

viernes 16 de octubre de 2009

Descargado desde [www.elperuano.com.pe](http://www.elperuano.com.pe)



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

## Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
División de Distribución Eléctrica

Resolución OSINERGMIN  
N° 181-2009-OS/CD

## Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del Período Noviembre 2009 - Octubre 2013

---

---

### NORMAS LEGALES

---

---

SEPARATA ESPECIAL





**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 181-2009-OS/CD**

Lima, 14 de octubre de 2009

VISTOS:

Los Informes N° 433-2009-GART y N° 437-2009-GART, elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Asesoría Legal, respectivamente, de Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

CONSIDERANDO:

Que, el OSINERGMIN, de conformidad con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), fijó las tarifas de distribución eléctrica para el período noviembre 2005 – octubre 2009, a través de la Resolución OSINERG N° 370-2005-OS/CD, modificada mediante la Resolución OSINERG N° 021-2006-OS/CD, correspondiendo fijarlas nuevamente para el período noviembre 2009 – octubre 2013;

Que, el OSINERGMIN, de conformidad con la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), fijó los factores de proporción por empresa distribuidora para el cálculo de su respectiva tarifa eléctrica rural, así como la tarifa eléctrica rural correspondiente, para el período mayo 2008 - octubre 2009, a través de la Resolución OSINERGMIN N° 339-2008-OS/CD, correspondiendo fijarla nuevamente para el período noviembre 2009 – octubre 2013;

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 668-2008-OS/CD, el Consejo Directivo del OSINERGMIN aprobó el "Procedimiento Especial para la Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del Período Noviembre 2009 – Octubre 2013";

Que, el procedimiento se ha venido desarrollando cumpliendo todas las etapas previstas en el mismo, tales como el encargo por parte de la GART de la elaboración de los estudios de costos del VAD a las empresas distribuidoras responsables, las mismas que adjudicaron y contrataron los respectivos estudios a empresas consultoras precalificadas por la GART; la elaboración de los estudios por parte de los Consultores VAD, bajo la supervisión de la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la presentación de los resultados finales de los estudios, los mismos que fueron publicados por la GART en la página web del OSINERGMIN; la convocatoria de las audiencias públicas previstas, Audiencias Públicas de las Empresas; la exposición y sustentación de los resultados finales por parte de los Consultores VAD y las empresas distribuidoras responsables, en las Audiencias Públicas de las Empresas convocadas por la GART; la formulación de las observaciones a los estudios y resultados finales de conformidad con la LCE; la presentación de la absolución de las observaciones y los resultados finales definitivos por parte de los Consultores VAD, que fueron analizados por la GART con el apoyo de los Supervisores VAD; la prepublicación del proyecto de resolución de las tarifas de distribución eléctrica, la exposición y sustentación del proyecto de resolución prepublicado por parte del OSINERGMIN, en la Audiencia Pública Descentralizada del OSINERGMIN convocada por la GART; la presentación de las opiniones y sugerencias de los interesados respecto de la prepublicación; y el análisis respectivo del OSINERGMIN;

Que, la LCE en su Artículo 68° dispone que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el 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 conjuntos de concesionarios considerando un período 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;

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 a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Actualización, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2009, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento de la LCE;

Que, hasta el proceso regulatorio de Tarifa en Barra para el período mayo 2007 – abril 2008, se consideraba que incluir los montos del Impuesto General a las Ventas (IGV) en los cálculos de las tarifas constituía una problemática originada por la propia Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión a la Amazonía, publicada el 30 de diciembre de 2008 y que la solución solo podría obtenerse mediante modificaciones legislativas o normas tributarias reglamentarias que no era competencia del OSINERGMIN expedirlas. Sin embargo, a partir del referido proceso regulatorio, ante el análisis tributario presentado por empresas concesionarias de la Amazonía, OSINERGMIN solicitó opinión de expertos tributarios en la materia, modificando su criterio sobre el IGV en la Amazonía para efectos tarifarios y concluyendo, por argumentos similares a los que se explican en el informe legal que sustenta la presente resolución, que dentro de las tarifas a fijar, debe reconocerse el IGV como un costo de la empresa concesionaria de distribución ubicada en la Amazonía y es así que dicho costo es reconocido en la presente fijación del Valor Agregado de Distribución y ha sido reconocido en los Precios en Barra fijados mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD, 341-2008-OS/CD y 053-2009-OS/CD; así como en los costos de conexión fijados mediante Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD y la Tarifa Rural fijada mediante Resolución OSINERGMIN N° 339-2008-OS/CD;

