

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD**

Lima, 11 de octubre de 2019

**VISTOS:**

Los [Informes N° 0503-2019-GRT](#) y [N° 0502-2019-GRT](#), elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal, respectivamente, de Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante "GRT") del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinerghmin").

**CONSIDERANDO:**

Que, Osinerghmin, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), fijó los Valores Agregados de Distribución para el periodo 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017, a través de la Resolución Osinerghmin N° 203-2013-OS/CD, modificada por las Resoluciones Osinerghmin N° 256-2013-OS/CD y N° 259-2013-OS/CD;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM, se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019, la vigencia del Valor Agregado de Distribución (en adelante "VAD") correspondiente al período 2013-2017 de: 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 Osinerghmin, 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 Osinerghmin (en adelante "Términos de Referencia"), los cuales han sido aprobados mediante la Resolución Osinerghmin N° 225-2017-OS/CD;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-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 Osinergmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 2019-2023 para las empresas concesionarias antes mencionadas;

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 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 las Audiencias Públicas 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 por parte de Osinergmin, en la Audiencia Pública Descentralizada de Osinergmin convocada por la GRT y llevada a cabo en las ciudades de Arequipa, Trujillo e Iquitos; 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° 0503-2019-GRT](#) y [N° 0502-2019-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° 025-2007-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° 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° 030-2019.

#### SE RESUELVE:

##### **Artículo 1.- Fijación 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 2019 al 31 de octubre de 2023, 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.
- $\alpha$ MT : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT (%).
- $\alpha$ BT : Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT (%).
- CFS : Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición

- de energía (S//mes).
- CFH : Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S//mes).
- CFEAP : Cargo fijo mensual para medición simple del alumbrado público (S//mes).
- CCSP : Cargo comercial del servicio prepago (S//mes).
- CFHCO : Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada (S//mes).
- CER : Cargo por energía reactiva (S//kVAR.h).
- CMTPP<sub>g</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación.
- CMTFP<sub>g</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.
- CBTPP<sub>g</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación.
- CBTFP<sub>g</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.
- CMTPP<sub>d</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- CMTFP<sub>d</sub> : 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<sub>d</sub> : Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- CBTFP<sub>d</sub> : 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<sub>A</sub> : 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<sub>A</sub> : 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<sub>B</sub> : 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<sub>B</sub> : 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.
- PEPP : Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).
- PEFP : Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).
- PE : Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S//kW.h).

- PP : Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S//kW-mes).
- PTPMT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión.
- PTPBT : Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión.
- VMTTP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S//kW-mes).
- VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S//kW-mes).
- VBTPP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S//kW-mes).
- VBTFP : Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S//kW-mes).
- VSEDPP : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta (S//kW-mes).

## **2. Valores Agregados de Distribución**

### **2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos**

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

#### **VAD (S//kW-mes)**

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	28,520	15,999	21,051	14,873	29,355	24,112
VADBT	81,585	63,703	49,750	61,483	70,832	78,701
VADSED	12,609	11,035	9,264	6,626	14,353	13,891

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	16,336	15,467	116,480	24,642	17,998
VADBT	64,287	57,548	134,266	66,577	62,433
VADSED	9,648	13,219	35,322	11,915	11,609

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° 168-2019-OS/CD**

**Participación aVNR y OyM**

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADMT	aVNR	45,23%	47,46%	53,82%	48,56%	33,75%	49,19%
	OyM	54,77%	52,54%	46,18%	51,44%	66,25%	50,81%
VADBT	aVNR	55,36%	59,70%	63,23%	57,77%	45,60%	60,99%
	OyM	44,64%	40,30%	36,77%	42,23%	54,40%	39,01%
VADSED	aVNR	52,00%	53,31%	59,60%	50,99%	44,42%	62,08%
	OyM	48,00%	46,69%	40,40%	49,01%	55,58%	37,92%

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADMT	aVNR	63,82%	63,10%	18,66%	48,92%	40,98%
	OyM	36,18%	36,90%	81,34%	51,08%	59,02%
VADBT	aVNR	58,02%	69,25%	20,84%	59,31%	48,86%
	OyM	41,98%	30,75%	79,16%	40,69%	51,14%
VADSED	aVNR	69,35%	63,09%	13,58%	52,83%	42,96%
	OyM	30,65%	36,91%	86,42%	47,17%	57,04%

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	0,34%	0,53%	0,45%	0,38%	2,72%	0,20%
αBT	0,29%	0,44%	0,36%	0,32%	2,29%	0,16%

