

martes 2 de marzo de 2010



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Resolución OSINERGMIN N° 043-2010-OS/CD

“Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2010 y el 30 de abril de 2011”

Las sugerencias al Proyecto de Resolución se recibirán en la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, dentro de los siguientes 10 días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación, a través de los medios que a continuación se indican:

Correo Electrónico: fitamay2010@osinerg.gob.pe

Fax N°: (511) 224 0491

Página Web: www.osinerg.gob.pe

Cartas Dirigidas a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN
Av. Canadá 1460
Lima 41, Perú

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 043-2010-OS/CD**

Lima, 25 de febrero de 2010

CONSIDERANDO:

Que, conforme se dispone en el literal g) del "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra; así como, la relación de la información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que la sustenta, con excepción de la información clasificada previamente como confidencial mediante resolución de OSINERGMIN, deberá publicarse en el diario oficial El Peruano y en la página Web, con un plazo no menor a 15 días hábiles anteriores a la publicación de la Resolución que apruebe los Precios en Barra;

Estando a lo dispuesto por la Ley N° 27838 y a las facultades concedidas por el Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y

De conformidad con lo informado por la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria con el Informe N° 087-2010-GART;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Dispóngase la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe, del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2010 y el 30 de abril de 2011, documento que figura como Anexo 2 de la presente.

Artículo 2°.- Dispóngase la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN, de la relación de información que se acompaña como Anexo 1 de la presente resolución.

Artículo 3°.- Convóquese a Audiencia Pública para la sustentación y exposición, por parte del OSINERGMIN, de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el proyecto de resolución de Fijación de Precios en Barra publicado, que se realizará en la fecha, hora y lugares siguientes:

Fecha : Martes 09 de marzo de 2010
Hora : 09:00 a.m.
Lugares : **LIMA**
Auditorio Principal de SENCICO.
Av. De la Poesía 3ra cuadra (Altura Cuadra 15 Av. Canadá), San Borja.

AREQUIPA

Auditorio Oficina Regional OSINERGMIN
Calle Jerusalén 311-C. Cercado.

TRUJILLO

Auditorio Hotel El Brujo
Santa Teresa de Jesús 170, Urb. La Merced Altura cuadra 6 Av. Larco.

Artículo 4°.- Definir un plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la prepublicación a que se refiere el Artículo 1°, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número telefónico N° 224 0491, o vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: fitamay2010@osinerg.gob.pe. La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Srta. Ana Rosa Vallejos Cordero.

Artículo 5°.- Encargar a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria la recepción y análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten respecto al proyecto de resolución a que se refiere el Artículo 1° de la presente resolución.

JULIO CÉSAR RENGIFO RUIZ
Vicepresidente del Consejo Directivo
Encargado de la Presidencia
OSINERGMIN

ANEXO 1

**RELACION DE INFORMACIÓN
QUE SUSTENTA LA RESOLUCIÓN DE FIJACIÓN
DE LOS PRECIOS EN BARRA**

1. Informe N° 0080-2010-GART "Informe para la Prepublicación de los Precios en Barra (Período Mayo 2010 - Abril 2011)".
2. Informe N° 0061-2010-GART "Cálculo Preliminar del Peaje de la Garantía por Red Principal (GRP) de Camisea correspondiente al 7mo Año de Cálculo y de la compensación a los GG.EE. por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural".
3. Informe N° 087-2010-GART de la Asesoría Legal.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 0545-2009-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0546-2009-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
6. "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Regulación Tarifa en Barra Mayo de 2010 - Abril 2011".
7. "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2010" preparado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
8. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
 - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
 - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
 - Contrato suscrito con la empresa REP
9. Modelos:
 - "Modelo Perseo": Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
 - "Modelo Demanda por Barras": Cálculo de la demanda global y por barras para el período 2009-2012.
10. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

ANEXO 2

**PROYECTO
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° XXX-2010-OS/CD**

Lima, XX de abril de 2010

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes Técnicos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 0080-2010-GART y N° 0061-2010-GART, y el Informe N° 087-2010-GART emitido por la Asesoría Legal.

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° 27332¹, 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 General², aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴ (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como 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 de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, entre otras;

¹ 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;

...

