
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8499	0,8191	0,8198	0,8206	0,8483	0,8434
	CMTFPg	0,5421	0,5137	0,5159	0,5160	0,5492	0,5394
	CBTTPPg	0,5959	0,6191	0,6288	0,6255	0,5986	0,5988
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7463	0,6996	0,6986	0,7005	0,7305	0,7316
	CMTFPd	0,4523	0,4361	0,4373	0,4374	0,4564	0,4508
	CBTTPPd	0,5365	0,5613	0,5716	0,5681	0,5394	0,5396
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	354	394	428	350	362	391
	NHUBTPP _A	105	105	105	105	105	105
	NHUBTFP _A	482	482	482	482	482	482
	NHUBTPP _B	86	86	86	86	86	86
	NHUBTFP _B	382	382	382	382	382	382

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	354	394	428	350	362	391
	NHUBTPPF	132	132	132	132	132	132
	NHUBTF	354	394	428	350	362	391

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9268	0,9254	0,8810	0,9219	0,9214
	FCPMT	0,7902	0,7900	0,9220	0,8103	0,7961
	FCPPBT	0,8580	0,8568	0,8590	0,8555	0,8582
	FCPBT	0,7874	0,7880	0,7870	0,7885	0,7873
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8173	0,8116	0,9440	0,8386	0,8096
	CMTFPg	0,5146	0,5091	0,6010	0,5359	0,5059
	CBTPPg	0,6360	0,6321	0,5410	0,6054	0,6329
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,6933	0,6848	0,9302	0,7230	0,6836
	CMTFPd	0,4366	0,4335	0,4860	0,4488	0,4317
	CBTPPd	0,5793	0,5751	0,4780	0,5467	0,5760
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	414	421	211	411	421
	NHUBTPPA	105	105	105	105	105
	NHUBTFPA	482	482	482	482	482
	NHUBTPPB	86	86	86	86	86
	NHUBTFPB	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	414	421	211	411	421
	NHUBTPPF	132	132	132	132	132
	NHUBTF	414	421	211	411	421

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:

Factor de Corrección del VAD

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
PTPMT	0,9143	0,7229	0,8419	0,7939	0,8367	0,8388
PTPBT	0,9822	0,9608	0,9577	0,9833	0,9951	0,9808

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
PTPMT	0,7925	0,8303	0,8749	0,7473	0,7370
PTPBT	0,9868	0,9671	0,9986	0,9758	0,9764

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.

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

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, BT5F, BT5I 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 período 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, BT5E, BT6 y BT7.

$$PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP \quad (7)$$

Las empresas deberán comunicar a Osinergmin 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. Osinergmin 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 Osinergmin 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 Osinergmin para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergmin N° 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, BT5F, BT5I, 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. 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 Osinergmin de acuerdo a lo establecido en el manual aprobado con Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución Osinergmin N° 050-2022-OS/CD, o el que lo sustituya.

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

Para el periodo noviembre 2023 – octubre 2024 se aplicarán los valores siguientes:

Factor de Balance de Potencia

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
FBP	0,9253	0,9730	0,9148	0,8987	1,0000	---
FBP MT	---	---	---	---	---	0,9490
FBP BT	---	---	---	---	---	0,9528

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
FBP	---	---	1,0000	0,9449	0,9826
FBP MT	0,9403	0,9235	---	---	---
FBP BT	1,0121	0,9137	---	---	---

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 Osinergmin 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)

$$FAVADMT = AMT * \frac{IPM}{IPM_0} + BMT * \frac{TC}{TC_0} + CMT * \frac{IPCu}{IPCu_0} * \frac{TC}{TC_0} + DMT * \frac{IPAl}{IPAl_0} * \frac{TC}{TC_0} \quad (8)$$

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)

$$FAVADBT = ABT * \frac{IPM}{IPM_0} + BBT * \frac{TC}{TC_0} + CBT * \frac{IPCu}{IPCu_0} * \frac{TC}{TC_0} + DBT * \frac{IPAl}{IPAl_0} * \frac{TC}{TC_0} \quad (9)$$

