RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 158-2018-OS/CD

Lima, 15 de octubre de 2018

VISTOS:

Los Informes N° 0450-2018-GRT y N° 0449-2018-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 "Osinergmin").

CONSIDERANDO:

Que, Osinergmin, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017, denominadas Valor Agregado de Distribución (en adelante "VAD"), a través de la Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, modificada por las Resoluciones Osinergmin 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 2018, la vigencia del VAD correspondiente al período 2013-2017 de las empresas Proyecto Especial Chavimochic (Chavimochic); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (Coelvisac); 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); Empresa de Interés Local Hidroeléctrica Chacas S.A. (Eilhicha); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (Emseusa); Enel Distribución Perú S.A.A. (Enel Distribución Perú); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa); en adelante a todas las empresas mencionadas en el presente párrafo, se les denominará primer grupo de empresas concesionarias;

Que, asimismo, se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019 la vigencia del VAD correspondiente al período 2013-2017 de las empresas Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electrosur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.; en adelante segundo grupo de empresas concesionarias;

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.

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 Osinergmin (en adelante "Términos de Referencia"); los cuales han sido aprobados mediante Resolución Osinergmin N° 225-2017-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 2018-2022 para el primer grupo de empresas concesionarias;

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 presentación de los estudios de costos del VAD por parte de las del primer grupo de empresas concesionarias que cuentan con más de 50 000 suministros y las del mismo grupo que fueron designadas por Osinergmin como representativas de las que atienden a menos de 50 000 suministros; 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 distribuidoras responsables, 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 distribuidoras responsables, que fueron analizados por la GRT; la publicación del proyecto de resolución de las tarifas de distribución eléctrica 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 las ciudades de Ica, Lima y Jaén; 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 2018 para el primer grupo de empresas

concesionarias, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139 y 147 del Reglamento de la LCE;

Que, Luz del Sur solicita la nulidad del Acta de la Audiencia Pública Descentralizada sobre la presentación, sustentación y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución de fijación del VAD para el periodo noviembre 2018 – octubre 2022, llevada a cabo en Lima, el 20 de agosto de 2018, debido a que considera que i) se había excluido del acta declaraciones de los representantes que resultan relevantes e imprescindibles para el cuestionamiento del proceso tarifario, ii) se habían excluido y tergiversado las declaraciones de varios asistentes y representantes, lo que se evidencia a partir de lo consignado en la misma y lo efectivamente indicado en la audiencia y, iii) transgrede el numeral 1 del Artículo 165 del TUO de la LPAG que señala que el acta debe ser formulada, leída y firmada inmediatamente después de la actuación por los declarantes, la autoridad administrativa y por los participantes, dado que, al término de la Audiencia no se les permitió leer el documento ni firmarlo;

Que, contrariamente a lo manifestado por Luz del Sur, no se han excluido o tergiversado las declaraciones de sus representantes al consignarlas en la referida acta, sino que, estas fueron resumidas debido a la inmediatez de su elaboración, que no permite una transcripción de todo lo que es mencionado en la Audiencia. Acorde con ello, en la parte introductoria del Acta se señala que esta solo contiene el resumen de las exposiciones e intervenciones que tuvieron lugar en la Audiencia Pública, y que el contenido total de las exposiciones e intervenciones constan en los audios y vídeos que forman parte integrante de la misma;

Que, además, en el párrafo final del Acta se indica que "*La presente Audiencia Pública ha sido filmada (audio, e imagen y voz) y las cintas de audio y video de la misma, contienen los detalles de las exposiciones e intervenciones captados en forma completa y tiempo real, prevaleciendo lo captado en dichas cintas sobre cualquier discordancia que pudiera presentarse con el resumen contenido en esta Acta. La cinta indicada, así como la lista de asistentes forman parte integrante de la presente Acta*". Cabe señalar que el video de la mencionada audiencia se encuentra publicada en la página web de Osinergmin. En consecuencia, el Acta de la Audiencia Pública Descentralizada no contraviene la normativa vigente, por lo que, debe declararse no ha lugar a la solicitud de nulidad formulada por Luz del Sur;

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 las Tarifas de Distribución Eléctrica;

Que, los Informes N° 0450-2018-GRT y N° 0449-2018-GRT forman parte integrante de la presente resolución y contienen los antecedentes, actividades desarrolladas y resultados que sustentan la presente Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica, complementando la motivación que sustenta la decisión 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° 006-2017-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° 030-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar no ha lugar la solicitud de nulidad interpuesta por Luz del Sur S.A.A. contra el Acta de la Audiencia Pública Descentralizada sobre la presentación, sustentación y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución de fijación del Valor Agregado de Distribución, por las razones señaladas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Fíjese 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 2018 al 31 de octubre de 2022, respecto de las empresas Proyecto Especial Chavimochic (Chavimochic); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (Coelvisac); 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); Empresa de Interés Local Hidroeléctrica Chacas S.A. (Eilhicha); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (Emseusa); Enel Distribución Perú S.A.A. (Enel Distribución Perú); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa).

