

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN  
ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

Lima, 9 de abril de 2007

**VISTOS:**

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC"); los Informes Técnicos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 0107-2007-GART y N° 0113-2007-GART, y los Informes emitidos por la Asesoría Legal N° 0116-2007-GART y N° 0117-2007-GART.

**CONSIDERANDO:**

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley N° 27332<sup>1</sup>, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literales p) y u), de su Reglamento General<sup>2</sup>, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>3</sup> aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los

---

<sup>1</sup> **Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos .- Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

...

b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

...

<sup>2</sup> **Artículo 27° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

**Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Funciones del Consejo Directivo.-**

Son funciones del Consejo Directivo:

...

p) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión y sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector electricidad.

...

u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.

...

<sup>3</sup> **Artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

...

h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

...

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>4</sup> (en adelante “LCE”);

Que, la norma “Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados”, aprobada por el Consejo Directivo de OSINERGMIN, mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, y modificatorias, establece en su Anexo A, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación del estudio del COES-SINAC, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolució, etc.;

Que, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe N° 0113-2007-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2006 con la presentación del Estudio Técnico Económico correspondiente por parte del COES-SINAC. El OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que el COES-SINAC expusiera el contenido y sustento del Estudio Técnico Económico, la misma que se realizó el 24 de noviembre de 2006;

Que, seguidamente, el OSINERGMIN presentó sus observaciones al referido Estudio, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52°<sup>5</sup> que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, el 5 de marzo se publicó la Resolución OSINERGMIN N° 073-2007-OS/CD, la cual dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2007 – abril 2008, y la relación de la información que la sustenta;

Que, posteriormente el OSINERGMIN convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó en forma descentralizada en Lima, Tacna y Trujillo, el 12 de marzo de 2007, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis del Estudio Técnico-Económico del COES-SINAC para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dicho estudio;

Que, el 19 de marzo de 2007 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y

---

<sup>4</sup> **Artículo 43° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .– Estarán sujetos a regulación de precios:

...

- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; y,

...

<sup>5</sup> **Artículo 52° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .– OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra. Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

sugerencias del COES-SINAC, de la Asociación de Usuarios del Servicio Eléctrico de Arequipa ADUSELA-EPQ y de las empresas Egemsa S.A., Edegel S.A.A., Enersur S.A., Red de Energía del Perú S.A., Red Eléctrica del Sur S.A., Consorcio Transmantaro S.A., ISA Perú S.A., Eteselva S.R.L., Compañía Minera Antamina S.A., Cálidda, Transportadora de Gas del Perú S.A. y Electro Oriente S.A; las cuales han sido publicadas en la página Web del OSINERGMIN y cuyo análisis se realiza en el Informe N° 0113-2007-GART, a excepción de los comentarios de Cálidda y Transportadora de Gas del Perú S.A., cuyo análisis se encuentra en el Informe N° 0107-2007-GART;

Que, asimismo, habiendo sido la energía adquirida mediante Licitaciones previstas en la Ley 28832, superior al 30% de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832<sup>6</sup>, el OSINERGMIN ha verificado que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. Los resultados de dicha verificación se encuentran en el Informe N° 0113-2007-GART;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE<sup>7</sup>, el Artículo 215° de su Reglamento<sup>8</sup> y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERGMIN<sup>9</sup>, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación así como el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico;

---

<sup>6</sup> **SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.-- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra**

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

<sup>7</sup> **Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

<sup>8</sup> **Artículo 215° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**– . El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

<sup>9</sup> **Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.**–  
**Funciones del Consejo Directivo.-**

Son funciones del Consejo Directivo:

...

t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

...

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE<sup>10</sup>, corresponde al OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario

<sup>10</sup> **Artículo 136° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**– El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

**Artículo 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**– El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
  - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
  - II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;
- d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de

Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., el OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante “RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica<sup>11</sup> (en adelante “Ley 28832”), el OSINERGMIN deberá aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un mecanismo de compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 108-2007-MEM/DM, publicada el 16 de marzo de 2007, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2007 hasta el 30 de abril de 2008;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y por el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados<sup>12</sup> aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, el

---

los párrafos que anteceden.

Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111° del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

<sup>11</sup> **Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.— La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados**

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

<sup>12</sup> **Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado por D.S. N° 069-2006-MEM).—**

5.1. El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados será aplicado por OSINERG en cada regulación anual de las Tarifas en Barra, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) OSINERG fijará anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- b) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de Sistemas

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

OSINERGMIN deberá aplicar en cada regulación anual de los Precios en Barra dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, adicionalmente, se ha considerado el criterio de separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD se aprobó la Norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", habiéndose establecido en el Artículo 3° de dicha Resolución que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra. En este sentido, se ha emitido el Informe N° 0107-2007-GART que determina el Peaje por GRP para el cuarto año de cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta los Precios en Barra;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Fíjese los siguientes Precios en Barra para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

---

Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;

- c) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio de Referencia del SEIN por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- d) Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- e) Con los montos obtenidos en d) y teniendo como límite el Monto Específico, se determinan los factores de distribución para calcular las Compensaciones Anuales a Asignar a cada una de las Empresas Receptoras, según la siguiente expresión:

$$CA_i = \frac{D_i}{\sum_{i=1} D_i} * ME$$

Donde:

CA<sub>i</sub> es la Compensación Anual para la empresa i.

D<sub>i</sub> es el monto calculado según d) para la empresa i.

ME es el Monto Específico

- f) Los Precios en Barra Efectivos que aplicará cada Empresa Receptora a sus usuarios regulados, será determinado descontando de los Precios en Barra fijados según a), la Compensación Anual determinada según e).

- 5.2. La Compensación Anual será transferida mensualmente por las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras.

## 1 TARIFAS DE GENERACIÓN

### 1.1 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

#### A) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

**Cuadro N° 1**

Subestaciones Base	Tensi <sup>o</sup> n kV	PPM S/./kW-mes	PEMP Ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Talara	220	14,33	10,51	8,43
Piura Oeste	220	14,43	10,78	8,62
Chiclayo Oeste	220	14,22	10,91	8,70
Guadalupe	220	14,21	11,04	8,81
Guadalupe	60	14,18	11,06	8,83
Trujillo Norte	220	14,12	11,10	8,85
Chimbote 1	220	13,85	10,98	8,77
Paramonga Nueva	220	13,91	10,93	8,61
Paramonga Existente	138	13,85	10,90	8,59
Huacho	220	13,94	11,02	8,62
Zapallal	220	13,96	11,12	8,60
Ventanilla	220	13,98	11,15	8,62
Lima (1)	220	14,08	11,40	8,78
Cantera	220	13,99	11,25	8,76
Chilca	220	13,97	11,37	8,77
Independencia	220	13,97	11,07	8,71
Ica	220	14,22	11,17	8,79
Marcona	220	14,80	11,33	8,92
Mantaro	220	13,42	10,47	8,44
Huayucachi	220	13,59	10,66	8,48
Pachachaca	220	13,68	10,59	8,57
Huancavelica	220	13,57	10,63	8,51
Callahuanca	220	13,80	10,98	8,65
Cajamarquilla	220	13,98	11,23	8,73
Huallanca	138	13,00	10,54	8,49
Vizcarra	220	13,89	10,72	8,52
Tingo María	220	13,70	10,48	8,29
Aguaytía	220	13,60	10,35	8,19
Pucallpa	60	14,29	10,53	8,28
Tingo María	138	13,69	10,49	8,29

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD

Subestaciones Base	Tensi <sup>ó</sup> n n kV	PPM S/./kW-mes	PEMP Ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Huánuco	138	13,83	10,59	8,43
Paragsha II	138	13,79	10,60	8,50
Oroya Nueva	220	13,68	10,57	8,56
Oroya Nueva (2)	50	13,77	10,61	8,59
Carhuamayo	138	13,85	10,60	8,53
Carhuamayo Nueva	220	13,57	10,52	8,47
Caripa	138	13,86	10,64	8,59
Condorcocha	44	13,99	10,65	8,60
Machupicchu	138	13,41	10,05	8,43
Cachimayo	138	14,13	10,35	8,69
Cusco (3)	138	14,07	10,37	8,70
Combapata	138	14,33	10,56	8,92
Tintaya	138	14,51	10,75	9,15
Ayaviri	138	14,08	10,56	9,01
Azángaro	138	13,85	10,44	8,91
Juliaca	138	14,50	10,80	9,19
Puno	138	14,70	10,90	9,29
Puno	220	14,72	10,92	9,30
Callalli	138	14,59	10,89	9,25
Santuario	138	14,58	10,93	9,30
Arequipa (4)	138	14,72	11,00	9,34
Socabaya	220	14,73	11,00	9,33
Cerro Verde	138	14,79	11,02	9,36
Repartición	138	14,87	11,06	9,38
Mollendo	138	14,96	11,06	9,38
Montalvo	220	14,85	11,03	9,39
Montalvo	138	14,86	11,04	9,40
Ilo ELP	138	15,04	11,13	9,43
Botiflaca	138	15,04	11,09	9,44
Toquepala	138	15,07	11,12	9,48
Aricota	138	15,02	11,04	9,44
Aricota	66	14,98	11,00	9,44
Tacna (Los Héroes) *	220	14,96	11,09	9,42
Tacna (Los Héroes) *	66	15,20	11,15	9,45
<b>SISTEMAS AISLADOS (5)</b>				
Adinelsa	MT	22,51	22,98	22,98
Chavimochic	MT	22,51	22,98	22,98
Edelnor	MT	22,51	22,98	22,98
Edelsa	MT	22,51	22,98	22,98
Egepsa	MT	22,51	22,98	22,98
Electro Oriente	MT	22,51	33,23	33,23
Electro Pangoa	MT	22,51	22,98	22,98
Electro Puno	MT	22,51	49,81	49,81
Electro Sur Este	MT	22,51	53,02	53,02
Electro Sur Medio	MT	22,51	49,81	49,81
Electro Ucayali	MT	22,51	22,98	22,98
Electrocentro	MT	22,51	22,98	22,98

