El Peruano Firmado por: Editora Peru
Fecha: 16/10/2026 21:29

www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT2026.aspx

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2565587-1

Resolución de Consejo Directivo con la que se dispone la publicación de la resolución que fija el VAD aplicable al período comprendido entre el 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030 para diversas empresas

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 185-2026-OS/CD**

Lima, 16 de octubre del 2026

VISTOS:

Los Informes N° 606-2026-GRT/OS, N° 607-2026-GRT/OS y 614-2026-GRT/OS, elaborados por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

CONSIDERANDO:

Que, conforme al Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Osinergmin fijó los Valores Agregados de Distribución para el periodo 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026 y 01 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2027, a través de las Resoluciones N° 189-2022-OS/CD y 187-2023-OS/CD, respectivamente, para dos grupos de empresas;

Que, de acuerdo con el artículo 64 de la LCE, el Valor Agregado de Distribución (VAD) se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera como componentes: (i) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, (ii) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y; (iii) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada;

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 Osinergmin, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento. De acuerdo con el artículo 67 de la LCE, 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 (Términos de Referencia), los cuales han sido aprobados mediante la Resolución N° 174-2025-OS/CD, para los periodos de noviembre de 2026 a octubre de 2030 y de noviembre de 2027 a octubre de 2031, según el grupo de empresas que corresponda;

Que, de acuerdo a la normativa señalada, y considerando que el 31 de octubre de 2026 concluye la vigencia de la Resolución N° 189-2022-OS/CD, toda vez que de acuerdo a lo establecido en el artículo 73 de la LCE, las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, corresponde a Osinergmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030 para las siguientes empresas: Pluz Energía Perú S.A.A. (Pluz Energía); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (CVC Energía); 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. administrada por Adinelsa (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat); Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa); y Acciona.org Perú (Acciona.org);

Que, mediante la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, el Consejo Directivo de Osinergmin 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 2026 conforme a lo dispuesto en el artículo 4 de la Resolución N° 145-2025-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 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 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; 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; 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 2026 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, adicionalmente, en el artículo 64 de la LCE se establece que al VAD se incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o energética (PITEC), los cuales son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin. Además, en el artículo 144-A del Reglamento de la LCE, se dispone, entre otros, que en cada fijación tarifaria del VAD, las empresas podrán presentar los PITEC para ser aprobados por Osinergmin, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD; así como que dicho cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada empresa de distribución eléctrica (EDE) en el año anterior a la fijación tarifaria y que los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria;

Que, en la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, se establece la incorporación en el VAD del cargo correspondiente a los SMI, luego de la puesta en operación comercial de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI), conforme lo que establezca Osinergmin en la respectiva resolución tarifaria. Al respecto, en la Segunda Disposición Complementaria Transitoria de la Norma DGE "Especificaciones técnicas y estándares tecnológicos y de desempeño de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI)", aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 188-2026-MINEM/DM, publicada el 01 de mayo de 2026, se dispuso que a *la EDE que le corresponda presentar su propuesta de evaluación del reconocimiento de costos del SMI durante el año 2026, podrá realizar dicha presentación hasta el primer día hábil de mayo de 2027*. De acuerdo con dicha normativa emitida, en la presente regulación tarifaria del periodo 2026-2030 no corresponde aprobar el cargo SMI, dado que las empresas tienen como plazo para presentar su propuesta de evaluación del reconocimiento de costos del SMI hasta el primer día hábil de mayo de 2027, lo cual determina que la aprobación de dicho cargo se efectúe en el año 2027;

Que, el 15 de octubre de 2026 se publicó el Decreto Supremo N° 019-2026-EM, en cuya Segunda Disposición Complementaria Final se hace referencia al "Tratamiento aplicable a los ingresos provenientes de actividades distintas a la distribución de electricidad que se desarrollen utilizando infraestructura eléctrica", en la cual expresamente se dispone que "*Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, en su calidad de ente rector del subsector eléctrico, se aprueban, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días calendario contado desde la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, las condiciones a ser consideradas para la determinación del Valor Agregado de Distribución u otros componentes tarifarios respecto de los ingresos provenientes de actividades distintas a la distribución de electricidad que se desarrollen utilizando infraestructura eléctrica, sin perjuicio de lo establecido en los contratos de concesión. En tanto se apruebe el referido Decreto Supremo, la determinación del Valor Agregado de Distribución se sujeta a los componentes previstos en el artículo 64 de la Ley, los cuales no comprenden ingresos provenientes de actividades distintas a la distribución de electricidad*";

Que, los Informes N° 606-2026-GRT/OS, N° 607-2026-GRT/OS y 614-2026-GRT/OS 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 y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 006-2026-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Con el visto bueno de la Gerencia General y la Gerencia de Asesoría Jurídica; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 35-2026 de fechas 15 y 16 de octubre de 2026.

