

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD**

Lima, 6 de marzo de 2015

CONSIDERANDO:

Que, conforme se dispone en el literal g) del Anexo A.1 del "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", aprobado mediante Resolución 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 Coordinación Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria con el Informe N° 129-2015-GART; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 07-2015.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer 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 2015 y el 30 de abril de 2016, documento que figura como Anexo 2 de la presente resolución, conjuntamente con su exposición de motivos.

Artículo 2°.- Disponer 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°.- Convocar 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 : Viernes 13 de marzo de 2015
Hora : 09:00 a.m.
Lugares : **LIMA**
Sala Principal GART
Av. Canadá 1460, San Borja

CHICLAYO
Sala Muchick del Hotel Costa del Sol
Av. Balta 399

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

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: fitamay2015@osinergmin.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 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 y la exposición de motivos, 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° 0135-2015-GART "Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Período Mayo 2015 - Abril 2016)".
2. Informe N° 136-2015-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 2015 – Abril 2016)".
3. Informe N° 139-2015-GART "Calculo de la Recaudación por Aplicación del CASE (Periodo Mayo 2015 – Abril 2016)".
4. Informe N° 129-2015-GART de la Asesoría Legal.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0660-2014-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
6. Absolución de Observaciones al Informe N° 0661-2014-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. "Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2015 – Abril 2016" preparado por el Subcomité de Transmisores del COES-.
8. "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2015" preparado por el Subcomité de Generadores del COES.

9. 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
10. 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 2014-2017.
11. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.

ANEXO 2

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° -2015-OS/CD

Lima, de abril de 2015

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° -2015-GART y, N° -2015-GART.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinerghmin"), 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 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° -2015-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2014 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. Osinerghmin, 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 28 de noviembre de 2014;

Que, seguidamente, Osinerghmin 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, Osinerghmin 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, Osinerghmin 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 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 Osinerghmin, 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 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 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° 061-2015-MEM/DM, del 20 de febrero de 2015, 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 2015 y el 30 de abril de 2016;

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 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 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 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 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, 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;

Que, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 29970, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, y sus normas reglamentarias, Osinergmin debe incorporar en la presente regulación, el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), adicional al peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, con la finalidad de dar cumplimiento a las Sentencias emitidas por el Poder Judicial, en los procesos seguidos por la empresa Enersur S.A. ("Enersur") y la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. ("San Gabán") se emitieron las Resoluciones N° 242-2014-OS/CD y N° 258-2014-OS/CD, respectivamente, en las cuales, se dispuso que los saldos a devolver a Enersur y San Gabán, deberán ser considerados como un cargo adicional al Peaje del Sistema Principal de Transmisión a ser aplicado en un plazo de 12 meses, para el periodo mayo 2015 – abril 2016, junto a la presente fijación de los Precios en Barra;

Que, con fecha 18 de setiembre de 2013, fue suscrito el Contrato de Suministro de Energía para Iquitos, que resultó del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos" llevado a cabo por PROINVERSION, el cual corresponde ser considerado en el presente periodo regulatorio mayo 2015 – abril 2016;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° -2015-GART, N° -2015-GART, N° -2015-GART y Legal N° -2015-GART de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin y la integran, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

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; en la Ley N° 29970 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° -2015.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- 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 S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	19,58	13,03	13,02
Talara	220	19,58	12,98	12,97
Piura Oeste	220	19,58	13,02	13,01
La Niña	220	19,58	12,92	12,92
Chiclayo Oeste	220	19,58	12,94	12,94
Carhuaquero	220	19,58	12,75	12,77
Carhuaquero	138	19,58	12,76	12,77
Cutervo	138	19,58	12,77	12,77
Jaen	138	19,58	12,77	12,77
Guadalupe	220	19,58	12,93	12,93
Guadalupe	60	19,58	12,94	12,94
Cajamarca	220	19,58	12,87	12,89
Trujillo Norte	220	19,58	12,87	12,88
Chimbote 1	220	19,58	12,83	12,84
Chimbote 1	138	19,58	12,85	12,87
Paramonga Nueva	220	19,58	12,76	12,78
Paramonga Nueva	138	19,58	12,75	12,78
Paramonga Existente	138	19,58	12,73	12,78
Huacho	220	19,58	12,72	12,74
Zapallal	220	19,58	12,69	12,71