1. Definición de Parámetros

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

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

VADSED : Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT por sector típico (S//kW-mes), comprende las subestaciones de distribución MT/BT.

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

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

CFE : Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S//mes).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

FCPPMT : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.

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

FCPPBT : Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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. Tarifas de Distribución Eléctrica

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 2 de la presente resolución, son las de los cuadros siguientes:

VAD (S//kW-mes)

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
VADMT	11,627	11,062	15,673	23,209	21,161	26,173	26,173
VADBT	46,559	45,576	61,464	67,406	65,660	91,403	91,403
VADSED	5,932	8,392	7,136	9,824	9,275	13,142	13,142

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
VADMT	22,269	35,480	21,008	22,269	22,269	99,433	99,433
VADBT	69,492	97,776	65,559	69,492	69,492	137,406	137,406
VADSED	9,946	14,899	9,209	9,946	9,946	26,012	26,012

Participación (%) de los costos de inversión (aVNR) y, de operación y mantenimiento (OyM) en el VADMT, VADBT y VADSED

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
VADMT	aVNR	74,24%	73,51%	47,35%	44,08%	44,08%	60,15%	60,15%
	OyM	25,76%	26,49%	52,65%	55,92%	55,92%	39,85%	39,85%
VADBT	aVNR	71,20%	70,56%	53,39%	58,50%	58,50%	61,00%	61,00%
	OyM	28,80%	29,44%	46,61%	41,50%	41,50%	39,00%	39,00%
VADSED	aVNR	83,53%	77,03%	76,76%	56,38%	56,38%	59,97%	59,97%
	OyM	16,47%	22,97%	23,24%	43,62%	43,62%	40,03%	40,03%

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
VADMT	aVNR	44,08%	60,15%	44,08%	44,08%	44,08%	14,16%	14,16%
	OyM	55,92%	39,85%	55,92%	55,92%	55,92%	85,84%	85,84%
VADBT	aVNR	58,50%	61,00%	58,50%	58,50%	58,50%	28,55%	28,55%
	OyM	41,50%	39,00%	41,50%	41,50%	41,50%	71,45%	71,45%
VADSED	aVNR	56,38%	59,97%	56,38%	56,38%	56,38%	22,95%	22,95%
	OyM	43,62%	40,03%	43,62%	43,62%	43,62%	77,05%	77,05%

Incidencia (%) del costo de capital de trabajo en el VADMT y VADBT

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
αMT	0,43%	0,59%	0,72%	0,03%	0,03%	0,02%	0,02%
αBT	0,48%	0,65%	0,63%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
αMT	0,03%	0,02%	0,03%	0,03%	0,03%	0,07%	0,07%
αBT	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,06%	0,06%

Los Cargos Fijos en S//mes para cada una de las empresas indicadas en el Artículo 2 de la presente resolución, son las del cuadro siguiente:

Cargos Fijos (S//mes)

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
CFE	2,518	2,599	3,105	3,251	3,040	3,400	3,400
CFS	3,423	5,014	7,055	9,334	8,491	11,830	11,830
CFH	4,176	5,030	7,100	9,546	8,722	12,663	12,663
CFEAP	3,784	2,888	3,780	5,171	5,266	3,454	3,454
CCSP	2,239	1,892	---	---	---	---	---
CFHCO	2,209	2,440	---	---	---	---	---

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
CFE	3,000	3,798	2,913	3,000	3,000	4,611	4,611
CFS	7,985	12,803	7,752	7,985	7,985	14,687	14,687
CFH	8,027	13,390	7,793	8,027	8,027	14,687	14,687
CFEAP	5,606	3,836	5,443	5,606	5,606	4,611	4,611
CCSP	---	---	---	---	---	---	---
CFHCO	---	---	---	---	---	---	---

El cargo de reposición de la tarjeta inteligente a efectos del servicio comercial prepago para todos los sectores típicos es S/ 0,21.

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 del VAD

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

	Enel
VADMT	0,000
VADBT	0,277

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

	Enel	Luz del Sur
VADMT	0,000	0,004
VADBT	0,183	0,281

Los cargos se actualizarán con la fórmula de reajuste del VADMT o VADBT, según corresponda.

