

Resolución OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD**“Proyecto de Resolución para la Fijación de los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2015”**

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 08 días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación, a través de los medios que a continuación se indican:

Correo Electrónico: fitamay2014@osinerg.gob.pe

Fax N°: (511) 224 0491

Página Web: www.osinergmin.gob.pe

Cartas Dirigidas a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN
Av. Canadá 1460

Lima 41, Perú

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD**

Lima, 11 de marzo de 2014

CONSIDERANDO:

Que, conforme se dispone en el literal g) del Anexo A1 del “Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-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° 0113-2014-GART; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 07-2014.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Dispóngase la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe, del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2015, documento que figura como Anexo 2 de la presente resolución, conjuntamente con su exposición de motivos.

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 de 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 18 de marzo de 2014
Hora : 09:00 a.m.
Lugares : **LIMA**
Sala Asturias de Business Tower Hotel (Ex Prince)
Av. Guardia Civil 727, San Borja

CUSCO
Sala Virrey de Hotel Costa del Sol (Picoaga)
Calle Santa Teresa 344

PIURA
Sala Directorio 1 de Hotel Portales
Jr. Libertad 875 – Plaza de Armas

Artículo 4°.- Definir un plazo de ocho (08) días hábiles contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución, 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: fitamay2014@osinerg.gob.pe. La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios hasta las 18:00 horas.

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

Artículo 6°.- La presente Resolución, sus Anexos 1 y 2, y la exposición de motivos deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente serán consignados, junto con los Informes contenidos en la relación de información del Anexo 1, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

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

1. Informe N° 0117-2014-GART "Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Período Mayo 2014 - Abril 2015)".
2. Informe N° 0118-2014-GART "Liquidación del Periodo Anterior y Calculo de la Recaudación por Aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos (Periodo Mayo 2014 –Abril 2015)".
3. Informe N° 113-2014-GART de la Asesoría Legal.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 0011-2014-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0003-2014-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
6. "Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2014 –Abril 2015" preparado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
7. "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2014" 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
 - Contrato suscrito con la empresa ABENGOA
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR
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 2013-2016.
10. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

ANEXO 2

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° -2014-OS/CD

Lima, de abril de 2014

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 de la Gerencia Adjunta de

Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° -2014-GART y, N° -2014-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, 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, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, 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), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 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;

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra, conforme se señala en el Informe N° -2014-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2013 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 27 de noviembre de 2013;

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 52° 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° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, 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. La mencionada verificación se ha efectuado conforme al "Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados" aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD;

Que, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 107° de la LCE, el Artículo 215° de su Reglamento y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN, 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;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE, 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 periodo 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, de conformidad con el Artículo 19° de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución OSINERGMIN N° 634-2007-OS/CD y sus modificatorias;

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, mediante Resolución Ministerial N° 095-2014-MEM/DM, publicada el 27 de febrero de 2014, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2015;

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, 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;

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, 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° 228-2012-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, atendiendo que la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008, considerando la prórroga del Decreto de Urgencia N° 049-2011, ha culminado el 31 de diciembre de 2013, OSINERGMIN reconocerá a las empresas estatales los costos en que incurran por brindar la generación adicional, por todas aquellas situaciones de emergencia que se produjeron durante la vigencia del referido Decreto de Urgencia, léase hasta el 31 de diciembre de 2013, el cual se considerará hasta liquidar los saldos netos pendientes;

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 que fue prorrogado, de acuerdo a la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115, hasta el 31 de diciembre de 2016, 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;

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del Artículo 4° de la Ley N° 29852, modificado mediante Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado 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 la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; Decreto de Urgencia N° 109-2009; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° -2014.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijese 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 Barras de Referencia de Generación que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A.1) PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