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 (VADESED)

$$FAVADESED = ASED * \frac{IPM}{IPM_0} + BSED * \frac{TC}{TC_0} + CSED * \frac{IPCu}{IPCu_0} * \frac{TC}{TC_0} + DSED * \frac{IPAL}{IPAL_0} * \frac{TC}{TC_0} \quad (10)$$

Siendo:

- ASED : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADESED
- BSED : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADESED
- CSED : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADESED
- DSED : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADESED

4. Cargos Fijos y Cargo de Reposición de Tarjeta Inteligente

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

5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0} \quad (11)$$

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)".
- IPAL : 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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD**

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)	3,820	Al 30/12/2022
IPM ₀	134,248217	Diciembre 2022
IPC _{U0} (ctv. USD/lb)	400,08	Diciembre 2022
IPAl ₀ (USD/tn)	2704,99	Diciembre 2022

7. Coeficientes de las Fórmulas

Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	AMT	0,8851	0,9996	0,9013	0,8689	0,7608	0,7000
	BMT	0,0445	0,0002	0,0397	0,0515	0,1696	0,2000
	CMT	0,0014	0,0000	0,0012	0,0016	0,0348	0,0500
	DMT	0,0690	0,0002	0,0578	0,0780	0,0348	0,0500
Baja Tensión	ABT	0,8268	0,9996	0,9817	0,8435	0,8246	0,8000
	BBT	0,0783	0,0002	0,0085	0,0709	0,1000	0,1000
	CBT	0,0004	0,0000	0,0000	0,0004	0,0377	0,0500
	DBT	0,0945	0,0002	0,0098	0,0852	0,0377	0,0500
SED MT/BT	ASED	0,8115	0,9993	0,7226	0,8302	0,5979	0,5000
	BSED	0,1225	0,0004	0,1803	0,1104	0,2755	0,3000
	CSED	0,0660	0,0003	0,0971	0,0594	0,0633	0,1000
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0633	0,1000

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	AMT	0,7321	0,7400	0,8574	0,8266	0,7657
	BMT	0,1839	0,1800	0,1294	0,1160	0,1479
	CMT	0,0420	0,0400	0,0034	0,0102	0,0334
	DMT	0,0420	0,0400	0,0098	0,0472	0,0530
Baja Tensión	ABT	0,8218	0,8156	0,8442	0,8217	0,7539
	BBT	0,1000	0,1000	0,1333	0,1178	0,1445
	CBT	0,0391	0,0422	0,0058	0,0107	0,0393
	DBT	0,0391	0,0422	0,0167	0,0498	0,0623
SED MT/BT	ASED	0,5682	0,5909	0,8573	0,8003	0,7543
	BSED	0,2830	0,2773	0,1240	0,1346	0,1405
	CSED	0,0744	0,0659	0,0048	0,0115	0,0407
	DSED	0,0744	0,0659	0,0139	0,0536	0,0645

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 Amazonía.

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 7° 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 FACF 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° 709-2023-GRT](#) y [N° 716-2023-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8.- Vigencia

Disponer que la presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027.

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° 709 -2023-GRT y N° 716 -2023-GRT en el Portal Institucional: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/ResolucionesGRT-2023.aspx>

**Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin**

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Osinermin 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"), Osinermin fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023, a través de la Resolución N° 168-2019-OS/CD para las empresas: Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (Electrocentro), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. (Electronoroeste), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. (Electronorte), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. (Electro Puno), Electro Sur Este S.A.A. (Electro Sur Este), Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electrosur S.A. (Electrosur), Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (Seal), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa), Electro Oriente S.A. (Electro Oriente) y Electro Ucayali S.A. (Electro Ucayali).

En el artículo 66 de la LCE se establece que el Valor Agregado de Distribución 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 Osinermin, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento.

El artículo 67 de la LCE, dispone que los componentes del Valor Agregado de Distribución se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinermin; los cuales han sido aprobados mediante Resolución N° 240-2021-OS/CD cuya versión final incluye las modificaciones derivadas de las Resoluciones N° 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 Osinermin, en esta oportunidad, establecer el Valor Agregado de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027.