Factor de Mejora de la Calidad de Suministro

	Luz del Sur
VADMT	1,0062

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

	Actual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SAIFI	2,62	2,62	2,61	2,60	2,59
SAIDI	10,92	10,75	10,59	10,43	10,26

2.3 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0,0428 S//kVAR.h.

2.4 Factores de Economía de Escala

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

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Nov-2018	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
a	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2019	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-2019	VADMT	0,9918	0,9932	0,9923	0,9928	0,9928	0,9928	0,9928
a	VADBT	0,9931	0,9946	0,9922	0,9923	0,9923	0,9923	0,9923
Oct-2020	VADSED	0,9931	0,9938	0,9918	0,9932	0,9932	0,9932	0,9932
	Cargos Fijos	0,9939	0,9997	0,9992	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978
Nov-2020	VADMT	0,9836	0,9865	0,9846	0,9857	0,9857	0,9857	0,9857
a	VADBT	0,9862	0,9893	0,9845	0,9847	0,9847	0,9847	0,9847
Oct-2021	VADSED	0,9863	0,9876	0,9837	0,9866	0,9866	0,9866	0,9866
	Cargos Fijos	0,9879	0,9994	0,9985	0,9956	0,9956	0,9957	0,9957
Nov-2021	VADMT	0,9755	0,9798	0,9770	0,9787	0,9787	0,9787	0,9787
a	VADBT	0,9794	0,9839	0,9769	0,9773	0,9773	0,9773	0,9773
Oct-2022	VADSED	0,9794	0,9814	0,9756	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800
	Cargos Fijos	0,9819	0,9991	0,9977	0,9934	0,9934	0,9936	0,9936

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Nov-2018	VADMT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
a	VADBT	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Oct-2019	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-2019	VADMT	0,9928	0,9928	0,9928	0,9928	0,9928	0,9928	0,9928
a	VADBT	0,9923	0,9923	0,9923	0,9923	0,9923	0,9923	0,9923
Oct-2020	VADSED	0,9932	0,9932	0,9932	0,9932	0,9932	0,9932	0,9932
	Cargos Fijos	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	0,9913	0,9913
Nov-2020	VADMT	0,9857	0,9857	0,9857	0,9857	0,9857	0,9857	0,9857
a	VADBT	0,9847	0,9847	0,9847	0,9847	0,9847	0,9847	0,9847
Oct-2021	VADSED	0,9866	0,9866	0,9866	0,9866	0,9866	0,9866	0,9866
	Cargos Fijos	0,9956	0,9957	0,9956	0,9956	0,9956	0,9828	0,9828
Nov-2021	VADMT	0,9787	0,9787	0,9787	0,9787	0,9787	0,9787	0,9787
a	VADBT	0,9773	0,9773	0,9773	0,9773	0,9773	0,9773	0,9773
Oct-2022	VADSED	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800
	Cargos Fijos	0,9934	0,9936	0,9934	0,9934	0,9934	0,9744	0,9744

2.5 Factores de Expansión de Pérdidas

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

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media	PEMT	1,0094	1,0111	1,0083	1,0128	1,0127	1,0127	1,0127
Tensión	PPMT	1,0100	1,0131	1,0119	1,0195	1,0450	1,0197	1,0197
SED MT/BT	PESED	1,0476	1,0289	1,0219	1,0982	1,0984	1,0984	1,0984
	PPSED	1,0529	1,0340	1,0279	1,1213	1,1221	1,1223	1,1223
Baja	PEBT	1,0875	1,0871	1,1105	1,0536	1,0537	1,0538	1,0538
Tensión	PPBT	1,1033	1,1044	1,1344	1,0647	1,0651	1,0653	1,0653
Medición	PEBTCO	1,0868	1,0806	1,1078	1,0883	1,0885	1,0886	1,0886
Centralizada	PPBTCO	1,1025	1,0989	1,1308	1,1128	1,1136	1,1138	1,1138

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media	PEMT	1,0127	1,0265	1,0127	1,0127	1,0127	1,0189	1,0189
Tensión	PPMT	1,0197	1,0275	1,0197	1,0197	1,0197	1,0081	1,0081
SED MT/BT	PESED	1,0984	1,0791	1,0984	1,0984	1,0984	1,0813	1,0813
	PPSED	1,1223	1,0770	1,1223	1,1223	1,1223	1,0731	1,0731
Baja	PEBT	1,0538	1,0232	1,0538	1,0538	1,0538	1,0336	1,0336
Tensión	PPBT	1,0653	1,0198	1,0653	1,0653	1,0653	1,0328	1,0328
Medición	PEBTCO	1,0886	1,0647	1,0886	1,0886	1,0886	1,0626	1,0626
Centralizada	PPBTCO	1,1138	1,0691	1,1138	1,1138	1,1138	1,0627	1,0627