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 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, para el periodo del 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030, respecto de las empresas: Pluz Energía Perú S.A.A. (Pluz Energía); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (CVC Energía); 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. administrada por Adinelsa (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat), Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa), y, Acciona.org Perú (Acciona.org).

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.
αMT	:	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT (%).
αBT	:	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).

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

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

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

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

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

CMTFPd : 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.

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

CBTFPd : 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.

NHUBTPPA : 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.

NHUBTFPA : 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.

NHUBTPPB : 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.

VMTPP : 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:

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
VADMT	20,075	17,201	20,785	27,646	22,182	33,780	33,780	28,443
VADBT	63,066	57,801	65,019	81,233	85,803	98,099	98,099	84,918
VADSED	11,358	11,802	16,635	16,861	29,216	19,599	19,599	18,234

	Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)*	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
VADMT	30,610	26,833	28,443	28,443	39,412	39,412	68,377
VADBT	86,742	80,111	84,918	84,918	90,700	90,700	188,743
VADSED	17,868	16,884	18,234	17,897	14,799	14,799	26,496

(*) La concesión de Emsemsa fue caducada mediante R.M. N° 232-2023-MINEM/DM, habiéndose designado a Adinelsa como Interventor mediante R.M. N° 315-2023-MINEM/DM.

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

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
VADMT	aVNR	72,06%	73,76%	57,32%	57,75%	45,22%	53,15%	53,15%	57,75%
	OyM	27,94%	26,24%	42,68%	42,25%	54,78%	46,85%	46,85%	42,25%
VADBT	aVNR	74,01%	72,35%	62,73%	62,55%	59,22%	67,16%	67,16%	62,55%
	OyM	25,99%	27,65%	37,27%	37,45%	40,78%	32,84%	32,84%	37,45%
VADSED	aVNR	69,31%	60,62%	63,82%	65,15%	76,28%	67,80%	67,80%	65,15%
	OyM	30,69%	39,38%	36,18%	34,85%	23,72%	32,20%	32,20%	34,85%

		Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
VADMT	aVNR	57,75%	57,75%	57,75%	57,75%	18,31%	18,31%	52,92%
	OyM	42,25%	42,25%	42,25%	42,25%	81,69%	81,69%	47,08%
VADBT	aVNR	62,55%	62,55%	62,55%	62,55%	26,94%	26,94%	64,89%
	OyM	37,45%	37,45%	37,45%	37,45%	73,06%	73,06%	35,11%
VADSED	aVNR	65,15%	65,15%	65,15%	65,15%	19,71%	19,71%	55,15%
	OyM	34,85%	34,85%	34,85%	34,85%	80,29%	80,29%	44,85%

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

Participación Capital de Trabajo

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
aMT	0,26%	0,27%	0,07%	0,02%	0,04%	0,03%	0,03%	0,02%
aBT	0,25%	0,29%	0,06%	0,02%	0,03%	0,02%	0,02%	0,02%

	Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
aMT	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,30%	0,30%	0,17%
aBT	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,27%	0,27%	0,13%

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:

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
CFE	1,990	1,900	3,707	3,208	3,221	3,782	3,782	3,270
CFS	4,055	4,674	5,377	9,122	7,651	8,935	8,935	9,577
CFH	4,611	4,663	5,599	8,965	7,570	8,935	8,935	9,430

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
CFEAP	3,089	2,719	2,895	5,114	4,486	3,983	3,983	5,453
CCSP	2,596	2,177	---	---	---	---	---	---
CFHCO	2,001	2,069	---	---	---	---	---	---
CFI	4,055	4,674	5,377	---	---	---	---	---

	Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
CFE	3,271	3,175	3,270	3,270	3,177	3,177	3,177
CFS	9,078	9,298	9,577	9,577	7,841	7,841	7,841
CFH	8,845	9,155	9,430	9,430	7,448	7,448	7,448
CFEAP	5,136	5,294	5,453	5,453	4,370	4,370	4,370
CCSP	---	---	---	---	---	---	---
CFHCO	---	---	---	---	---	---	---
CFI	---	---	---	---	---	---	---

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

VMTFP = VADMT x FBP (1)

VMTPP = VMTFP x PTPMT (2)

VBTFP = VADBT x FBP (3)

VBTPP = VBTFP x PTPBT (4)

VSEDPP = VADSED x FBP x PTPBT (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 Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI) (S//kW-mes)

	Luz del Sur	Pluz Energía	Electro Dunas
VADBT	0,000	0,141	0,000

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

Los cargos corresponden al saldo de los proyectos piloto aprobados en la regulación del periodo tarifario 2018-2022.

En el caso que la empresa Pluz Energía corresponden al saldo de los proyectos piloto aprobados en la regulación del periodo tarifario 2018-2022 y regulación del periodo tarifario 2022-2026.

Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Luz del Sur
VADMT	1,0024

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

Los cargos corresponden al saldo del Proyecto de Mejora de la Calidad de Suministro aprobado en la regulación del periodo tarifario 2018-2022.

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0,0472 S//kVAR.h.

2.4 Factores de Economía de Escala

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

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
Nov-2026 a Oct-2027	VADMT	1,0000	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	1,0000
	VADSED	1,0000	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	1,0000
Nov-2027 a Oct-2028	VADMT	0,9977	0,9987	0,9897	0,9969	0,9965	0,9972	0,9972	0,9969
	VADBT	0,9941	0,9973	0,9953	0,9970	0,9968	0,9974	0,9974	0,9970
	VADSED	0,9936	0,9950	0,9960	0,9970	0,9969	0,9974	0,9974	0,9970
	Cargos Fijos	0,9942	0,9963	0,9947	0,9946	0,9945	0,9951	0,9951	0,9946
Nov-2028 a Oct-2029	VADMT	0,9955	0,9973	0,9794	0,9939	0,9931	0,9944	0,9944	0,9939
	VADBT	0,9883	0,9947	0,9905	0,9940	0,9935	0,9947	0,9947	0,9940
	VADSED	0,9873	0,9901	0,9920	0,9941	0,9938	0,9947	0,9947	0,9941
	Cargos Fijos	0,9885	0,9926	0,9894	0,9891	0,9890	0,9903	0,9903	0,9891
Nov-2029 a Oct-2030	VADMT	0,9932	0,9960	0,9693	0,9908	0,9896	0,9916	0,9916	0,9908
	VADBT	0,9824	0,9920	0,9858	0,9910	0,9903	0,9921	0,9921	0,9910
	VADSED	0,9810	0,9851	0,9880	0,9911	0,9907	0,9921	0,9921	0,9911
	Cargos Fijos	0,9827	0,9890	0,9841	0,9837	0,9836	0,9854	0,9854	0,9837

		Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
Nov-2026 a Oct-2027	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
	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-2027 a Oct-2028	VADMT	0,9969	0,9969	0,9969	0,9969	0,9981	0,9981	0,9981
	VADBT	0,9970	0,9970	0,9970	0,9970	0,9982	0,9982	0,9982
	VADSED	0,9970	0,9970	0,9970	0,9970	0,9981	0,9981	0,9982
	Cargos Fijos	0,9946	0,9946	0,9946	0,9946	0,9970	0,9970	0,9970
Nov-2028 a Oct-2029	VADMT	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9962	0,9962	0,9963
	VADBT	0,9940	0,9940	0,9940	0,9940	0,9964	0,9964	0,9965
	VADSED	0,9941	0,9941	0,9941	0,9941	0,9963	0,9963	0,9963
	Cargos Fijos	0,9891	0,9891	0,9891	0,9891	0,9941	0,9941	0,9941
Nov-2029 a Oct-2030	VADMT	0,9908	0,9908	0,9908	0,9908	0,9943	0,9943	0,9944
	VADBT	0,9910	0,9910	0,9910	0,9910	0,9947	0,9947	0,9947
	VADSED	0,9911	0,9911	0,9911	0,9911	0,9944	0,9944	0,9945
	Cargos Fijos	0,9837	0,9837	0,9837	0,9837	0,9912	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:

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
Media Tensión	PEMT	1,0077	1,0086	1,0091	1,0141	1,0149	1,0192	1,0192	1,0142
	PPMT	1,0117	1,0116	1,0157	1,0274	1,0212	1,0248	1,0248	1,0285
SED MT/BT	PESED	1,0186	1,0175	1,0198	1,0131	1,0241	1,0144	1,0144	1,0129
	PPSED	1,0259	1,0238	1,0275	1,0215	1,0398	1,0216	1,0216	1,0216
Baja Tensión	PEBT	1,0926	1,0919	1,0794	1,0684	1,0778	1,0733	1,0733	1,0682
	PPBT	1,1204	1,1165	1,1008	1,0779	1,1080	1,0867	1,0867	1,0767
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0916	1,0911	1,0778	1,0644	1,0770	1,0726	1,0726	1,0639
	PPBTCO	1,1189	1,1153	1,0984	1,0744	1,1069	1,0844	1,0844	1,0729

		Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
Media Tensión	PEMT	1,0132	1,0142	1,0142	1,0142	1,0081	1,0081	1,0081
	PPMT	1,0252	1,0285	1,0285	1,0285	1,0085	1,0085	1,0085
SED MT/BT	PESED	1,0136	1,0129	1,0129	1,0129	1,0169	1,0169	1,0169
	PPSED	1,0210	1,0216	1,0216	1,0216	1,0182	1,0182	1,0182
Baja Tensión	PEBT	1,0687	1,0682	1,0682	1,0682	1,0710	1,0710	1,0710
	PPBT	1,0794	1,0767	1,0767	1,0767	1,0931	1,0931	1,0931
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0650	1,0639	1,0639	1,0639	1,0703	1,0703	1,0703
	PPBTCO	1,0761	1,0729	1,0729	1,0729	1,0924	1,0924	1,0924

2.6 Factores de Caracterización de la Carga

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9350	0,8879	0,7849	0,9031	0,9937	0,9230	0,9230	0,9030
	FCFPMT	0,8676	0,8753	0,7423	0,8299	0,9013	0,7880	0,7880	0,8280
	FCPPBT	0,8875	0,8862	0,8027	0,9575	0,6266	0,8590	0,8590	0,9680
	FCFPBT	0,8213	0,7942	0,7293	0,8204	0,9192	0,7870	0,7870	0,8240
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,6369	0,8094	0,6613	0,9028	0,1935	0,7960	0,7960	0,9071
	CMTFPg	0,3896	0,5319	0,5541	0,5802	0,2966	0,4960	0,4960	0,5842
	CBTPPg	0,7835	0,8049	0,7301	0,5466	0,2388	0,6470	0,6470	0,5410
	CBTFPg	0,3916	0,5732	0,5479	0,5800	0,0967	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,5541	0,6196	0,5278	0,8442	0,5867	0,6590	0,6590	0,8509

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
	CMTFPd	0,3310	0,3928	0,4355	0,4740	0,4384	0,4260	0,4260	0,4763
	CBTPPd	0,6694	0,5821	0,4963	0,4840	0,5591	0,5910	0,5910	0,4780
	CBTFPd	0,3304	0,3721	0,3699	0,4810	0,4592	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	436	460	446	370	369	375	375	377
	$NHUBTPP_A$	90	68	478	105	109	105	105	105
	$NHUBTFP_A$	307	191	458	482	441	482	482	482
	$NHUBTPP_B$	98	39	86	86	101	86	86	86
	$NHUBTFP_B$	306	155	376	382	307	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360	360
	NHUBTI-G	675	675	675	---	---	---	---	---
	NHUBTI-D	525	525	525	---	---	---	---	---
	NHUBTPRE	436	460	446	293	319	353	353	294
	NHUBTPPF	132	132	132	132	132	132	132	132
	NHUBTF	436	460	446	370	369	375	375	377

		Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,8994	0,9030	0,9030	0,9030	0,8810	0,8810	0,8810
	FCFPMT	0,8433	0,8280	0,8280	0,8280	0,9220	0,9220	0,9220
	FCPPBT	0,9503	0,9680	0,9680	0,9680	0,8590	0,8590	0,8590
	FCFPBT	0,8180	0,8240	0,8240	0,8240	0,7870	0,7870	0,7870
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,9133	0,9071	0,9071	0,9071	0,9450	0,9450	0,9450
	CMTFPg	0,5869	0,5842	0,5842	0,5842	0,6010	0,6010	0,6010
	CBTPPg	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,8642	0,8509	0,8509	0,8509	0,9330	0,9330	0,9330
	CMTFPd	0,4779	0,4763	0,4763	0,4763	0,4860	0,4860	0,4860
	CBTPPd	0,4780	0,4780	0,4780	0,4780	0,4780	0,4780	0,4780
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	350	377	377	377	210	210	210
	$NHUBTPP_A$	105	105	105	105	105	105	105
	$NHUBTFP_A$	482	482	482	482	482	482	482
	$NHUBTPP_B$	86	86	86	86	86	86	86
	$NHUBTFP_B$	382	382	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360
	NHUBTI-G	---	---	---	---	---	---	---
	NHUBTI-D	---	---	---	---	---	---	---
	NHUBTPRE	280	294	294	294	208	208	208
	NHUBTPPF	132	132	132	132	132	132	132
	NHUBTF	350	377	377	377	210	210	210

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:

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
PTPMT	0,8955	0,8704	0,8867	1,0000	1,0000	0,9772	0,9493	0,9818
PTPBT	0,9207	0,8522	0,9788	1,0000	1,0000	1,0000	0,9368	0,9821

	Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
PTPMT	0,9325	0,8911	0,8523	0,8926	0,9679	1,0000	1,0000
PTPBT	0,9974	0,9905	0,9500	0,9849	1,0000	1,0000	1,0000

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.

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

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 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, BT6 y BT7.

$$PE = Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEFP \qquad (7)$$

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 con lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución 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, 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 Osinergmin de acuerdo a lo establecido en el manual aprobado con Resolución Osinergmin 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 Osinergmin la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo con lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, modificada por la Resolución N° 050-2022-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Para el periodo noviembre 2026 - octubre 2027 se aplicarán los valores siguientes:

	Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas
FBPMT	0,9196	0,8673	0,9213
FBPBT	0,8819	0,8756	1,1984

	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
FBP	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

	Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona. org
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 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)

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

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)

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

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)

$$FAVADSED = ASED \times \frac{IPM}{IPM_0} + BSED \times \frac{TC}{TC_0} + CSED \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + DSED \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0} \quad (10)$$

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)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0} \quad (12)$$

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)".

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.
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)	3,368	Al 31/12/2025
IPM_0	125,999904	Diciembre 2025
$IPCu_0$ (ctv. USD/lb)	448,92	Diciembre 2025
$IPAl_0$ (USD/tn)	2625,27	Diciembre 2025

7. Coeficientes de las Fórmulas

		Pluz Energía	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	CVC Energía	Edelsa	Egepsa	Electro Pangoa
Media Tensión	AMT	0,9141	0,9192	0,8523	0,6422	0,6906	0,6550	0,6550	0,6422
	BMT	0,0648	0,0621	0,1315	0,2718	0,2396	0,2633	0,2633	0,2718
	CMT	0,0037	0,0028	0,0063	0,0201	0,0163	0,0191	0,0191	0,0201
	DMT	0,0174	0,0159	0,0099	0,0659	0,0535	0,0626	0,0626	0,0659
Baja Tensión	ABT	0,8852	0,8955	0,8718	0,7157	0,7108	0,6907	0,6907	0,7157
	BBT	0,0511	0,0470	0,0706	0,1726	0,1777	0,1884	0,1884	0,1726
	CBT	0,0038	0,0042	0,0062	0,0185	0,0176	0,0216	0,0216	0,0185
	DBT	0,0599	0,0533	0,0514	0,0932	0,0939	0,0993	0,0993	0,0932
SED MT/BT	ASED	0,8574	0,8676	0,8580	0,7029	0,6649	0,6932	0,6932	0,7029
	BSED	0,1235	0,1132	0,1216	0,1657	0,1784	0,1689	0,1689	0,1657
	CSED	0,0191	0,0192	0,0204	0,0130	0,0155	0,0138	0,0138	0,0130
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,1184	0,1412	0,1241	0,1241	0,1184