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, el Informe N° 433-2009-GART, que se acompaña como Anexo N° 1 de la presente resolución, formando parte integrante de la misma, contiene los antecedentes, criterios y resultados que sustentan la presente resolución de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica, complementando la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Fijese los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el Artículo 43°, incisos b) y d), y el Artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**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 (%).
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 <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.
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).
VADMT <sub>p</sub>	:	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes).
VADBT <sub>p</sub>	:	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes).
VADSED <sub>p</sub>	:	Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT ponderado a nivel empresa (S./kW-mes).

## 2. Tarifas de Distribución Eléctrica

### 2.1 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE, son los del cuadro siguiente:

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	S./kW-mes	12.254	9.171	18.396	23.618	40.667	19.421
VADBT	S./kW-mes	45.553	38.540	56.531	61.803	92.208	33.880
VADSED	S./kW-mes	10.780	6.400	11.069	9.724	15.242	20.875

		Sector SER			
		Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
		Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
VADMT	S./kW-mes	18.340	19.157	46.508	47.325
VADBT	S./kW-mes	32.425	31.078	97.251	81.585
VADSED	S./kW-mes	9.065	9.520	17.048	17.504

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

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
VADMT	aVNR	67.64%	46.80%	67.34%	68.79%	72.87%	46.08%
	OyM	32.36%	53.20%	32.66%	31.21%	27.13%	53.92%
VADBT	aVNR	68.93%	61.89%	65.08%	70.99%	75.51%	52.10%
	OyM	31.07%	38.11%	34.92%	29.01%	24.49%	47.90%
VADSED	aVNR	67.18%	62.74%	59.67%	57.61%	63.00%	75.71%
	OyM	32.82%	37.26%	40.33%	42.39%	37.00%	24.29%

		Sector SER			
		Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
		Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
VADMT	aVNR	27.33%	26.16%	71.34%	70.11%
	OyM	72.67%	73.84%	28.66%	29.89%
VADBT	aVNR	35.56%	28.91%	78.52%	72.92%
	OyM	64.44%	71.09%	21.48%	27.08%
VADSED	aVNR	15.67%	14.92%	55.16%	53.72%
	OyM	84.33%	85.08%	44.84%	46.28%

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

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
$\alpha_{MT}$	0.47%	0.15%	0.10%	1.85%	0.89%	0.17%
$\alpha_{BT}$	0.45%	0.10%	0.11%	1.72%	0.80%	0.15%

	Sector SER			
	Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
	Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
$\alpha_{MT}$	1.73%	1.66%	0.67%	0.66%
$\alpha_{BT}$	1.53%	1.60%	0.50%	0.59%

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE, son los del cuadro siguiente:

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial
CFE	S./mes	2.256	2.297	2.950	2.985	3.120	3.635
CFS	S./mes	2.680	4.782	7.387	7.022	8.977	16.056
CFH	S./mes	3.214	4.782	7.387	7.022	10.067	16.056
CFEAP	S./mes	3.214	2.501	4.983	2.985	3.120	3.635
CFECO	S./mes	2.105	---	---	---	---	---
CFE (1)	S./mes	---	---	---	1.637	1.681	---

(1) Lectura semestral

		Sector SER			
		Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
		Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
CFE	S./mes	2.331	3.337	2.331	3.337
CFS	S./mes	10.309	10.309	10.309	10.309
CFH	S./mes	10.309	10.309	10.309	10.309
CFEAP	S./mes	2.331	3.337	2.331	3.337
CFECO	S./mes	---	---	---	---
CFE (1)	S./mes	---	1.813	---	1.813

(1) Lectura semestral

El CCSP continuará rigiéndose por lo dispuesto en la Resolución OSINERG N° 442-2006-OS/CD, modificada por la Resolución OSINERG N° 634-2006-OS/CD.