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 Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM \$/kW-mes	PEMP ctm. \$/kWh	PEMF ctm. \$/kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	17,94	12,42	11,37
Talara	220	17,94	12,37	11,33
Piura Oeste	220	17,94	12,42	11,37
La Niña	220	17,94	12,22	11,22
Chiclayo Oeste	220	17,94	12,18	11,18
Carhuaquero	220	17,94	11,98	11,03
Carhuaquero	138	17,94	11,98	11,03
Cutervo	138	17,94	11,98	11,04
Jaen	138	17,94	11,99	11,04
Guadalupe	220	17,94	12,11	11,12
Guadalupe	60	17,94	12,11	11,13
Cajamarca	220	17,94	11,95	11,02
Trujillo Norte	220	17,94	11,98	11,02
Chimbote 1	220	17,94	11,91	10,98
Chimbote 1	138	17,94	11,93	11,00
Paramonga Nueva	220	17,94	11,85	10,93

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Paramonga Nueva	138	17,94	11,84	10,93
Paramonga Existente	138	17,94	11,83	10,93
Huacho	220	17,94	11,83	10,90
Zapallal	220	17,94	11,81	10,86
Carabayllo	220	17,94	11,80	10,85
Ventanilla	220	17,94	11,86	10,89
Lima (1)	220	17,94	11,99	10,94
Cantera	220	17,94	11,80	10,86
Chilca	220	17,94	11,73	10,77
Independencia	220	17,94	11,82	10,91
Ica	220	17,94	11,88	10,96
Marcona	220	17,94	12,05	11,10
Mantaro	220	17,94	11,47	10,61
Huayucachi	220	17,94	11,56	10,68
Pachachaca	220	17,94	11,55	10,75
Pomacocha	220	17,94	11,61	10,78
Huancavelica	220	17,94	11,57	10,69
Callahuanca	220	17,94	11,47	10,82
Cajamarquilla	220	17,94	11,78	10,91
Huallanca	138	17,94	11,66	10,80
Vizcarra	220	17,94	11,83	10,94
Tingo María	220	17,94	11,93	11,02
Aguaytía	220	17,94	11,96	11,04
Aguaytía	138	17,94	11,99	11,06
Aguaytía	22,9	17,94	11,98	11,06
Pucallpa	138	17,94	12,33	11,31
Pucallpa	60	17,94	12,35	11,32
Aucayacu	138	17,94	12,02	11,06
Tocache	138	17,94	12,08	11,10
Tingo María	138	17,94	11,99	11,05
Huánuco	138	17,94	11,88	10,95
Paragsha II	138	17,94	11,65	10,81
Paragsha	220	17,94	11,64	10,80
Yaupi	138	17,94	11,38	10,59
Yuncán	138	17,94	11,48	10,67
Yuncán	220	17,94	11,52	10,70
Oroya Nueva	220	17,94	11,58	10,77
Oroya Nueva	138	17,94	11,57	10,81
Oroya Nueva	50	17,94	11,62	10,82
Carhuamayo	138	17,94	11,56	10,74
Carhuamayo Nueva	220	17,94	11,59	10,76
Caripa	138	17,94	11,54	10,78
Desierto	220	17,94	11,80	10,86
Condorcocha	138	17,94	11,53	10,77
Condorcocha	44	17,94	11,53	10,77
Machupicchu	138	17,94	12,17	11,20
Cachimayo	138	17,94	12,44	11,46
Cusco (2)	138	17,94	12,96	11,63
Combapata	138	17,94	12,93	11,75
Tintaya	138	17,94	13,02	11,89
Ayaviri	138	17,94	12,86	11,74
Azángaro	138	17,94	12,73	11,63
San Gabán	138	17,94	12,22	11,21
Mazuco	138	17,94	12,33	11,27
Puerto Maldonado	138	17,94	12,62	11,44
Juliaca	138	17,94	12,92	11,78
Puno	138	17,94	12,89	11,78
Puno	220	17,94	12,86	11,75