² 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.

...

³ 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;

...

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe N° 0080-2010-GART, se ha iniciado el 13 de noviembre de 2009 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 25 de noviembre de 2009;

Que, seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52⁹⁵ que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832⁶ y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley⁷, 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° 0080-2010-GART;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE⁸, el Artículo 215° de su Reglamento⁹ y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN¹⁰, 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 Subcomité de Generadores del COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE¹¹,

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.

⁹ **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.

¹⁰ **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.
...

¹¹ **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 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.

⁴ **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,
...

⁵ **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.

⁶ **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.

⁷ **TERCERA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.** - Adecuación de la Referencia del Precio en Barra
Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.
OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

⁸ **Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.** - Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones

corresponde a OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario 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., OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante "RA"), para cada período anual comprendido entre el 01 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, 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, 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 Aislados¹², aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, 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. Asimismo se deberá considerar el Factor por Compensación Tarifaria (FCT) aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 003-2010-OS/CD;

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", cuyo Artículo 3° establece 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° 0061-2010-GART que determina el Peaje por GRP para el séptimo año de Cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta los Precios en Barra;

Que, el Artículo 5° del Decreto Legislativo N° 1041 establece que el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión;

Que, conforme a la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo Artículo 4° señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra;

Que, tal como lo dispone la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008, se aprobó la norma "Compensación por Generación Adicional", cuyo numeral 3.3 del Artículo 3° señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato", expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, la misma que comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; 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; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

¹² 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:

- OSINERG fijará anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de Sistemas Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- 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;
- Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- 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:

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

Donde:
CA_i es la Compensación Anual para la empresa i.
D_i 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.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, 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:

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	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	16,61	10,87	8,85
Talara	220	16,61	10,84	8,83
Piura Oeste	220	16,61	11,11	9,05
Chiclayo Oeste	220	16,61	10,89	8,81
Carhuaquero	220	16,61	10,71	8,67
Guadalupe	220	16,61	10,82	8,75
Guadalupe	60	16,61	10,85	8,77
Cajamarca	220	16,61	10,66	8,61
Trujillo Norte	220	16,61	10,66	8,62
Chimbote 1	220	16,61	10,47	8,47
Chimbote 1	138	16,61	10,48	8,45
Paramonga Nueva	220	16,61	10,17	8,18
Paramonga Nueva	138	16,61	10,16	8,18
Paramonga Existente	138	16,61	10,12	8,18
Huacho	220	16,61	10,09	8,08
Zapallal	220	16,61	9,93	7,93
Ventanilla	220	16,61	9,93	7,93
Lima (1)	220	16,61	9,95	7,94
Cantera	220	16,61	9,93	7,94
Chilca	220	16,61	9,84	7,86
Independencia	220	16,61	9,97	8,01
Ica	220	16,61	10,07	8,09
Marcona	220	16,61	12,24	12,01
Mantaro	220	16,61	9,74	7,80
Huayucachi	220	16,61	9,81	7,84
Pachachaca	220	16,61	9,81	7,84
Huancavelica	220	16,61	9,81	7,87
Callahuanca	220	16,61	9,85	7,88
Cajamarquilla	220	16,61	9,93	7,94
Huallanca	138	16,61	10,17	8,22
Vizcarra	220	16,61	10,15	8,15
Tingo María	220	16,61	9,95	7,97
Aguaytia	220	16,61	9,84	7,87
Aguaytia	138	16,61	9,87	7,88
Aguaytia	22,9	16,61	9,86	7,87