2.6 Factores de Caracterización de la Carga

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,8680	0,9186	0,9026	0,9222	0,9942	0,9230	0,9230
	FCFPMT	0,7690	0,8697	0,8166	0,7906	0,9023	0,7880	0,7880
	FCPPBT	0,8640	0,8773	0,9085	0,8590	0,6140	0,8590	0,8590
	FCFPBT	0,7170	0,7978	0,8115	0,7870	0,9228	0,7870	0,7870
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,7600	0,8023	0,7662	0,7989	0,1672	0,7960	0,7960
	CMTFPg	0,4050	0,5264	0,5678	0,4981	0,0197	0,4960	0,4960
	CBTPPg	0,7490	0,7761	0,7933	0,6449	0,2275	0,6470	0,6470
	CBTFPg	0,4550	0,5131	0,5706	0,5800	0,0788	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7030	0,7130	0,7145	0,6644	0,3724	0,6590	0,6590
	CMTFPd	0,3730	0,4442	0,4812	0,4272	0,2771	0,4260	0,4260
	CBTPPd	0,6820	0,6717	0,7269	0,5888	0,5620	0,5910	0,5910
	CBTFPd	0,3980	0,4097	0,4698	0,4810	0,4584	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	432	427	420	350	320	353	353
	$NHUBTPP_A$	134	75	106	105	109	105	105
	$NHUBTFP_A$	267	287	475	482	439	482	482
	$NHUBTPP_B$	93	89	86	86	102	86	86
	$NHUBTFP_B$	266	280	375	382	304	382	382
	NHUBTPRE	432	427	420	350	320	353	353
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Factores de Coincidencia	FCPPMT	0,9330	0,9534	0,9230	0,9230	0,9230	0,8810	0,8810
	FCFPMT	0,8490	0,7746	0,7880	0,7880	0,7880	0,9220	0,9220
	FCPPBT	0,8560	0,8387	0,8590	0,8590	0,8590	0,8590	0,8590
	FCFPBT	0,7140	0,7958	0,7870	0,7870	0,7870	0,7870	0,7870
Factores de Contribución a la Punta	CMTPPg	0,8690	0,9071	0,7960	0,7960	0,7960	0,9450	0,9450
	CMTFPg	0,4290	0,5842	0,4960	0,4960	0,4960	0,6010	0,6010
	CBTPPg	0,7220	0,5410	0,6470	0,6470	0,6470	0,5410	0,5410
	CBTFPg	0,4730	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800	0,5800
	CMTPPd	0,7480	0,8509	0,6590	0,6590	0,6590	0,9330	0,9330
	CMTFPd	0,3610	0,4763	0,4260	0,4260	0,4260	0,4860	0,4860
	CBTPPd	0,6290	0,4780	0,5910	0,5910	0,5910	0,4780	0,4780
	CBTFPd	0,4100	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810	0,4810
Número de Horas de Uso	NHUBT	362	294	353	353	353	208	208
	$NHUBTPP_A$	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
	NHUBTPRE	362	294	353	353	353	208	208
	NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360

2.7 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

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

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
PTPMT	0,8822	0,8741	0,7729	0,9995	0,9955	0,9142	0,9419
PTPBT	0,9260	0,8648	0,9791	1,0000	0,9928	1,0000	0,8857

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
PTPMT	1,0000	0,9214	0,8685	0,8258	0,8571	1,0000	1,0000
PTPBT	0,9128	0,9954	0,9898	0,9461	0,9942	1,0000	0,9625

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

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán al Osinergmin para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a lo establecido en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD 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 aquellos sistemas eléctricos que no cumplan las condiciones señaladas de máxima demanda y factor de carga 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 el 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 2018 - abril 2019 se aplicará los valores siguientes:

	Enel	Luz del Sur
FBPMT	0,9477	0,9055
FBPBT	0,9474	0,9146

	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
FBP	0,9186	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

	Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
FBP	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

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

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

Artículo 3.- Fíjese 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)

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

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)

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

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

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

5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

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

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. US$/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//US$)	3,245	Al 29/12/2017
IPM_0	105,470868	Diciembre 2017
$IPCu_0$ (ctv. US$/lb)	279,75	Diciembre 2017
$IPAl_0$ (US$/tn)	1959,19	Diciembre 2017