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
Callalli	138	17,94	12,89	11,84
Santuario	138	17,94	12,66	11,66
Arequipa (3)	138	17,94	12,70	11,65
Socabaya	220	17,94	12,69	11,64
Cotaruse	220	17,94	12,04	11,09
Cerro Verde	138	17,94	12,73	11,67
Repartición	138	17,94	12,75	11,68
Mollendo	138	17,94	12,81	11,72
Montalvo	220	17,94	12,74	11,67
Montalvo	138	17,94	12,75	11,68
Ilo ELP	138	17,94	12,92	11,82
Botiflaca	138	17,94	12,84	11,76
Toquepala	138	17,94	12,83	11,77
Aricota	138	17,94	12,75	11,74
Aricota	66	17,94	12,70	11,72
Tacna (Los Héroes)	220	17,94	12,84	11,73
Tacna (Los Héroes)	66	17,94	12,95	11,80
SISTEMAS AISLADOS (4)				
Adinelsa	MT	21,68	27,86	27,86
Chavimochic	MT	21,68	27,86	27,86
Edelnor	MT	21,68	27,86	27,86
Electro Oriente	MT	21,68	63,70	63,70
Electro Sur Este	MT	21,68	85,60	85,60
Electro Ucayali	MT	21,68	27,86	27,86
Eilhicha	MT	21,68	27,86	27,86
Electronorte	MT	21,68	37,88	37,88
Hidrandina	MT	21,68	67,02	67,02
Seal	MT	21,68	60,02	60,02

Notas:

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las Barras de Referencia de Generación 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 eficiencia. Estos precios son referenciales y no tienen 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 (1)
- PEBF = PEMF (2)
- PPB = PPM + PCSPT + PTSST (3)

Donde:

- PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/./kW-mes, que es igual al Precio Básico de la Potencia de Punta.
- 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 Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S/./kWh.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, 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 Ley.

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, expresado en S./kW-mes

PTSGT : Cargo de Peaje de Transmisión Unitario, expresado en S./kW-mes

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

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 Barras de Referencia de Generación del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 2

Barras de Referencia de Generación	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	1,0353	1,0394
Talara	220	1,0000	1,0309	1,0358
Piura Oeste	220	1,0000	1,0353	1,0395
La Niña	220	1,000	1,0190	1,0258
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0155	1,0222
Carhuaquero	220	1,0000	0,9985	1,0085
Carhuaquero	138	1,0000	0,9986	1,0086
Cutervo	138	1,0000	0,9992	1,0090
Jaen	138	1,0000	0,9992	1,0090
Guadalupe	220	1,0000	1,0092	1,0170
Guadalupe	60	1,0000	1,0100	1,0179
Cajamarca	220	1,0000	0,9960	1,0071
Trujillo Norte	220	1,0000	0,9992	1,0075
Chimbote 1	220	1,0000	0,9933	1,0037
Chimbote 1	138	1,0000	0,9950	1,0058
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9877	0,9990
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9871	0,9991
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9860	0,9991
Huacho	220	1,0000	0,9864	0,9968
Zapallal	220	1,0000	0,9845	0,9929
Carabayllo	220	1,0000	0,9836	0,9921
Ventanilla	220	1,0000	0,9890	0,9960
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9835	0,9925
Chilca	220	1,0000	0,9779	0,9845
Independencia	220	1,0000	0,9854	0,9971
Ica	220	1,0000	0,9905	1,0016
Marcona	220	1,0000	1,0047	1,0144
Mantaro	220	1,0000	0,9564	0,9698
Huayucachi	220	1,0000	0,9634	0,9760
Pachachaca	220	1,0000	0,9633	0,9832
Pomacocha	220	1,0000	0,9680	0,9851
Huancavelica	220	1,0000	0,9646	0,9777
Callahuanca	220	1,0000	0,9566	0,9894
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9819	0,9971
Huallanca	138	1,0000	0,9723	0,9871
Vizcarra	220	1,0000	0,9860	1,0005
Tingo María	220	1,0000	0,9944	1,0071
Aguaytia	220	1,0000	0,9970	1,0095
Aguaytia	138	1,0000	0,9998	1,0116