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

$$VMTFP = VADMT_p \times FBP$$

$$VMTTP = VMTFP \times PTPMT$$

$$VBTFP = VADBT_p \times FBP$$

$$VBTPP = VBTFP \times PTPBT$$

$$VSEDPP = VADSED_p \times FBP \times PTPBT$$

Los  $VADMT_p$ ,  $VADBT_p$  y  $VADSED_p$  deberán ser calculados por las empresas distribuidoras a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del  $VADMT$ ,  $VADBT$  y  $VADSED$  que sean fijados a través de la resolución de fijación de los factores de ponderación del VAD respectiva.

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 Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos – Zonas de la Amazonía

Los Valores Agregados de Distribución aplicables a las zonas de la amazonía, bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S./kW-mes).

		Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5
VADMT	S./kW-mes	9.690	19.839	25.095	43.388
VADBT	S./kW-mes	41.264	60.813	66.309	99.366
VADSED	S./kW-mes	7.007	12.065	10.532	16.602

		Sector SER			
		Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
		Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
VADMT	S./kW-mes	19.041	19.864	49.606	50.429
VADBT	S./kW-mes	33.689	32.378	101.216	85.585
VADSED	S./kW-mes	9.621	10.095	18.535	19.009

		Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5
CFE	S./mes	2.391	3.051	3.054	3.192
CFS	S./mes	4.971	7.557	7.179	9.178
CFH	S./mes	4.971	7.557	7.179	10.293
CFEAP	S./mes	2.642	5.134	3.054	3.192
CFECO	S./mes	---	---	---	---
CFE (1)	S./mes	---	---	1.672	1.719

(1) Lectura semestral

		Sector SER			
		Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
		Prepago	Convencional	Prepago	Convencional
CFE	S./mes	2.413	3.412	2.413	3.412
CFS	S./mes	10.541	10.541	10.541	10.541
CFH	S./mes	10.541	10.541	10.541	10.541
CFEAP	S./mes	2.413	3.412	2.413	3.412
CFECO	S./mes	---	---	---	---
CFE (1)	S./mes	---	1.851	---	1.851

(1) Lectura semestral

## 2.3 Factores de Economía de Escala

### 2.3.1 Sector Típico 1

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9903	0.9892	0.9902	0.9962
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9808	0.9787	0.9806	0.9924
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9716	0.9685	0.9713	0.9888

### 2.3.2 Sector Típico 2

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9907	0.9908	0.9913	0.9944
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9815	0.9817	0.9827	0.9889
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9726	0.9729	0.9743	0.9835

### 2.3.3 Sector Típico 3

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9923	0.9923	0.9925	0.9956
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9847	0.9847	0.9851	0.9913
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9772	0.9772	0.9778	0.9871

### 2.3.4 Sector Típico 4

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9955	0.9954	0.9960	0.9997
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9911	0.9909	0.9921	0.9994
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9867	0.9864	0.9882	0.9991

### 2.3.5 Sector Típico 5

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9962	0.9960	0.9965	0.9997
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9924	0.9921	0.9931	0.9994
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9886	0.9882	0.9897	0.9991

**2.3.6 Sector Especial**

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9928	0.9914	0.9925	0.9942
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9857	0.9831	0.9852	0.9886
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9788	0.9748	0.9781	0.9830

**2.3.7 Sector SER (Inversiones 100% Estado e Inversiones 100% Empresa con Medidor Prepago)**

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9959	0.9955	0.9965	0.9997
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9918	0.9910	0.9930	0.9994
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9878	0.9866	0.9895	0.9991

**2.3.8 Sector SER (Inversiones 100% Estado e Inversiones 100% Empresa con Medidor Convencional)**

Período	VADMT	VADBT	VADSED	Cargos Fijos
Noviembre 2009 – Octubre 2010	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2010 – Octubre 2011	0.9959	0.9958	0.9966	0.9997
Noviembre 2011 – Octubre 2012	0.9919	0.9916	0.9932	0.9994
Noviembre 2012 – Octubre 2013	0.9879	0.9874	0.9898	0.9991