Subestaciones Base	Tensi <sup>o</sup> n n kV	PPM S/./kW-mes	PEMP Ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Electronorte	MT	22,51	21,47	21,47
Emseusa	MT	22,51	20,41	20,41
Hidrandina	MT	22,51	23,10	23,10
Seal	MT	22,51	38,59	38,59
Sersa	MT	22,51	34,43	34,43

\* Texto corregido mediante Fe de Erratas publicada el 14-abril-07 en el Diario Oficial El Peruano.

**Notas:**

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV. Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Arequipa, Yura y Puquina-Omate-Ubinas se adoptará como referencia la Subestación Base Arequipa 138 kV.
- (5) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia<sup>13</sup>.

**Se define:**

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

**Donde:**

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> De conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y por el inciso a) del numeral 5.1 del Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado mediante el Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

<sup>14</sup> **QUINTA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA** de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Adecuación de factores de

- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
- PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47º, incisos g) e i) de la LCE<sup>15</sup>.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes
- CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

---

**pérdidas de potencia**

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

<sup>15</sup> **Artículo 47º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

...

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48º. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;
- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60 de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y en sus modificatorias, en la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD y en sus modificatorias.

#### **A.1) PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)**

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) son los siguientes:

**Cuadro N° 2**

<b>Sistema de Transmisión</b>	<b>PCSPT S./kW-mes</b>
SPT de REP	1,40
SPT de San Gabán	0,01
SPT de Antamina	0,01
SPT de Eteselva	0,21
SPT de Redesur	0,79
SPT de Transmataro	1,90
SPT de ISA	0,63
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	4,17
Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	0,18
<b>Total SEIN</b>	<b>9,30</b>

#### **A.2) PEAJES POR CONEXION EN SISTEMAS AISLADOS**

El valor del PCSPT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1, es igual a cero.

#### **B) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS**

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor Nodal de Energía (FNE).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le

aplicará el mismo procedimiento.

**Se define:**

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} / \text{FNE} \quad (4)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} / \text{FNE} \quad (5)$$

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} / \text{FPP} \quad (6)$$

**Donde:**

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

**1.2 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.**

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

**A) Precios en Barra de la Energía**

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

**Se define:**

$$\text{PEBP1} = \text{PEBP0} * \text{FNE} + \text{CBPSE} \quad (7)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBF0} * \text{FNE} + \text{CBPSE} \quad (8)$$

**Donde:**

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y en sus modificatorias, en la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD y en sus modificatorias.

## **B) Precios en Barra de Potencia de Punta**

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

**Se define:**

$$PPB1 = PPB0 * FPP \quad (9)$$

**Donde:**

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

## **2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS**

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

**Artículo 2°.-** Fíjese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

### **1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>16</sup>, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el

<sup>16</sup> **Artículo 46° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el

Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

### 1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$\text{PPM1} = \text{PPM0} * \text{FAPPM} \quad (1)$$

$$\text{FAPPM} = a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \quad (2)$$

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo} \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad (4)$$

**Cuadro N° 3**

<b>Sistema</b>	<b>a</b>	<b>b</b>
SEIN	0,8062	0,1938

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 7 se utilizará la fórmula (7) del numeral 1.2 siguiente, reemplazando PEMP1 y PEMP0 por PPM1 y PPM0, respectivamente.