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Aguaytía	22,9	1,0000	0,9987	1,0107
Pucallpa	138	1,0000	1,0278	1,0337
Pucallpa	60	1,0000	1,0295	1,0351
Aucayacu	138	1,0000	1,0023	1,0116
Tocache	138	1,0000	1,0069	1,0150
Tingo María	138	1,0000	1,0000	1,0099
Huánuco	138	1,0000	0,9904	1,0012
Paragsha II	138	1,0000	0,9716	0,9882
Paragsha	220	1,0000	0,9705	0,9875
Yaupi	138	1,0000	0,9490	0,9682
Yuncán	138	1,0000	0,9569	0,9754
Yuncán	220	1,0000	0,9604	0,9786
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9658	0,9848
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9648	0,9885
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9688	0,9888
Carhuamayo	138	1,0000	0,9640	0,9816
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9664	0,9841
Caripa	138	1,0000	0,9619	0,9854
Desierto	220	1,0000	0,9834	0,9925
Condorcocha	138	1,0000	0,9615	0,9850
Condorcocha	44	1,0000	0,9615	0,9850
Machupicchu	138	1,0000	1,0145	1,0239
Cachimayo	138	1,0000	1,0372	1,0478
Cusco	138	1,0000	1,0806	1,0628
Combapata	138	1,0000	1,0784	1,0738
Tintaya	138	1,0000	1,0853	1,0872
Ayaviri	138	1,0000	1,0718	1,0730
Azángaro	138	1,0000	1,0611	1,0636
San Gabán	138	1,0000	1,0188	1,0244
Mazuco	138	1,0000	1,0280	1,0305
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0521	1,0463
Juliaca	138	1,0000	1,0768	1,0773
Puno	138	1,0000	1,0746	1,0767
Puno	220	1,0000	1,0720	1,0740
Callalli	138	1,0000	1,0748	1,0824
Santuario	138	1,0000	1,0556	1,0664
Arequipa	138	1,0000	1,0590	1,0651
Socabaya	220	1,0000	1,0581	1,0641
Cotaruse	220	1,0000	1,0039	1,0140
Cerro Verde	138	1,0000	1,0612	1,0670
Repartición	138	1,0000	1,0629	1,0677
Mollendo	138	1,0000	1,0680	1,0712
Montalvo	220	1,0000	1,0621	1,0665
Montalvo	138	1,0000	1,0627	1,0674
Ilo ELP	138	1,0000	1,0772	1,0804
Botiflaca	138	1,0000	1,0702	1,0756
Toquepala	138	1,0000	1,0701	1,0758
Aricota	138	1,0000	1,0629	1,0731
Aricota	66	1,0000	1,0587	1,0717
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0705	1,0727
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0795	1,0784

A.3) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN EL SEIN

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

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión (1)	PCSPT \$/kW-mes	
1	SPT de REP	0,847	
2	SPT de San Gabán	0,004	
3	SPT de Antamina	0,005	
4	SPT de Eteselva	0,135	
5	SPT de Redesur	0,583	
6	SPT de Transmantaro	1,971	
7	SPT de ISA	0,446	
8	Ampliación N° 1 del SPT de ISA	0,001	
9	Ampliación N° 2 del SPT de ISA (2)	0,007	
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (3)	No RF	0,193
		RF de Talara	0,748
		RF de Ilo	1,698
		RF de Pucallpa	0,185
		RF de Puerto Maldonado	0,107
11	Cargo Unitario por CVOA-CMg	3,665	
12	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,000	
13	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,093
		C.H. Santa Cruz II	0,060
		C.H. Santa Cruz I	0,054
		C.H. Poechos 2	0,081
		C.H. Roncador	0,045
		C.H. Carhuaquero IV	0,169
		C.H. Caña Brava	0,040
		C.H. La Joya	0,070
		C.T. Huaycoloro	0,087
		C.H. Purmacana	0,007
		C.H. Huasahuasi I	0,057
		C.H. Huasahuasi II	0,055
		C.H. Nuevo Imperial	0,031
		CS Repartición Solar 20T	0,322
		CS Majes Solar 20T	0,323
		CS Tacna Solar 20T	0,397
		CS Panamericana Solar 20T	0,399
C.H. Yanapampa	0,042		
C.H. Las Pizarras	0,065		
C.E. Marcona	0,211		
14	Cargo Unitario por FISE (4)	0,409	
15	Cargo Unitario por Generación Adicional (5)	Usuarios Regulados	0,014
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	0,043
		Grandes Usuarios	0,096