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

$$\text{CER} = 0.0386 \text{ S./kVAR.h}$$

**3. Parámetros de Cálculo Tarifario****3.1 Factores de Expansión de Pérdidas**

Noviembre 2009 - Octubre 2010

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
<b>Media Tensión</b>								
Energía	PEMT	1.0126	1.0121	1.0204	1.0100	1.0246	1.0138	1.0365
Potencia	PPMT	1.0153	1.0173	1.0338	1.0133	1.0338	1.0187	1.0886
<b>SED MT/BT</b>								
Energía	PESED	1.0655	1.0666	1.0733	1.0824	1.1088	1.0825	1.0939
Potencia	PPSED	1.0615	1.0618	1.0693	1.0636	1.0762	1.1029	1.0722
<b>Baja Tensión</b>								
Energía	PEBT	1.0983	1.1030	1.1123	1.1148	1.1328	1.0833	1.1102
Potencia	PPBT	1.1050	1.1051	1.1319	1.1197	1.1368	1.1045	1.1133
<b>Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada</b>								
Energía	PEBTCO	1.0971	1.1014	1.1111	1.1145	1.1319	1.0832	1.1099
Potencia	PPBTCO	1.1038	1.1035	1.1305	1.1191	1.1344	1.1042	1.1125

Noviembre 2010 - Octubre 2011

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
<b>Media Tensión</b>								
Energía	PEMT	1.0126	1.0121	1.0204	1.0100	1.0246	1.0138	1.0365
Potencia	PPMT	1.0153	1.0173	1.0338	1.0133	1.0338	1.0187	1.0886
<b>SED MT/BT</b>								
Energía	PESED	1.0644	1.0654	1.0722	1.0812	1.1075	1.0813	1.0927
Potencia	PPSED	1.0603	1.0607	1.0681	1.0625	1.0750	1.1017	1.0710
<b>Baja Tensión</b>								
Energía	PEBT	1.0971	1.1018	1.1111	1.1136	1.1315	1.0821	1.1090
Potencia	PPBT	1.1038	1.1039	1.1306	1.1184	1.1355	1.1033	1.1121
<b>Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada</b>								
Energía	PEBTCO	1.0959	1.1002	1.1099	1.1132	1.1306	1.0820	1.1086
Potencia	PPBTCO	1.1025	1.1023	1.1292	1.1178	1.1331	1.1030	1.1112

Noviembre 2011 - Octubre 2012

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
<b>Media Tensión</b>								
Energía	PEMT	1.0126	1.0121	1.0204	1.0100	1.0246	1.0138	1.0365
Potencia	PPMT	1.0153	1.0173	1.0338	1.0133	1.0338	1.0187	1.0886
<b>SED MT/BT</b>								
Energía	PESED	1.0634	1.0644	1.0711	1.0801	1.1064	1.0803	1.0916
Potencia	PPSED	1.0593	1.0597	1.0671	1.0615	1.0740	1.1006	1.0700
<b>Baja Tensión</b>								
Energía	PEBT	1.0960	1.1007	1.1100	1.1125	1.1303	1.0811	1.1079
Potencia	PPBT	1.1027	1.1028	1.1294	1.1173	1.1343	1.1022	1.1110
<b>Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada</b>								
Energía	PEBTCO	1.0948	1.0991	1.1088	1.1121	1.1294	1.0810	1.1075
Potencia	PPBTCO	1.1014	1.1012	1.1280	1.1167	1.1320	1.1019	1.1101