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Pucallpa	138	16,61	10,11	8,01
Pucallpa	60	16,61	10,12	8,01
Aucayacu	138	16,61	10,03	8,00
Tocache	138	16,61	10,11	8,03
Tingo María	138	16,61	9,99	7,99
Huánuco	138	16,61	10,18	8,15
Paragsha II	138	16,61	10,22	8,23
Paragsha	220	16,61	10,10	8,13
Yaupi	138	16,61	9,95	8,01
Yuncan	138	16,61	9,95	8,01
Yuncan	220	16,61	9,98	8,04
Oroya Nueva	220	16,61	9,82	7,86
Oroya Nueva	138	16,61	11,02	8,90
Oroya Nueva	50	16,61	11,30	9,11
Carhuamayo	138	16,61	10,30	8,31
Carhuamayo Nueva	220	16,61	10,04	8,08
Caripa	138	16,61	10,86	8,79
Desierto	220	16,61	9,93	7,97
Condorcocha	138	16,61	10,90	8,82
Condorcocha	44	16,61	10,90	8,82
Machupicchu	138	16,61	10,69	8,12
Cachimayo	138	16,61	11,05	8,38
Cusco (2)	138	16,61	11,08	8,40
Combapata	138	16,61	11,18	8,75
Tintaya	138	16,61	11,26	8,94
Ayaviri	138	16,61	11,05	8,78
Azángaro	138	16,61	10,87	8,67
San Gabán	138	16,61	10,94	8,72
Mazuco	138	16,61	10,99	8,74
Puerto Maldonado	138	16,61	11,05	8,77
Juliaca	138	16,61	11,08	8,90
Puno	138	16,61	11,11	8,98
Puno	220	16,61	11,10	8,85
Callalli	138	16,61	11,10	8,87
Santuario	138	16,61	10,89	8,72
Arequipa (3)	138	16,61	10,95	8,76
Socabaya	220	16,61	10,94	8,75
Cerro Verde	138	16,61	11,21	8,99
Repartición	138	16,61	11,00	8,81
Mollendo	138	16,61	11,00	8,82
Montalvo	220	16,61	11,10	8,88
Montalvo	138	16,61	11,10	8,89
Ilo ELP	138	16,61	11,19	8,98
Botiflaca	138	16,61	11,17	8,94
Toquepala	138	16,61	11,19	8,98
Aricota	138	16,61	11,10	8,95
Aricota	66	16,61	11,06	8,95
Tacna (Los Héroes)	220	16,61	11,16	8,91
Tacna (Los Héroes)	66	16,61	11,22	8,93
SISTEMAS AISLADOS (4)				
Adinelsa	MT	17,93	23,35	23,35
Chavimochic	MT	17,93	23,35	23,35
Edelnor	MT	17,93	23,35	23,35
Edelsa	MT	17,93	23,35	23,35
Egepsa	MT	17,93	23,35	23,35
Electro Oriente	MT	17,93	40,69	40,69
Electro Pangoa	MT	17,93	23,35	23,35
Electro Sur Este	MT	17,93	49,54	49,54
Electro Sur Medio	MT	17,93	37,68	37,68

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
Electro Ucayali	MT	17,93	23,35	23,35
Electrocentro	MT	17,93	23,35	23,35
Electronorte	MT	17,93	23,35	23,35
Hidrandina	MT	17,93	23,54	23,54
Seal	MT	17,93	41,82	41,82
Sersa	MT	17,93	43,22	43,22

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (4) 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 eficiencia¹³. Estos precios son referenciales y no tiene aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

Se define:

- PEBP = PEMP + CPSEE (1)
- PEBF = PEMF + CPSEE (2)
- PPB = PPM + PCSPT (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° 28832¹⁴.
- 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/./kWh.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kWh.
- PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47°, incisos g) e i) de la Ley¹⁵.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kWh.

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/./kWh, que de corresponder, se agrega a los Precios de la Energía a Nivel de Generación para las subestaciones base del sistema.

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).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en el Anexo 5 de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, así como sus modificatorias y complementarias.

A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

A continuación se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Subestaciones Base del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

¹³ 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.

¹⁴ **QUINTA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA** de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Adecuación de factores de pérdidas de potencia
Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° 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.

¹⁵ **Artículo 47° 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 48°. 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.