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
αMT	0,18%	0,94%	0,05%	1,11%	2,07%
αBT	0,23%	0,79%	0,06%	1,12%	2,07%

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	3,700	3,562	3,393	3,401	3,882	3,606
CFS	11,442	9,276	10,417	9,562	11,212	10,201
CFH	10,867	11,216	10,013	11,593	11,887	11,128
CFEAP	4,986	4,474	5,529	5,203	4,001	4,275
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893	2,893
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
CFE	3,214	3,382	5,565	3,692	3,539
CFS	7,607	8,041	17,965	10,468	7,136
CFH	7,505	7,974	18,760	12,022	7,725
CFEAP	3,683	3,616	5,639	4,283	4,308
CCSP	2,893	2,893	2,893	2,935	2,912
CFHCO	2,267	2,267	2,267	2,300	2,281

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:

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

$$VMTPP = VMTFP \times PTPMT \quad (2)$$

$$VBTFP = VADBT \times FBP \quad (3)$$

$$VBTPP = VBTFP \times PTPBT \quad (4)$$

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

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 del VAD

### Cargo por Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (CITEE) (S//kW-mes)

	Seal
VADBT	0,275

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

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

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
VADBT	0,347	0,276	0,259	0,218	0,443	0,338

  

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
VADBT	0,295	0,225	0,913	0,292	0,294

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

### Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina
VADMT	1,0175	1,0060	1,0061	1,0118

Los valores de SAIFI y SAIDI asociados a los factores señalados, a efectos de su cumplimiento en el periodo de cuatro años son:



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD**

**Electrocentro**

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	9,30	8,66	8,03	7,39	6,75
SAIDI	17,79	16,58	15,38	14,17	12,96

**Electronoroeste**

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	8,56	8,34	8,11	7,89	7,66
SAIDI	20,52	19,58	18,64	17,69	16,75

**Electronorte**

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	8,34	8,19	8,03	7,87	7,71
SAIDI	14,66	14,42	14,18	13,94	13,70

**Hidrandina**

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	6,94	6,73	6,53	6,32	6,11
SAIDI	15,20	14,83	14,47	14,10	13,73

**2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)**

CER = 0.0420 S//kVAR.h.

**2.4 Factores de Economía de Escala**

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD**

**Factores de Economía de Escala (FEE)**

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Nov-2019 a	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-2020	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-2020 a	VADMT	0,9965	0,9963	0,9969	0,9958	0,9913	0,9941
	VADBT	0,9966	0,9964	0,9972	0,9956	0,9911	0,9941
Oct-2021	VADSED	0,9936	0,9934	0,9938	0,9929	0,9911	0,9941
	Cargos Fijos	0,9981	0,9978	0,9994	0,9962	0,9989	0,9937
Nov-2021 a	VADMT	0,9931	0,9927	0,9938	0,9916	0,9827	0,9883
	VADBT	0,9934	0,9929	0,9944	0,9913	0,9823	0,9883
Oct-2022	VADSED	0,9872	0,9868	0,9877	0,9860	0,9823	0,9882
	Cargos Fijos	0,9963	0,9956	0,9988	0,9924	0,9979	0,9874
Nov-2022 a	VADMT	0,9897	0,9891	0,9908	0,9875	0,9742	0,9825
	VADBT	0,9901	0,9894	0,9916	0,9871	0,9736	0,9825
Oct-2023	VADSED	0,9810	0,9804	0,9816	0,9792	0,9736	0,9824
	Cargos Fijos	0,9945	0,9934	0,9982	0,9887	0,9968	0,9811

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Nov-2019 a	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2020	VADSED	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Cargos Fijos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Nov-2020 a	VADMT	0,9912	0,9911	0,9996	0,9989	0,9983
	VADBT	0,9913	0,9910	0,9988	0,9979	0,9974
Oct-2021	VADSED	0,9910	0,9910	0,9988	0,9982	0,9975
	Cargos Fijos	0,9981	0,9986	1,0000	1,0000	0,9995
Nov-2021 a	VADMT	0,9824	0,9823	0,9992	0,9979	0,9965
	VADBT	0,9827	0,9821	0,9975	0,9958	0,9947
Oct-2022	VADSED	0,9822	0,9821	0,9976	0,9963	0,9951
	Cargos Fijos	0,9962	0,9972	0,9999	0,9999	0,9990
Nov-2022 a	VADMT	0,9737	0,9735	0,9988	0,9968	0,9948
	VADBT	0,9741	0,9733	0,9963	0,9937	0,9921
Oct-2023	VADSED	0,9734	0,9733	0,9964	0,9945	0,9926
	Cargos Fijos	0,9942	0,9958	0,9999	0,9999	0,9986