Noviembre 2012 - Octubre 2013

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
<b>Media Tensión</b>								
Energía	PEMT	1.0126	1.0121	1.0204	1.0100	1.0246	1.0138	1.0365
Potencia	PPMT	1.0153	1.0173	1.0338	1.0133	1.0338	1.0187	1.0886
<b>SED MT/BT</b>								
Energía	PESED	1.0622	1.0633	1.0700	1.0790	1.1052	1.0791	1.0904
Potencia	PPSED	1.0582	1.0585	1.0660	1.0603	1.0728	1.0994	1.0688
<b>Baja Tensión</b>								
Energía	PEBT	1.0948	1.0995	1.1088	1.1112	1.1291	1.0799	1.1067
Potencia	PPBT	1.1014	1.1016	1.1282	1.1161	1.1330	1.1010	1.1098
<b>Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada</b>								
Energía	PEBTCO	1.0936	1.0979	1.1075	1.1109	1.1282	1.0798	1.1063
Potencia	PPBTCO	1.1002	1.1000	1.1268	1.1154	1.1307	1.1007	1.1089

### 3.2 Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
F CPPMT	0.965	0.862	0.945	0.887	0.866	0.997	0.866
F CFPMT	0.944	0.810	0.788	0.968	0.944	0.904	0.944
F CPPBT	0.931	0.893	0.896	0.865	0.865	0.604	0.865
F CFPBT	0.863	0.874	0.763	0.586	0.586	0.931	0.586

### 3.3 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
C MTPP <sub>g</sub>	0.775	0.783	0.882	0.958	0.560	0.783	0.560
C MTFP <sub>g</sub>	0.477	0.441	0.729	0.477	0.560	0.807	0.560
C BTPP <sub>g</sub>	0.707	0.862	0.771	0.584	0.584	0.165	0.584
C BTFP <sub>g</sub>	0.437	0.669	0.407	0.195	0.195	0.761	0.195
C MTPP <sub>d</sub>	0.709	0.642	0.756	0.870	0.347	0.357	0.347
C MTFP <sub>d</sub>	0.430	0.381	0.556	0.434	0.347	0.273	0.347
C BTPP <sub>d</sub>	0.653	0.750	0.734	0.514	0.514	0.114	0.514
C BTFP <sub>d</sub>	0.397	0.561	0.364	0.180	0.180	0.460	0.180

**3.4 Número de Horas de Uso de Baja Tensión**

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER
NHUBT	426	362	353	305	262	319	208
NHUBTPP <sub>A</sub>	118	109	109	109	109	109	109
NHUBTFP <sub>A</sub>	394	437	437	437	437	437	437
NHUBTPP <sub>B</sub>	131	103	103	103	103	103	103
NHUBTFP <sub>B</sub>	417	301	301	301	301	301	301
NHUBTPRE	426	362	353	305	262	319	208
NHUBTAP	360	360	360	360	360	360	360

**3.5 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:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisac-Villacurí	1.0000	1.0000
Coelvisac-Resto	0.9976	0.5645
Edecañete	0.7499	0.9768
Edelnor	0.8317	0.9209
Electro Oriente	0.7817	0.9848
Electro Pangoa	1.0000	1.0000
Electro Puno	0.8488	0.9826
Electro Sur Este	0.9299	0.9788
Electro Sur Medio	0.5840	0.9708
Electro Tocache	0.9450	0.9738
Electro Ucayali	0.6552	0.9687
Electrocentro	0.9249	0.9807
Electronoroeste	0.6158	0.9722
Electronorte	0.7793	0.9682
Electrosur	0.7941	0.9844
Emsemsa	0.9927	0.9940
Emseusa	0.7765	0.9805
Hidrandina	0.7467	0.9830
Luz del Sur	0.8646	0.8729
Seal	0.8527	0.9567
Sersa	1.0000	1.0000

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros no especificados en la tabla anterior, se tomará los valores 0.9900 y 0.9900 para el PTPMT y PTPBT respectivamente.

**3.6 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.

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

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 PEPT:

- 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, BT5D, BT6 y BT7.

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

Las empresas deberán comunicar al 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. El 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 el OSINERGMIN de acuerdo con las fórmulas antes referidas.

### 3.7 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, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta, de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

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 OSINERG N° 0555-2002-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, BT5D, 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 período anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año. Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa distribuidora demostrar otros factores ante el OSINERGMIN de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente al OSINERGMIN la aprobación de los resultados del FBP de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 0555-2002-OS/CD o en aquella que la sustituya.