Notas:

- (1) Los cargos del N° 1 al 14 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.
- (2) El cargo N° 9 se aplicará debidamente actualizado, según lo establecido en el Artículo 15° del presente Resolución.
- (3) El cargo N° 10 en lo que corresponde a las unidades de Reserva Fría (RF) de Pucallpa y Puerto Maldonado se aplicará cuando las unidades ingresen en operación comercial, y las actualizaciones de los mismos se realizarán en los periodos y formas establecidos en sus respectivos contratos.
- (4) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del cargo N° 14 entre las empresas Duke Energy Egenor S. en C. por A., Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Edegel S.A.A., Enersur S.A.A., Kallpa Generación S.A.A., SDF Energía S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 1,5%, 0,9%, 4,3%, 24,6%, 22,4%, 24,2%, 2,0%, 12,4%, 4,9 % y 2,8%, respectivamente.
- (5) 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. Así mismo, el COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación de este cargo entre las empresas Electroperú S.A., Electronoroeste S.A., Hidrandina S.A., Electro Oriente S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. y Electrocentro S.A. considerando las proporciones de 0%, 5%, 47%, 22%, 13% y 13%, respectivamente.

La liquidación de los Saldos Netos Acumulados de las empresas Electroperú S.A., Electronoroeste S.A., Hidrandina S.A., Electro Oriente S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. y Electrocentro S.A., cuando sean montos negativos se realizará en el respectivo reajuste trimestral mediante un programa de transferencia para que la empresa o las empresas con saldo negativo, transfieran este monto al resto de empresas, en proporción a sus saldos netos positivos. En el caso de que los saldos netos negativos sean mayores que los saldos netos positivos, estos serán considerados como un monto a transferir para el Cargo Unitario por CVOA-CMg.

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los siguientes:

Cuadro N° 4

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S./kW-mes
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,409
2	LT 220 kV Carhuaquero-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,065
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,092
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,074
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,169
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,316
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,110
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,072
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,094
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV (1)	0,267
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV (1)	1,927
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV (1)	0,610
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV (1)	0,440

Nota:

- (1) Los cargos PTSGT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el Artículo 15° de la presente Resolución.

A.4) PEAJES POR CONEXION Y DE TRANSMISION UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS

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

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

Los Precios en Barra en Barras 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:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPMdE + PSSCT \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT \quad (5)$$

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° 054-2013-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:

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

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 Eléctricas, 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	0,7775	0,2225

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 fórmula:

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

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/. 2,801 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 211,942343.