Cuadro N° 2

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0000	1,0924	1,1155
Talara	220	1,0000	1,0893	1,1125
Piura Oeste	220	1,0000	1,1169	1,1395
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0944	1,1100
Carhuaquero	220	1,0000	1,0766	1,0921
Guadalupe	220	1,0000	1,0871	1,1026
Guadalupe	60	1,0000	1,0900	1,1049
Cajamarca	220	1,0000	1,0715	1,0852
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0715	1,0863
Chimbote 1	220	1,0000	1,0526	1,0673
Chimbote 1	138	1,0000	1,0531	1,0646
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0220	1,0307
Paramonga Nueva	138	1,0000	1,0205	1,0303
Paramonga Existente	138	1,0000	1,0171	1,0300
Huacho	220	1,0000	1,0138	1,0181
Zapallal	220	1,0000	0,9982	0,9995
Ventanilla	220	1,0000	0,9976	0,9985
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9982	1,0006
Chilca	220	1,0000	0,9890	0,9904
Independencia	220	1,0000	1,0015	1,0093
Ica	220	1,0000	1,0120	1,0197
Marcona	220	1,0000	1,2302	1,5135
Mantaro	220	1,0000	0,9788	0,9822
Huayucachi	220	1,0000	0,9860	0,9883
Pachachaca	220	1,0000	0,9857	0,9879
Huancavelica	220	1,0000	0,9853	0,9921
Callahuanca	220	1,0000	0,9902	0,9923
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9974	1,0002
Huallanca	138	1,0000	1,0218	1,0360
Vizcarra	220	1,0000	1,0197	1,0266
Tingo María	220	1,0000	1,0003	1,0035
Aguaytia	220	1,0000	0,9888	0,9910
Aguaytia	138	1,0000	0,9917	0,9929
Aguaytia	22,9	1,0000	0,9904	0,9921
Pucallpa	138	1,0000	1,0160	1,0087
Pucallpa	60	1,0000	1,0174	1,0096
Aucayacu	138	1,0000	1,0078	1,0079
Tocache	138	1,0000	1,0155	1,0117
Tingo María	138	1,0000	1,0044	1,0062
Huánuco	138	1,0000	1,0233	1,0264
Paragsha II	138	1,0000	1,0271	1,0368
Paragsha	220	1,0000	1,0152	1,0241
Yaupi	138	1,0000	0,9994	1,0094
Yuncan	138	1,0000	0,9994	1,0094
Yuncan	220	1,0000	1,0029	1,0126
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9866	0,9907
Oroya Nueva	138	1,0000	1,1070	1,1209
Oroya Nueva	50	1,0000	1,1354	1,1482
Carhuamayo	138	1,0000	1,0351	1,0465
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	1,0094	1,0183
Caripa	138	1,0000	1,0916	1,1079
Desierto	220	1,0000	0,9977	1,0036
Condorcocha	138	1,0000	1,0952	1,1109
Condorcocha	44	1,0000	1,0952	1,1109
Machupicchu	138	1,0000	1,0740	1,0228

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Cachimayo	138	1,0000	1,1106	1,0561
Cusco	138	1,0000	1,1137	1,0582
Combapata	138	1,0000	1,1231	1,1024
Tintaya	138	1,0000	1,1314	1,1257
Ayaviri	138	1,0000	1,1102	1,1065
Azángaro	138	1,0000	1,0927	1,0925
San Gabán	138	1,0000	1,0999	1,0982
Mazuco	138	1,0000	1,1041	1,1010
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,1108	1,1053
Juliaca	138	1,0000	1,1135	1,1218
Puno	138	1,0000	1,1165	1,1315
Puno	220	1,0000	1,1158	1,1147
Callalli	138	1,0000	1,1154	1,1172
Santuario	138	1,0000	1,0947	1,0992
Arequipa	138	1,0000	1,1004	1,1037
Socabaya	220	1,0000	1,0998	1,1025
Cerro Verde	138	1,0000	1,1267	1,1327
Repartición	138	1,0000	1,1053	1,1096
Mollendo	138	1,0000	1,1058	1,1115
Montalvo	220	1,0000	1,1151	1,1187
Montalvo	138	1,0000	1,1157	1,1197
Ilo ELP	138	1,0000	1,1249	1,1317
Botiflaca	138	1,0000	1,1224	1,1265
Toquepala	138	1,0000	1,1245	1,1309
Aricota	138	1,0000	1,1156	1,1280
Aricota	66	1,0000	1,1117	1,1275
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,1213	1,1229
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,1279	1,1253