Para el período noviembre 2009 - abril 2010 se aplicará los valores siguientes:

Empresa	Sistema	FBP MT	FBP BT
Edelnor	Lima Norte	0.9684	1.0097

Empresa	Sistema	FBP Empresa
Edelnor	Huaral-Chancay	0.9179
	Huacho	
	Supe-Barranca	
Electrocentro	Huancayo	0.9833
Electronorte	Chiclayo	0.9185
	Chiclayo Baja Densidad	
Hidrandina	Trujillo	0.9218
	Chimbote	
	Caraz-Carhuaz-Huaraz	
Electronoroeste	Piura	1.0216
	Sullana	
	El Arenal	
	Paita	
	Tumbes	

Empresa	Sistema	FBP Empresa
Electro Oriente	Iquitos	0.8706
	Tarapoto	
	Moyobamba	
Electrosur	Tacna	0.9382
Electro Sur Este	Cusco	0.9135
Electro Sur Medio	Ica	0.8855
	Ica Baja Densidad	
	Pisco	
	Pisco Urbano Rural	
	Chincha	
	Chincha Baja Densidad	
Electro Ucayali	Pucallpa	0.9147
Luz del Sur	Lima Sur	0.9417
Seal	Arequipa	0.9323
Electro Puno	Juliacá	1.0976

### 3.8 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 en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por el OSINERGMIN para los Precios en Barra.

En tanto la Resolución de Precios en Barra, u otra específica, no regule de manera diferente, se obtendrá para cada sistema de distribución eléctrica una distancia equivalente de transmisión en función de los kW-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece la Resolución de Precios en Barra.

Cuando existan líneas de transmisión de distinta tensión se obtendrá la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud (tensión de referencia). Las distancias en niveles de tensión distintos se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas distribuidoras deberán solicitar al OSINERGMIN la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará cuando las condiciones del cálculo de la distancia equivalente varíen.

Para efectos de la presente resolución, las distancias equivalentes a considerar serán las vigentes a la fecha.

**Artículo 2°.-** Fijese 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)

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
AMT	0.7710	0.8572	0.7534	0.8365	0.8609	0.8802	0.8242	0.8272	0.8242	0.8272
BMT	0.0649	0.0284	0.0253	0.0640	0.0363	0.0374	0.0454	0.0446	0.0454	0.0446
CMT	0.0218	0.0250	0.2153	0.0183	0.0198	0.0193	0.0078	0.0077	0.0078	0.0077
DMT	0.1423	0.0894	0.0060	0.0812	0.0830	0.0631	0.1226	0.1205	0.1226	0.1205
	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Siendo:

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

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BMT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
8471.30.00.00	15.81%	36.39%	35.95%	1.13%	4.89%	39.47%	11.47%	11.47%	11.47%	11.47%
8504.21.90.00	6.24%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8517.11.00.00	3.30%	0.71%	6.89%	0.52%	0.31%	10.01%	1.66%	1.66%	1.66%	1.66%
8535.30.00.00	74.05%	48.06%	40.70%	55.90%	24.87%	17.15%	31.92%	31.92%	31.92%	31.92%
8539.32.00.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8704.21.10.10	0.60%	14.84%	16.46%	42.45%	69.93%	33.37%	54.95%	54.95%	54.95%	54.95%
9028.30.10.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CMT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio (DMT) es 100%.

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

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
ABT	0.7888	0.8191	0.7891	0.7661	0.7565	0.7150	0.7038	0.7606	0.7038	0.7606
BBT	0.0830	0.0842	0.0829	0.1235	0.1203	0.1812	0.2278	0.1577	0.2278	0.1577
CBT	0.0088	0.0182	0.0194	0.0105	0.0131	0.0868	0.0281	0.0336	0.0281	0.0336
DBT	0.1194	0.0785	0.1086	0.0999	0.1101	0.0170	0.0403	0.0481	0.0403	0.0481
	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