		Electro Tocache	Emsemsa (administrado por Adinelsa)	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha	Acciona.org
Media Tensión	AMT	0,6422	0,6422	0,6422	0,6422	0,6560	0,6560	0,6560
	BMT	0,2718	0,2718	0,2718	0,2718	0,2626	0,2626	0,2626
	CMT	0,0201	0,0201	0,0201	0,0201	0,0190	0,0190	0,0190
	DMT	0,0659	0,0659	0,0659	0,0659	0,0624	0,0624	0,0624
Baja Tensión	ABT	0,7157	0,7157	0,7157	0,7157	0,7082	0,7082	0,7082
	BBT	0,1726	0,1726	0,1726	0,1726	0,1815	0,1815	0,1815
	CBT	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0201	0,0201	0,0201
	DBT	0,0932	0,0932	0,0932	0,0932	0,0902	0,0902	0,0902
SED MT/BT	ASED	0,7029	0,7029	0,7029	0,7029	0,7281	0,7281	0,7281
	BSED	0,1657	0,1657	0,1657	0,1657	0,1573	0,1573	0,1573
	CSED	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0114	0,0114	0,0114
	DSED	0,1184	0,1184	0,1184	0,1184	0,1032	0,1032	0,1032

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 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 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° 606-2026-GRT, N° 607-2026-GRT y 614-2026-GRT/OS, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 8.- Vigencia
Disponer que la presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030.

Artículo 9.- Publicación de Resolución
Disponer la publicación de la presente resolución junto con su Exposición de Motivos en el diario oficial El Peruano, y que sea consignada conjuntamente con los Informes N° 606-2026-GRT, N° 607-2026-GRT y 614-2026-GRT/OS en el portal institucional: www.gob.pe/osinergmin y en la página web de Osinergmin: https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

Única.- Aprobación del cargo correspondiente a los SMI
En la presente regulación tarifaria del periodo 2026-2030 no corresponde aprobar el cargo SMI, dado que conforme a la Norma DGE "Especificaciones técnicas y estándares tecnológicos y de desempeño de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI)" publicadas el 01 de mayo del 2026, las empresas tienen como plazo para presentar su propuesta de evaluación del reconocimiento de costos del SMI hasta el primer día hábil de mayo de 2027, lo cual determina que la aprobación de dicho cargo se efectúe en el año 2027.

OMAR FRANCO CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

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 ("LCE"), Osinergmin fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo 01 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2026, a través de la Resolución N° 189-2022-OS/CD para las empresas: Enel Distribución Perú S.A.A. (hoy Pluz Energía); 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).

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 con el 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 con el 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 Osinergmin; los cuales han sido aprobados mediante Resolución N° 174-2025-OS/CD cuya versión final, luego de resueltos los recursos impugnatorios, se consolidaron en la Resolución N° 33-2026-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 Valor Agregado de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2026 al 31 de octubre de 2030 de las empresas: Pluz Energía Perú S.A.A. (Pluz Energía); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (CVC Energía); 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. administrada por Adinelsa (Emsemsa); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat), Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa), y, Acciona.org Perú (Acciona.org).

2565592-1

GOBIERNOS LOCALES

MUNICIPALIDAD METROPOLITANA DE LIMA

Autorizan viaje de profesionales médicos a la República Popular de China, en comisión de servicios

RESOLUCIÓN DE GERENCIA GENERAL N° 128-2026-GG-SISOL/MML

San Isidro, 13 de octubre de 2026

VISTOS:

El Memorándum N° 167-2026-SCD-CD-SISOL/MML, del Secretario del Consejo Directivo, el Acuerdo N° 50-2026-CD-SISOL/MML, del Consejo Directivo, el Memorándum N° 3000-2026-GSS-SISOL/MML, de la Gerencia de Servicios de Salud, el Informe N° 3047-2026-ULSG-OAF-SISOL/MML, de la Unidad de Logística y Servicios Generales, el Memorándum N° 2061-2026-OAF-SISOL/MML, de la Oficina de Administración y Finanzas y el Informe N° 181-2026-OAJ-SISOL/MML, de la Oficina de Asesoría Jurídica, y;

CONSIDERANDO:

Que, los artículos 3 y 4 del Estatuto del Sistema Metropolitano de la Solidaridad - SISOL, aprobado por Ordenanza N° 2342 y modificatorias, establecen que aquél es un órgano desconcentrado especial de la Municipalidad Metropolitana de Lima, con personería