A.2) 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° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S!/kW-mes
1	SPT de REP	1,13
2	SPT de San Gabán	0,01
3	SPT de Antamina	0,01
4	SPT de Eteselva	0,16
5	SPT de Redesur	0,65
6	SPT de Transmataro	1,62
7	SPT de ISA	0,50
8	Cargo por Garantía por Red Principal TGP	0,00
9	Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	0,00
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,15
11	Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	2,11
12	Cargo Unitario por CVOA-CMg	5,24
13	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,00
14	Cargo por Prima	
	C.H. Santa Cruz	0,02
	C.H. Poechos 2	0,04
	C.H. Carhuaquero IV	0,001
	C.H. Caña Brava	0,03
	C.H. La Joya	0,05

Nº	Sistema de Transmisión		PCSPT S./kW-mes
15	Cargo Unitario por Generación Adicional	Usuarios Regulados	0,02
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	0,05
		Grandes Usuarios	0,12

* Los cargos del N° 1 al 14 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

** El cargo N° 15 se aplica de manera diferenciada, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, donde los Grandes Usuarios son los Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

En el caso del SPT de Transmantaro, se adicionará los siguientes valores, debidamente actualizados, conforme entren en operación comercial las siguientes instalaciones de transmisión que conforman el Sistema Garantizado Transmisión (SGT).

Cuadro N° 4

Instalación de Transmisión de SGT	S./kW-mes
Línea Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV	0,17
Línea Chilca - Zapallal 500 kV	0,34

A.3) 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 de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE), aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias y complementarias.

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 Medias de Potencia (FPMdP), aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias y complementarias.

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:

$$PEBP1 = PEBP0 / FPMdE \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 / FPMdE \quad (5)$$

$$PPB1 = PPB0 / FPMdP \quad (6)$$

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 de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE), agregando a este producto, de corresponder, los Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (PSSCT).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPMdE + PSSCT \quad (7)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT \quad (8)$$

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.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

Los peajes por transmisión PSSCT se encuentran definidos en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias y complementarias.

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 Medias de Potencia (FPMdP).

Se define:

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

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°.- Fijese 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 Eléctricas¹⁶, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos 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)

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM \quad (1)$$

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

$$FTC = TC / TCo \quad (3)$$

$$FPM = IPM / IPMo \quad (4)$$

Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7667	0,2333

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° 10 se utilizará la siguiente fórmula¹⁷:

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} + PPM0 * (FAPEM-1) \quad (5)$$

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.

PPM0_{ef} = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1_{ef} = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, 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 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/. 2,857 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 190,04521

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:

$$PEMP1 = PEMP0 * FAPEM \quad (6)$$

$$PEMF1 = PEMF0 * FAPEM \quad (7)$$

¹⁶ 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 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.

¹⁷ El FAPEM es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

Para la actualización de los Precios de la Energía a Nivel Generación de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 10 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$PEMP1_{ef} = PEMP0_{ef} + PEMP0 * (FAPEM-1) - FCT * K \quad (8)$$

$$PEMF1_{ef} = PEMF0_{ef} + PEMF1 * (FAPEM-1) - FCT * K \quad (9)$$

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

$$FAPEM = d * FTC + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB \quad (10)$$

$$FD2 = (PD2 + ISC_D2) / (PD2o + ISC_D2o) \quad (11)$$

$$FR6 = (PR6 + ISC_R6) / (PR6o + ISC_R6o) \quad (12)$$

$$FPGN = PGN/PNGo \quad (13)$$

$$FCB = (PCB/PCBo) * FTC \quad (14)$$

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb	FCT*
SEIN	0,1395	0,0261	0,0534	0,7281	---	0,0529	---
SISTEMAS AISLADOS¹⁸							
Adinelsa	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Chavimochic	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Edelnor	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Edelsa	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Egepsa	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Electro Oriente	0,1545	0,0580	0,6609	---	0,1266	---	2,4800
Electro Pangoa	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Electro Sur Este	0,0175	0,8963	---	---	0,0862	---	---
Electro Sur Medio	0,0267	0,8693	---	---	0,1040	---	---
Electro Ucayali	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Electrocentro	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Electronorte	0,1673	---	---	---	0,8327	---	---
Hidrandina	0,1665	0,0056	---	---	0,8279	---	---
Seal	0,0828	0,5583	---	---	0,3589	---	---
Sersa	0,1662	---	0,6911	---	0,1427	---	2,4800

* El Factor FCT tendrá vigencia hasta diciembre 2010, conforme lo establece el Artículo 1° de la Resolución OSINERGMIN N° 003-2010-OS/CD

Donde:

PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMF0 = 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./kWh.

PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMP0_{ef} = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMF0_{ef} = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMP1_{ef} = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{ef}, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMF1_{ef} = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{ef}, actualizado, en céntimos de S./kWh.

FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema Eléctrico.

FCT = Factor de Compensación Tarifaria aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 003-2010-OS/CD.

K = Parámetro de vigencia del factor FCT. K toma el valor de cero entre el 01 de mayo de 2010 y 31 de diciembre de 2010. K es igual a 1 desde el 01 de enero de 2011 hasta el 30 de abril de 2011. Cabe precisar que el efecto sobre los precios a nivel de generación de los sistemas aislados debido a la modificación del valor del parámetro K deberá trasladarse inmediatamente a los pliegos tarifarios de los usuarios regulados del servicio público de electricidad.

FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B2.

FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.

FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.

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 Biodiesel B2, 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.

¹⁸ 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° 10.

PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B2, en S./Gln, según el Cuadro N° 6.

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° 6.

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° 6.

ISC_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N° 6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.

ISC_D2 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B2 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.

ISC_R6o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.

Plantas Callao, El Milagro y Cusco: igual a 0,52 S./Gln.

Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln

ISC_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B2 inicial igual a 1,44 S./Gln.

Cuadro N° 7

Sistema	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B2 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	5,46	3,52	89,25
SISTEMAS AISLADOS				
Electronorte, Emseusa	El Milagro	5,52	---	---
Electro Oriente, Sersa	Iquitos	6,05	4,62	---
Electro Sur Medio, Hidrandina, Seal	Callao	5,46	---	---
Electro Sur Este	Cusco	5,87	---	---

Notas:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.¹⁹

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 6,4079 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:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (15)$$

$$FAPCSPT = 1 * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad (16)$$

$$FPal = Pal/Palo \quad (17)$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad (18)$$

Cuadro N° 8

	l	m	n	o	p
SPT de REP	0,3689	0,5332	0,0924	0,0055	---
SPT de Eteselva	0,4408	0,2677	0,2817	0,0098	---
SPT de Antamina	0,5516	0,4456	---	0,0028	---
SPT de San Gabán	0,4664	0,5311	---	0,0025	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmataro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	1,0000	---	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Generación Adicional	---	---	---	---	1,0000

¹⁹ 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.

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.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio de los precios del cobre publicados por la Bolsa de Metales de Londres, correspondientes a la última semana del mes anterior al que será aplicada la fórmula de reajuste. Para la obtención de este indicador se tomará 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)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al Pcu pero referido a la última semana del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los Precios en Barra.

Pal = Índice del precio del Aluminio, calculado como el promedio de los precios del aluminio publicados por la Bolsa de Metales de Londres, correspondientes a la última semana del mes anterior al que será aplicada la fórmula de reajuste. 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.

Palo = Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero referido a la última semana del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los Precios en Barra.

p = Factor determinado conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

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

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:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT, FACPSEE y Factores de Actualización de Peajes de los SST y SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;
- 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 1º, 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 1º, 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; con excepción del Cargo por Prima de C.H. Carhuaquero IV, el cual deberá ser redondeado a tres decimales antes de su utilización.