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

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BBT) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
8471.30.00.00	12.60%	16.27%	10.50%	0.61%	1.53%	7.57%	1.11%	1.92%	1.11%	1.92%
8504.21.90.00	57.56%	42.63%	43.15%	36.04%	44.33%	80.21%	24.42%	42.19%	24.42%	42.19%
8517.11.00.00	2.63%	0.36%	2.01%	0.28%	0.10%	1.92%	0.16%	0.28%	0.16%	0.28%
8535.30.00.00	8.71%	4.28%	4.79%	7.16%	5.12%	2.49%	2.11%	3.64%	2.11%	3.64%
8539.32.00.00	18.02%	29.81%	34.74%	37.30%	32.15%	1.41%	7.18%	12.40%	7.18%	12.40%
8704.21.10.10	0.48%	6.65%	4.81%	18.61%	16.77%	6.40%	9.06%	15.65%	9.06%	15.65%
9028.30.10.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	55.96%	23.92%	55.96%	23.92%
	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CBT) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio es (DBT) 100%.

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

$$FAVADSED = ASED \times \frac{IPM}{IPM_0} + BSED \times \frac{D}{D_0} + CSED \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DSED \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
ASED	0.7547	0.6661	0.6820	0.6374	0.6168	0.5794	0.6250	0.6345	0.6250	0.6345
BSED	0.1746	0.2346	0.2179	0.3556	0.3748	0.2811	0.3668	0.3575	0.3668	0.3575
CSED	0.0707	0.0993	0.1001	0.0070	0.0084	0.1395	0.0082	0.0080	0.0082	0.0080
DSED	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

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

La participación de las partidas arancelarias en el coeficiente de participación de los productos importados (BSED) es la siguiente:

Partida Arancelaria	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
8471.30.00.00	5.84%	5.84%	3.67%	0.17%	0.41%	7.00%	1.10%	1.10%	1.10%	1.10%
8504.21.90.00	75.21%	83.32%	84.56%	80.12%	86.68%	82.75%	87.58%	87.58%	87.58%	87.58%
8517.11.00.00	1.22%	0.13%	0.70%	0.08%	0.03%	1.77%	0.16%	0.16%	0.16%	0.16%
8535.30.00.00	17.51%	8.32%	9.39%	15.91%	10.02%	2.56%	7.55%	7.55%	7.55%	7.55%
8539.32.00.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
8704.21.10.10	0.22%	2.39%	1.68%	3.72%	2.86%	5.92%	3.61%	3.61%	3.61%	3.61%
9028.30.10.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

La participación de la partida arancelaria del Cobre (7413.00.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de cobre (CSED) es 100%.

La participación de la partida arancelaria del Aluminio (7614.90.00.00) en el coeficiente de participación del conductor de aluminio (DSED) es 100%.

#### 4. Cargos Fijos (CFE, CFS, CFH, CFEAP y CFECO)

$$FACF = \frac{IPM}{IPM_0}$$

#### 5. Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{TC}{TC_0}$$

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

$$D = TC \times (1 + TA)$$

Siendo:

- D : Índice de productos importados.  
 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.  
 TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico publicada por la Superintendencia de Administración Tributaria del Perú.  
 Se utilizarán los valores de TA vigentes 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 período)".
- 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 Week.

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

TC <sub>0</sub> (S./US\$)	:	3.142
TA <sub>0</sub> Cu (%) (1)	:	9%
TA <sub>0</sub> Al (%) (2)	:	0%
IPM <sub>0</sub>	:	198.54096
IPCu <sub>0</sub> (ctv. US\$/lb)	:	315.51
IPAI <sub>0</sub> (US\$/tn)	:	2579.32

- (1) Tasa Arancelaria base (TA<sub>0</sub> Cu) para el rubro de conductor de cobre.  
(2) Tasa Arancelaria base (TA<sub>0</sub> Al) para el rubro de conductor de aluminio.

Las Tasas Arancelarias bases (TA<sub>0</sub>) para el rubro de productos importados, calculadas de acuerdo con la participación de las respectivas partidas arancelarias en el VADMT, VADBT y VADSED por sector típico, son las siguientes:

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector Especial	Sector SER 100% Estado Prepago	Sector SER 100% Estado Convencional	Sector SER 100% Empresa Prepago	Sector SER 100% Empresa Convencional
VADMT	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
VADBT	1.62%	2.68%	3.13%	3.36%	2.89%	0.13%	0.65%	1.12%	0.65%	1.12%
VADSED	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC<sub>0</sub>) corresponde al 31/12/2008.
- Los valores base de las tasas arancelarias (TA<sub>0</sub>) se determinaron a partir de las tasas por partidas arancelarias vigentes al 31/12/2008.