FAPEM = Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN (PEMP y PEMF)

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (7)$$

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 10 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1}_{ef} = \text{PEMP0}_{ef} + \text{PEMP0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (8)$$

$$\text{PEMF1}_{ef} = \text{PEMF0}_{ef} + \text{PEMF0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (9)$$

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

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

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC}_{D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC}_{D2o}) \quad (11)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC}_{R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC}_{R6o}) \quad (12)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN}/\text{PGNo} \quad (13)$$

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

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	Cb
SEIN	0,1100	0,0000	0,0000	0,8900	---	0,0000
SISTEMAS AISLADOS¹						
Adinelsa	0,1372	---	---	---	0,8628	---
Chavimochic	0,1372	---	---	---	0,8628	---
Edelnor	0,1372	---	---	---	0,8628	---
Electro Oriente	0,1004	0,0646	0,7282	---	0,1068	---
Electro Sur Este	0,0094	0,9256	---	---	0,0650	---
Electro Ucayali	0,1372	---	---	---	0,8628	---
Eilhicha	0,1372	---	---	---	0,8628	---
Electronorte	0,1923	0,3475	---	---	0,4602	---
Hidrandina	0,0497	0,6915	---	---	0,2588	---
Seal	0,0653	0,5679	---	---	0,3668	---

Donde:

PEMP0 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kWh.

PEMF0 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kWh.

PEMP1 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S/./kWh.

PEMF1 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S/./kWh.

¹ 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.

- PEMP0_{er} = 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_{er} = 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_{er} = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{er}, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- PEMF1_{er} = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{er}, actualizado, en céntimos de S./kWh.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.
- 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 B5 o Biodiesel B5-S50, 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 Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en S./Gln, según el Cuadro N° 7.
- 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° 7.
- 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° 7.
- 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 B5 o Biodiesel B5-S50 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 y Cusco: igual a 0,39 S./Gln.
Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln
- ISC_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:
- Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,01 S./Gln.
 - Para Sistema Aislados: Planta Callao igual a 1,20 S./Gln, Planta Cusco igual a 1,01 S./Gln y Planta Iquitos igual a 0,00 S./Gln

Cuadro N° 7

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	9,16	6,62	94,53
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	9,79	7,68	---
Electronorte	Callao	9,54	---	---
Hidrandina, Seal	Callao	9,54	---	---
Electro Sur Este	Cusco	10,05	---	---

Notas:

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

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 7,7668 S./MMBtu.

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

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN Y PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIOS (PCSPT Y PTSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (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	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,4973	0,3692	0,1262	0,0073	---
SPT de Antamina	0,5256	0,4689	---	0,0055	---
SPT de San Gabán	0,4774	0,5213	---	0,0013	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	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

Donde:

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

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

FAPCSPT = Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. 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 periodo)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 359,328

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. 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 igual a 2010,418

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

Para el caso del Cargo Unitario por Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg, el Cargo Unitario por CVOA-RSC y el Cargo por Prima se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de OSINERGMIN aprobados por las Resoluciones N° 001-2009-OS/CD, N° 002-2009-OS/CD y N° 001-2010-OS/CD.

Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para los No Reserva Fría se determinará de acuerdo con el procedimiento de OSINERGMIN aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: $p = FAPPM * DP / 550,204$ donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

Para las unidades de Reserva Fría se aplicara las actualizaciones establecidas en sus respectivos contratos.

Los Cargos de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$PTSGT1 = PTSGT0 * FTC \quad (19)$$

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (16) y (19) 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 y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o 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. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- 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 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°.

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

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN, el FOBCB y el p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por 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 de los Cargos de Peaje por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN que deben ser redondeados a tres decimales.

Artículo 3°.- Fijese 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° 9

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	648 343	0,5217%
Chavimochic	49 910	0,0401%
Edelnor	713 124	0,5738%
Electro Oriente	108 750 211	87,5038%
Electro Sur Este	1 990 146	1,6013%
Electro Ucayali	612 145	0,4925%
Eilhicha	520 339	0,4187%
Electronorte	7 110 553	5,7214%
Hidrandina	1 164 386	0,9369%
Seal	2 721 450	2,1898%
TOTAL	124 280 607	100,0000%