**Donde:**

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y

---

mes de mayo de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TCo	=	Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,184 por US Dólar.
IPM	=	Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
IPMo	=	Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 172,71049.

## 1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

Para la actualización de los Precio de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (5)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

Para la actualización de los Precios de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 7 de la presente resolución se hará uso de las siguientes formulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (7)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (8)$$

Para la aplicación de estas fórmulas se tomará en consideración lo siguiente:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (9)$$

$$\text{FD2} = \text{PD2} / \text{PD2o} \quad (10)$$

$$\text{FR6} = \text{PR6} / \text{PR6o} \quad (11)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN} / \text{PGNo} \quad (12)$$

$$\text{FCB} = (\text{PCB} / \text{PCBo}) * \text{FTC} \quad (13)$$

**Cuadro N° 4**

<b>Sistema Eléctrico</b>	<b>D</b>	<b>e</b>	<b>F</b>	<b>g</b>	<b>s</b>	<b>cb</b>	<b>FC</b>
<b>SEIN</b>	0,1133	0,0289	0,1739	0,5358	---	0,1481	---
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>17</sup></b>							
Adinelsa	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Chavimochic	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Edelnor	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Edelsa	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Egepsa	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Electro Oriente	0,2051	0,0448	0,5889	---	0,1612	---	16,4908
Electro Pangoa	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Electro Puno	0,0453	0,8043	---	---	0,1504	---	33,6863
Electro Sur Este	0,0348	0,8504	---	---	0,1148	---	34,9652
Electro Sur Medio	0,0453	0,8043	---	---	0,1504	---	33,6863
Electro Ucayali	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Electrocentro	0,1800	---	---	---	0,8200	---	7,4011
Electronorte	0,2347	0,1601	---	---	0,6052	---	5,4536
Emseusa	0,2733	0,2729	---	---	0,4538	---	4,0850
Hidrandina	0,1794	0,0035	---	---	0,8171	---	7,5160
Seal	0,1016	0,4680	---	---	0,4304	---	22,6947
Sersa	0,2254	---	0,5734	---	0,2012	---	17,560

**Donde:**

- PEMPO = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMFO = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema Eléctrico.
- FC = Factor de Compensación para Sistemas Aislados.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N° 2.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.

<sup>17</sup> En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 7.

- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.  
 Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2, en S./Gln, según el Cuadro N° 5.
- PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.  
 Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S./Gln, según el Cuadro N° 5.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el Cuadro N° 5.

**Cuadro N° 5**

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Diesel N° 2 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
<b>SEIN</b>	Callao	5,8129	3,2600	73,53
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electronorte, Emseusa	El Milagro	6,1129	---	---
Electro Oriente, Sersa	Iquitos	6,7629	4,52	---
Electro Puno, Electro Sur Medio, Hidrandina, Seal	Callao	6,1029	---	---
Electro Sur Este	Cusco	6,4583	---	---

**Notas:**

- (1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.<sup>18</sup>

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,6560 S./MMBtu.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

### 1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$\text{PCSPT1} = \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} \quad (14)$$

$$\text{FAPCSPT} = I * \text{FTC} + m * \text{FPM} \quad (15)$$

$$I = 0,3712$$

$$m = 0,6288$$

**Donde:**

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S./kW-mes.

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

---

<sup>18</sup> Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.-

...

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, y el cargo por Cargo por Garantía por Red Principal TGP y GNLC, se considerará  $l = 1,000$  y  $m = 0,000$ .

## 2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y separadamente:

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;
- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERGMIN con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

**Artículo 3°.-** Fíjese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

**Cuadro N° 6**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (Nuevos Soles)</b>	<b>% Participación</b>
Adinelsa	220 886	0,33%
Chavimochic	42 765	0,06%
Edelnor	244 731	0,36%
Edelsa	30 633	0,05%
Egepsa	72 271	0,11%
Electro Oriente	50 156 606	74,39%
Electro Pangoa	105 630	0,16%
Electro Puno	43 779	0,06%
Electro Sur Este	7 857 325	11,65%
Electro Sur Medio	11 376	0,02%
Electro Ucayali	142 704	0,21%
Electrocentro	2 057 930	3,05%
Electronorte	3 474 097	5,15%
Emseusa	316 042	0,47%
Hidrandina	1 039 168	1,54%
Seal	758 473	1,12%
Sersa	851 585	1,26%
<b>TOTAL<sup>19</sup></b>	<b>67 426 000</b>	<b>100,00%</b>