## 2.5 Factores de Expansión de Pérdidas

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

**Factores de Expansión de Pérdidas**

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0111	1,0152	1,0216	1,0192	1,0228	1,0340
	PPMT	1,0180	1,0215	1,0301	1,0313	1,0348	1,0519
SED MT/BT	PESED	1,0181	1,0230	1,0224	1,0217	1,0218	1,0204
	PPSED	1,0178	1,0200	1,0194	1,0213	1,0335	1,0315
Baja Tensión	PEBT	1,0873	1,0819	1,0856	1,0741	1,0904	1,0851
	PPBT	1,1013	1,0937	1,1010	1,0939	1,1201	1,1109
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0852	1,0798	1,0836	1,0702	1,0901	1,0848
	PPBTCO	1,0947	1,0903	1,0976	1,0806	1,1195	1,1103

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0219	1,0192	1,0348	1,0227	1,0260
	PPMT	1,0359	1,0275	1,0471	1,0246	1,0267
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0202	1,0400	1,0152	1,0117
	PPSED	1,0284	1,0296	1,0278	1,0166	1,0158
Baja Tensión	PEBT	1,0912	1,1115	1,0853	1,0556	1,0486
	PPBT	1,1234	1,1529	1,0750	1,0656	1,0592
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0908	1,1110	1,0849	1,0552	1,0484
	PPBTCO	1,1229	1,1523	1,0743	1,0649	1,0587

## 2.6 Factores de Caracterización de la Carga

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD**

**Factores de Caracterización de la Carga**

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9181	0,9240	0,9241	0,9216	0,9023	0,9184
	FCPPBT	0,8183	0,7931	0,7951	0,7989	0,8540	0,8168
	FCPPBT	0,8554	0,8566	0,8577	0,8578	0,8590	0,8553
	FCFPBT	0,7886	0,7880	0,7876	0,7875	0,7870	0,7886
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8432	0,8141	0,8171	0,8148	0,8457	0,8385
	CMTFPg	0,5370	0,5099	0,5142	0,5120	0,5477	0,5354
	CBTPPg	0,6028	0,6271	0,6308	0,6304	0,6005	0,6026
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7345	0,6909	0,6931	0,6896	0,7254	0,7233
	CMTFPd	0,4494	0,4339	0,4364	0,4352	0,4555	0,4485
	CBTPPd	0,5439	0,5697	0,5737	0,5733	0,5415	0,5436
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	342	334	359	338	355	378
	NHUBTTP <sub>A</sub>	105	105	105	105	105	105
	NHUBTFP <sub>A</sub>	482	482	482	482	482	482
	NHUBTTP <sub>B</sub>	86	86	86	86	86	86
	NHUBTFP <sub>B</sub>	382	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	342	334	359	338	355	378

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9217	0,9254	0,8810	0,9245	0,9226
	FCPPBT	0,7949	0,7890	0,9220	0,8028	0,7928
	FCPPBT	0,8586	0,8572	0,8590	0,8552	0,8580
	FCFPBT	0,7872	0,7878	0,7870	0,7887	0,7874
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8051	0,8091	0,9441	0,8362	0,8066
	CMTFPg	0,5048	0,5069	0,6010	0,5307	0,5038
	CBTPPg	0,6390	0,6359	0,5410	0,6119	0,6359
	CBTFPg	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,6722	0,6809	0,9304	0,7241	0,6779
	CMTFPd	0,4310	0,4322	0,4860	0,4458	0,4305
	CBTPPd	0,5825	0,5792	0,4780	0,5536	0,5792
	CBTFPd	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	386	374	211	302	334
	NHUBTTP <sub>A</sub>	105	105	105	105	105
	NHUBTFP <sub>A</sub>	482	482	482	482	482
	NHUBTTP <sub>B</sub>	86	86	86	86	86
	NHUBTFP <sub>B</sub>	382	382	382	382	382
	NHUBTAP	360	360	360	360	360
	NHUBTPRE	386	374	211	302	334

**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	0,9241	0,6698	0,8058	0,8074	0,8342	0,8691
PTPBT	0,9835	0,9613	0,9592	0,9825	0,9935	0,9742

  

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
PTPMT	0,7891	0,8404	0,9654	0,8097	0,7910
PTPBT	0,9838	0,9653	0,9991	0,9799	0,9735

**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 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  $E_p$  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.