7. Coeficientes de las Fórmulas

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	AMT	0,8063	0,7519	0,6478	0,8846	0,8846	0,8498	0,8498
	BMT	0,1340	0,1719	0,3136	0,0576	0,0576	0,0662	0,0662
	CMT	0,0037	0,0224	0,0024	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	DMT	0,0560	0,0538	0,0362	0,0578	0,0578	0,0840	0,0840
Baja Tensión	ABT	0,6933	0,6932	0,5508	0,8269	0,8269	0,8241	0,8241
	BBT	0,2432	0,2273	0,4030	0,0947	0,0947	0,0875	0,0875
	CBT	0,0000	0,0063	0,0000	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
	DBT	0,0634	0,0732	0,0461	0,0780	0,0780	0,0880	0,0880
SED MT/BT	ASED	0,5741	0,4775	0,5127	0,7993	0,7993	0,7886	0,7886
	BSED	0,4259	0,4946	0,4873	0,1398	0,1398	0,1420	0,1420
	CSED	0,0000	0,0233	0,0000	0,0609	0,0609	0,0694	0,0694
	DSED	0,0000	0,0046	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	AMT	0,8846	0,8498	0,8846	0,8846	0,8846	0,8829	0,8829
	BMT	0,0576	0,0662	0,0576	0,0576	0,0576	0,0491	0,0491
	CMT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	DMT	0,0578	0,0840	0,0578	0,0578	0,0578	0,0680	0,0680
Baja Tensión	ABT	0,8269	0,8241	0,8269	0,8269	0,8269	0,8368	0,8368
	BBT	0,0947	0,0875	0,0947	0,0947	0,0947	0,0787	0,0787
	CBT	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
	DBT	0,0780	0,0880	0,0780	0,0780	0,0780	0,0841	0,0841
SED MT/BT	ASED	0,7993	0,7886	0,7993	0,7993	0,7993	0,7829	0,7829
	BSED	0,1398	0,1420	0,1398	0,1398	0,1398	0,1857	0,1857
	CSED	0,0609	0,0694	0,0609	0,0609	0,0609	0,0314	0,0314
	DSED	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Artículo 4.- Fíjese 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 5.- 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 6.- 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 7.- 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 el tercer día calendario del mes, publicarán 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 8.- La presente resolución será vigente del 01 de noviembre de 2018 al 31 de octubre de 2022, con excepción del Artículo 1 el cual entrará en vigencia al día siguiente de su notificación.

Artículo 9.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada, en el portal de internet de Osinergmin, http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx, junto con el Informe Técnico N° 0450-2018-GRT y el Informe Legal N° 0449-2018-GRT, que forman parte integrante de esta resolución.

Daniel Schmerler Vainstein
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 (en adelante "LCE"), Osinergmin fijó las tarifas de distribución eléctrica para el periodo 01 de noviembre de 2013 al 31 de octubre de 2017, a través de la Resolución Osinergmin N° 203-2013-OS/CD, modificada por las Resoluciones Osinergmin N° 256-2013-OS/CD y N° 259-2013-OS/CD.

Posteriormente, mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM, se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2018, la vigencia del Valor Agregado de Distribución (en adelante "VAD") correspondiente al período 2013-2017 de las empresas Proyecto Especial Chavimochic (Chavimochic); Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (Coelvisac); 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); Empresa de Interés Local Hidroeléctrica Chacas S.A. (Eilhicha); Electro Dunas S.A.A. (Electro Dunas); Electro Pangoa S.A. (Electro Pangoa); Electro Tocache S.A. (Electro Tocache); Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. (Emsemsa); Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (Emseusa); Enel Distribución Perú S.A.A. (Enel Distribución Perú); Empresa de Servicios Eléctricos Municipal de Pativilca S.A.C. (Esempat); Luz del Sur S.A.A. (Luz del Sur); y, Servicios Eléctricos Rioja S.A. (Sersa); en adelante a todas las empresas mencionadas en el presente párrafo, se les denominará primer grupo de empresas concesionarias.

De igual modo, se prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019 la vigencia del VAD correspondiente al período 2013-2017 de las empresas Electronorte Medio S.A.; Electrocentro S.A.; Electro Sur Este S.A.A.; Electronoroeste S.A.; Electro Oriente S.A.; Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.; Electronorte S.A.; Electro Puno S.A.A.; Electrosur S.A.; Electro Ucayali S.A.; y, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.

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

El Artículo 67 de la LCE, dispone que los componentes del VAD se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por Osinergmin (en adelante "Términos de Referencia"); los cuales han sido aprobados mediante Resolución Osinergmin N° 225-2017-OS/CD.

Considerando la normativa señalada, y de acuerdo a lo establecido en el Artículo 73 de la LCE, que establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, corresponde a Osinergmin, en esta oportunidad, establecer el VAD para el periodo 2018-2022 para el primer grupo de empresas concesionarias.