**Artículo 4°.-** Fijese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

**Cuadro N° 7**

<b>Subestaciones Base</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S/./kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S/./kW.h</b>	<b>PEMF ctm. S/./kW.h</b>
Adinelsa	MT	22,51	15,58	15,58
Chavimochic	MT	22,51	15,58	15,58
Edelnor	MT	22,51	15,58	15,58
Edelsa	MT	22,51	15,58	15,58
Egepsa	MT	22,51	15,58	15,58
Electro Oriente	MT	22,51	16,74	16,74
Electro Pangoa	MT	22,51	15,58	15,58
Electro Puno	MT	22,51	16,12	16,12
Electro Sur Este	MT	22,51	18,05	18,05
Electro Sur Medio	MT	22,51	16,12	16,12
Electro Ucayali	MT	22,51	15,58	15,58
Electrocentro	MT	22,51	15,58	15,58
Electronorte	MT	22,51	16,02	16,02
Emseusa	MT	22,51	16,33	16,33

<sup>19</sup> Monto Específico anual determinado por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial N° 108-2007-MEM/DM, que será aplicado en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2007 y el 30 de abril de 2008.

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Hidrandina	MT	22,51	15,58	15,58
Seal	MT	22,51	15,90	15,90
Sersa	MT	22,51	16,87	16,87

**Artículo 5°.-** Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el Artículo 29° de la Ley N° 28832, según lo establecido en el Artículo 63° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el Artículo 4° de la presente resolución, según lo establecido en el “Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2007-OS/CD.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

**Artículo 6°.-** Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y al OSINERGMIN, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

**Artículo 7°.-** El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 1° de mayo del presente año.

**Artículo 8°.-** Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

#### Cuadro N° 8

Bloque	ctm. S/./kVARh
Primero	1,276
Segundo	2,424
Tercero	3,575

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

**Artículo 9°.-** Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Puno y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Electrocentro, definidos en el Cuadro N° 1).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$\text{FLT} = \text{PMSA} / \text{PMBEMT}$$

**Donde:**

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S./kW.h.

**Artículo 10°.-** El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas<sup>20</sup> será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Electrocentro.

**Artículo 11°.-** Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 79,600 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12°.-** Fíjese en US\$ 61 963 037 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 4 317 241 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 1 de mayo de 2007 y el 30 de abril de 2008.

**Artículo 13°.-** Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

<sup>20</sup> **Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° .17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

### Cuadro N° 9

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	63 704 546	691 560
SPT de San Gabán	342 495	0
SPT de Antamina	532 244	0
SPT de Eteselva	9 456 109	0
SPT de Redesur	36 045 247	116 218
SPT de Transmantaro	86 449 499	8 554 579
SPT de ISA	28 767 184	198 786

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo 15° de la presente Resolución.

**Artículo 14°.-** Las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

**Artículo 15°.-** Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión de los sistemas principales de transmisión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán al OSINERGMIN la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar del OSINERGMIN la información mencionada en el párrafo anterior.

**Artículo 16°.-** En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje secundario de transmisión y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y sus modificatorias, la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD y sus modificatorias.

**Artículo 17°.-** La presente resolución entrará en vigencia a partir del 1° de mayo de 2007.

**Artículo 18°.-** Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

**Artículo 19°.-** Incorpórese los [N° 0107-2007-GART](#), [N° 0113-2007-GART](#), [N° 0116-2007-GART](#) y [N° 0117-2007-GART](#); Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4, como parte de la presente resolución.

**Artículo 20°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)

**ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo**

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN  
DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN  
ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

Conforme lo dispone la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo el OSINERG fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 4 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, OSINERGMIN contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, dentro del Anexo A de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD que incluye los distintos procedimientos regulatorios que lleva a cabo a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838, la Ley 28832 y tomando en cuenta que a la fecha no se han constituido los subcomités que prevé la Ley 28832; el COES-SINAC presentó el Estudio Técnico Económico que contiene su propuesta tarifaria, correspondiente al período Mayo 2007 – Abril 2008, respecto de la cual se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación del referido estudio, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, prepublicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En aplicación de la función reguladora del OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período Mayo 2007 – Abril 2008. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y que son los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 168-2007-OS/CD**

- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión, conforme lo disponen los Artículos 136° y 137° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- f) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0107-2007-GART y N° 0113-2007-GART y Legales N° 0116-2007-GART y N° 0117-2007-GART.