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

Las empresas deberán comunicar a Osinergmin los resultados y el sustento respectivo del  $E_p$ , 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 fundamentamente las observaciones que sean pertinentes.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, el  $E_p$  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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD**

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 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 a partir del 01 de mayo de cada año. 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 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 o en aquella que la sustituya.

Para el periodo noviembre 2019 - abril 2020 se aplicarán los valores siguientes:

**Factor de Balance de Potencia**

	Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
FBP	0,9312	1,0004	0,8324	0,8705	1,0000	---
FBP MT	---	---	---	---	---	0,9364
FBP BT	---	---	---	---	---	0,9259

	Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
FBP	---	---	1,0000	0,8664	0,8632
FBP MT	0,9063	0,8489	---	---	---
FBP BT	0,9188	0,8341	---	---	---

**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)

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

Siendo:

AMT	:	Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT.
BMT	:	Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT.
CMT	:	Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT.
DMT	:	Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT.

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

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

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 (VADESED)

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

Siendo:

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

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

#### 6. Definición de los Parámetros de las Fórmulas de Actualización

- TC** : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.  
 Se utilizará el último valor venta publicado al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPM** : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.  
 Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al último día hábil del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu** : Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.  
 Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.  
 Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú “Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)”.
- IPAI** : Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.  
 Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.  
 Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt’s Metals Daily.

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

Parámetro	Valor	Referencia
TC <sub>0</sub> (S//USD)	3,379	Al 31/12/2018
IPM <sub>0</sub>	108,870514	Diciembre 2018
IPCu <sub>0</sub> (ctv. USD/lb)	295,83	Diciembre 2018
IPAI <sub>0</sub> (USD/tn)	2109,92	Diciembre 2018

## 7. Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	AMT	0,8731	0,8565	0,8660	0,8676	0,7658	0,7000
	BMT	0,0554	0,0610	0,0578	0,0588	0,1671	0,2000
	CMT	0,0000	0,0124	0,0152	0,0132	0,0336	0,0500
	DMT	0,0715	0,0701	0,0610	0,0604	0,0335	0,0500
Baja Tensión	ABT	0,8223	0,8098	0,8107	0,8177	0,8272	0,8000
	BBT	0,0896	0,0919	0,0924	0,0912	0,1000	0,1000
	CBT	0,0004	0,0005	0,0004	0,0004	0,0364	0,0500
	DBT	0,0877	0,0978	0,0965	0,0907	0,0364	0,0500
SED MT/BT	ASED	0,8023	0,7986	0,7899	0,8091	0,6109	0,5000
	BSED	0,1340	0,1346	0,1407	0,1289	0,2723	0,3000
	CSED	0,0637	0,0668	0,0694	0,0620	0,0584	0,1000
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0584	0,1000

		Electrosur	Seal	Adinlsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	AMT	0,7359	0,7368	0,7906	0,7653	0,7827
	BMT	0,1821	0,1816	0,1821	0,1989	0,1933
	CMT	0,0410	0,0408	0,0109	0,0111	0,0077
	DMT	0,0410	0,0408	0,0164	0,0247	0,0163
Baja Tensión	ABT	0,8210	0,8154	0,7496	0,7642	0,7431
	BBT	0,1000	0,1000	0,2136	0,1700	0,1878
	CBT	0,0395	0,0423	0,0120	0,0082	0,0100
	DBT	0,0395	0,0423	0,0248	0,0576	0,0591
SED MT/BT	ASED	0,5612	0,5738	0,6102	0,7165	0,6401
	BSED	0,2847	0,2816	0,3651	0,1742	0,3319
	CSED	0,0771	0,0723	0,0202	0,0108	0,0226
	DSED	0,0770	0,0723	0,0045	0,0985	0,0054

### 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° 0503-2019-GRT](#) y N° [0502-2019-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

#### **Artículo 8.- Vigencia**

Disponer que la presente resolución tendrá vigencia del 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023.

#### **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° 0503-2019-GRT](#) y [N° 0502-2019-GRT](#) en el Portal Institucional: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/ResolucionesGRT-2019.aspx>.

**Daniel Schmerler Vainstein**  
**Presidente del Consejo Directivo**  
**Osinergmin**