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° 10

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Adinelsa	MT	21,68	16,77	16,77
Chavimochic	MT	21,68	16,77	16,77
Edelnor	MT	21,68	16,77	16,77
Electro Oriente	MT	21,68	27,17	27,17
Electro Sur Este	MT	21,68	27,23	27,23
Electro Ucayali	MT	21,68	16,77	16,77
Eilhicha	MT	21,68	16,77	16,77
Electronorte	MT	21,68	17,40	17,40
Hidrandina	MT	21,68	16,43	16,43
Seal	MT	21,68	21,50	21,50

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° 167-2008-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 6°.- 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 debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Cuando en el transcurso de un mes se presente dos o más valores de PPM, PCSPT ó PTSGT, las tarifas equivalentes a aplicar en la facturación de estos cargos serán iguales al equivalente obtenido de ponderar cada tarifa por los días de su vigencia respecto del total de días del mes. El valor de PPM así obtenido será redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSGT, los valores obtenidos deberán ser redondeados a tres decimales.

Artículo 7°.- 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 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° 11

Bloque	ctm. S./kVARh
Primero	1,123
Segundo	2,133
Tercero	3,145

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 por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Chavimochic, 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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (21)$$

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 será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el SEIN, Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, Empresa Chavimochic.

Artículo 11°.- Fijese el valor del Costo de Racionamiento en 208,955 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fijese en US\$ 72 642 272 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 44 227 991 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 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2015.

Artículo 13°.- Fijese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario para 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	59 359 011	301 754
SPT de San Gabán	256 784	0
SPT de Antamina	382 860	0
SPT de Eteselva	9 475 633	9 549
SPT de Redesur	40 851 525	76 040
SPT de Transmataro	138 085 020	2 823 809
SPT de ISA	31 253 529	166 555
SPT de ISA – Ampliación 1	94 456	0
SPT de ISA – Ampliación 2	480 819	0

Cuadro N° 13

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	28 664 221	137 400
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	4 581 946	0
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	6 420 365	189
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	5 185 350	0

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	11 865 334	0
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	22 131 262	9 549
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 684 744	0
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	75 085 002	709 572
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	6 587 398	0
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	18 702 958	46 966
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	134 994 195	0
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	42 465 107	1 670 582
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	31 139 931	515 187

Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer período de fijación anual serán calculados como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril del año 2015; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Asimismo, a fin de establecer la valorización de las transferencias de generadores a concesionarios de transmisión, en lo concerniente al Peaje de Transmisión, el COES determinará la remuneración que los concesionarios deberán recuperar por el primer período de fijación anual como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos desde el día de entrada en vigencia del pliego tarifario que incorpora el peaje unitario correspondiente a la instalación que entra en operación comercial y el 30 de abril del año 2015; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión como consecuencia de la precisión contenida en el párrafo precedente, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas: "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, y "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD, según corresponda.

Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme al numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución y según lo señalado en el Artículo 14° 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, entendiéndose como Subestaciones de Referencia a las Barras de Referencia de Generación que se consideran en la presente Resolución.

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

Sin embargo, cuando la puesta en operación comercial sea comunicada después de la fecha de actualización de los pliegos tarifarios, del mes inmediatamente posterior a la fecha de puesta en operación comercial, los cambios originados por la incorporación de nuevas líneas de transmisión, entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente a la fecha de recepción de la comunicación de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Artículo 16°.- 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° 054-2013-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

Artículo 17°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2014.

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

Artículo 19°.- Incorpórese los Informes N° -2014-GART y N° - 2014-GART; Anexo 1 y Anexo 2 como parte de la presente resolución.

Artículo 20°.- 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.osinergmin.gob.pe

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, 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 A1 de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-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 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 2014 – Abril 2015, 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:

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.

Asimismo, 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.

Finalmente, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del Artículo 4° de la Ley N° 29852, modificado mediante Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado 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 2014 – Abril 2015. 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.
- f) El Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- j) El Cargo Unitario por Generación Adicional.
- k) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.
- l) El Cargo Unitario por Compensación FISE.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N°0117 -2014-GART, N° 0118 -2014-GART y Legal N° 0113-2014-GART.