Artículo 3º.- 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 30º de la Ley N° 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	548 179	0,6720%
Chavimochic	14 449	0,0177%
Edelnor	218 191	0,2675%
Edelsa	29 407	0,0360%
Egepsa	54 948	0,0674%
Electro Oriente	73 846 837	90,5272%
Electro Pangoa	99 121	0,1215%
Electro Sur Este	515 583	0,6320%
Electro Sur Medio	1 627	0,0020%
Electro Ucayali	159 200	0,1952%
Electrocentro	1 556 263	1,9078%
Electronorte	1 676 926	2,0557%
Hidrardina	682 298	0,8364%
Seal	983 435	1,2056%
Sersa	1 187 721	1,4560%

Artículo 4º.- Fíjese 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 30º de la Ley N° 28832 y el Artículo 5º del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 10

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Adinelsa	MT	17,93	18,63	18,63
Chavimochic	MT	17,93	18,63	18,63
Edelnor	MT	17,93	18,63	18,63
Edelsa	MT	17,93	18,63	18,63
Egepsa	MT	17,93	18,63	18,63
Electro Oriente	MT	17,93	27,07	27,07
Electro Pangoa	MT	17,93	18,63	18,63
Electro Sur Este	MT	17,93	26,29	26,29
Electro Sur Medio	MT	17,93	23,07	23,07
Electro Ucayali	MT	17,93	18,63	18,63
Electrocentro	MT	17,93	18,63	18,63
Electronorte	MT	17,93	18,63	18,63
Hidrandina	MT	17,93	18,69	18,69
Seal	MT	17,93	23,81	23,81
Sersa	MT	17,93	27,81	27,81

Artículo 5°.- OSINERGMIN efectuará el recálculo de las compensaciones y precios contenidos en los Artículos 3° y 4° para cada Empresa Receptora, en caso se requiera, tomando en consideración las condiciones establecidas en el Artículo 3° de la Resolución Ministerial N°-2010-MEM/DM.

Artículo 6°.- 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° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

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

Artículo 7°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a OSINERGMIN, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 8°.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

Artículo 9°.- 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° 11

Bloque	ctm. S./KVARh
Primero	1,145
Segundo	2,175
Tercero	3,208

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 10°.- 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 por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este 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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (19)$$

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.

²⁰ **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.

Artículo 11°.- 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 Eléctricas²⁰ 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 12°.- Fijese el valor del Costo de Racionamiento en 71,425 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 13°.- Fijese en US\$ 67 322 213 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 16 853 549 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el período anual comprendido entre el 01 de mayo de 2010 y el 30 de abril de 2011.

Artículo 14°.- Fijese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de los Sistemas que se indican, en:

Cuadro N° 12

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S./)	Ingreso Tarifario Esperado (S./)
SPT de REP	62 760 733	1 136 166
SPT de San Gabán	307 862	0
SPT de Antamina	286 918	0
SPT de Eteselva	8 697 588	1 526
SPT de Redesur	36 287 173	10 204
SPT de Transmantaro	89 994 525	706 009
SPT de ISA	27 959 818	249 772

En el caso del SPT de Transmantaro, se adicionará los Peajes de Conexión e Ingresos Tarifarios, debidamente actualizados, conforme entren en operación comercial las siguientes instalaciones de transmisión que conforman el Sistema Garantizado Transmisión (SGT).

Cuadro N° 13

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje por Conexión (S./)	Ingreso Tarifario Esperado (S./)
Línea Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV	9 739 112	0
Línea Chilca - Zapallal 500 kV	18 815 825	0

Los Peajes por Conexión, tanto del sistema principal transmisión como del sistema garantizado de transmisión, 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 15°.- 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 16°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Artículo 17°.- En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje de transmisión secundaria y/o complementaria y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

Artículo 18°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2010.

Artículo 19°.- Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Artículo 20°.- Incorpórese los Informes N° -2010-GART, N° -2010-GART y N° -2010-GART; Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3, como parte de la presente resolución.

Artículo 21°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS
DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 043-2010-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 OSINERGMIN 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 04 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, de acuerdo con el Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

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 N° 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al período Mayo 2010 – Abril 2011, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación 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 el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

Con Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", la misma que establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra.

De otro lado, conforme lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1041, el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión.

Asimismo, conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

Conforme lo señala la Norma "Compensación por Generación Adicional", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Por otro lado, la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, y en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008; comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Finalmente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

En aplicación de la función reguladora de OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período Mayo 2010 – Abril 2011. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, y que son los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- 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 de OSINERGMIN.
- 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.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- j) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- k) El Cargo Unitario por Generación Adicional.
- l) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0080-2010-GART y N° 061-2010-GART y Legal N° 087-2010-GART.