Partida Arancelaria	Tasa Arancelaria
8471.30.00.00	0%
8504.21.90.00	0%
8517.11.00.00	0%
8535.30.00.00	0%
8539.32.00.00	9%
8704.21.10.10	0%
9028.30.10.00	0%

- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM<sub>0</sub>) corresponde al mes de diciembre de 2008.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en diciembre de 2008.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas que terminan en la cuarta semana del mes de diciembre (26/12/2008).

**Artículo 3°.-** Fíjese los factores de proporción aplicables en el cálculo de la tarifa eléctrica rural para el período noviembre 2009 – octubre 2010, de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, de acuerdo a lo siguiente:

Número	Empresa	Factores de Proporción		
		Inversiones de las Empresas u Otras Entidades (fp)	Inversiones del Estado (1 - fp)	Total
1	Electro Oriente	0.00%	100.00%	100.00%
2	Electro Puno	0.00%	100.00%	100.00%
3	Electro Sur Este	0.00%	100.00%	100.00%
4	Electro Sur Medio	100.00%	0.00%	100.00%
5	Electro Tocache	0.00%	100.00%	100.00%
6	Electrocentro	0.76%	99.24%	100.00%
7	Electronoroeste	0.00%	100.00%	100.00%
8	Electronorte	0.00%	100.00%	100.00%
9	Hidrandina	0.00%	100.00%	100.00%
10	Seal	1.15%	98.85%	100.00%

A partir de los VAD respectivos del sector típico SER y los factores de proporción señalados, la tarifa eléctrica rural a nivel de cada empresa se determina según la siguiente fórmula:

$$TER = fp \times VAD_{100\%Empresa} + (1 - fp) \times VAD_{100\%Estado}$$

Donde:

TER	:	Tarifa eléctrica rural a nivel empresa (media tensión o baja tensión)
fp	:	Factor de proporción que refleja las inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades
$VAD_{100\%Empresa}$	:	VAD del sector típico SER que considera 100% de inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades (VADMT, VADBT o VADSED)
$VAD_{100\%Estado}$	:	VAD del sector típico SER que considera 100% de inversiones efectuadas por el Estado (VADMT, VADBT o VADSED)

Los factores de proporción serán recalculados anualmente tomando en cuenta la información necesaria del año anterior a aquel en que se establezcan dichos factores. Las empresas deberán remitir la información necesaria en los formatos, medios y plazos establecidos en la Resolución OSINERGMIN N° 670-2007-OS/CD o aquella que la reemplace.

**Artículo 4°.-** Fijese el Factor del Costo del IGV (FIGV), igual a 1.19 que se aplicará al Precio de Barra de Compra de aquellos sistemas de distribución eléctrica ubicados en las zonas de la amazonia bajo el ámbito de la Ley N° 27037, operados por empresas distribuidoras que adquieren energía eléctrica para dichos sistemas a empresas generadoras domiciliadas fuera de la amazonia.

El Factor del Costo del IGV a que se refiere el párrafo precedente, será vigente en tanto el IGV aplicado al Precio de Barra de Compra sea de 19% y 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 OSINERGMIN.

**Artículo 5°.-** Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Norma de "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final". Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios en barra sean variados por parte de las empresas de generación eléctrica según la regulación vigente para dichos precios.
- Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FAVADSED y 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 fórmulas de actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales. En el caso de producirse reajustes en los valores máximos, estos entrarán en vigencia el cuarto día 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°.-** Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar los pliegos tarifarios a usuario final, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN y la publicarán en uno de los diarios de mayor circulación local. 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 2009 al 31 de octubre de 2013.

**Artículo 9°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada, junto con su Anexo N° 1, en la página web del OSINERGMIN: [www2.osinerg.gob.pe](http://www2.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo  
OSINERGMIN