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kWh-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Carabayllo	220	19,58	12,68	12,70
Ventanilla	220	19,58	12,71	12,74
Lima (1)	220	19,58	12,77	12,78
Cantera	220	19,58	12,66	12,73
Chilca	220	19,58	12,64	12,65
Independencia	220	19,58	12,68	12,77
Ica	220	19,58	12,72	12,81
Marcona	220	19,58	12,79	12,81
Mantaro	220	19,58	12,24	12,28
Huayucachi	220	19,58	12,36	12,39
Pachachaca	220	19,58	12,41	12,47
Pomacocha	220	19,58	12,43	12,49
Huancavelica	220	19,58	12,36	12,41
Callahuanca	220	19,58	12,58	12,62
Cajamarquilla	220	19,58	12,69	12,73
Huallanca	138	19,58	12,60	12,64
Vizcarra	220	19,58	12,89	12,86
Tingo María	220	19,58	13,66	13,32
Aguaytía	220	19,58	13,71	13,36
Aguaytía	138	19,58	13,75	13,40
Aguaytía	22,9	19,58	13,73	13,38
Pucallpa	138	19,58	14,17	13,76
Pucallpa	60	19,58	14,19	13,78
Aucayacu	138	19,58	14,39	13,78
Tocache	138	19,58	14,99	14,22
Tingo María	138	19,58	14,13	13,58
Huánuco	138	19,58	12,08	12,48
Paragsha II	138	19,58	12,37	12,51
Paragsha	220	19,58	12,48	12,55
Yaupi	138	19,58	12,22	12,30
Yuncán	138	19,58	12,31	12,39
Yuncán	220	19,58	12,35	12,43
Oroya Nueva	220	19,58	12,42	12,48
Oroya Nueva	138	19,58	12,38	12,42
Oroya Nueva	50	19,58	12,40	12,46
Carhuamayo	138	19,58	12,34	12,44
Carhuamayo Nueva	220	19,58	12,43	12,50
Caripa	138	19,58	12,37	12,41
Desierto	220	19,58	12,68	12,75
Condorcocha	138	19,58	12,38	12,41
Condorcocha	44	19,58	12,38	12,41
Machupicchu	138	19,58	13,03	12,63
Cachimayo	138	19,58	13,53	12,95
Cusco (2)	138	19,58	13,55	12,96
Combapata	138	19,58	13,28	13,13
Tintaya	138	19,58	13,23	13,26
Ayaviri	138	19,58	13,02	13,04
Azángaro	138	19,58	12,89	12,91
San Gabán	138	19,58	12,42	12,46
Mazuco	138	19,58	12,53	12,54
Puerto Maldonado	138	19,58	12,79	12,74
Juliaca	138	19,58	13,09	13,09
Puno	138	19,58	13,09	13,12
Puno	220	19,58	13,07	13,08
Callalli	138	19,58	13,18	13,26
Santuario	138	19,58	13,06	13,13
Arequipa (3)	138	19,58	13,11	13,15
Socabaya	220	19,58	13,10	13,14
Cotaruse	220	19,58	12,66	12,68
Cerro Verde	138	19,58	13,13	13,18

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM \$/kW-mes	PEMP ctm. \$/kWh	PEMF ctm. \$/kWh
Repartición	138	19,58	13,15	13,19
Mollendo	138	19,58	13,20	13,24
Montalvo	220	19,58	13,02	13,05
Montalvo	138	19,58	13,03	13,07
Ilo ELP	138	19,58	13,32	13,34
Botiflaca	138	19,58	13,19	13,22
Toquepala	138	19,58	13,45	13,45
Aricota	138	19,58	12,51	12,65
Aricota	66	19,58	12,48	12,63
Tacna (Los Héroes)	220	19,58	13,06	13,10
Tacna (Los Héroes)	66	19,58	13,06	13,10
SISTEMAS AISLADOS (4)				
Adinelsa	MT	21,71	28,67	28,67
Chavimochic	MT	21,71	28,67	28,67
Edelnor	MT	21,71	28,67	28,67
Electro Oriente	MT	21,71	50,30	50,30
Electro Ucayali	MT	21,71	28,67	28,67
Eilhicha	MT	21,71	28,67	28,67
Hidrandina	MT	21,71	58,34	58,34
Seal	MT	21,71	43,81	43,81

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 \$/kW-mes, que es igual al Precio Básico de la Potencia de Punta.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en \$/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 \$/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 \$/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 \$/kWh.

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

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, expresado en \$/kW-mes

PTSGT : Cargo de Peaje de Transmisión Unitario, expresado en \$/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	1,0208	1,0187
Talara	220	1,0000	1,0167	1,0150
Piura Oeste	220	1,0000	1,0194	1,0179
La Niña	220	1,0000	1,0115	1,0106
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0137	1,0125
Carhuaquero	220	1,0000	0,9989	0,9989
Carhuaquero	138	1,0000	0,9989	0,9989
Cutervo	138	1,0000	0,9998	0,9993
Jaen	138	1,0000	0,9998	0,9993
Guadalupe	220	1,0000	1,0123	1,0113
Guadalupe	60	1,0000	1,0135	1,0120
Cajamarca	220	1,0000	1,0080	1,0084
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0076	1,0074
Chimbote 1	220	1,0000	1,0049	1,0046
Chimbote 1	138	1,0000	1,0064	1,0070
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9990	0,9995
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9982	0,9995
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9969	0,9997
Huacho	220	1,0000	0,9961	0,9966
Zapallal	220	1,0000	0,9941	0,9946
Carabayllo	220	1,0000	0,9929	0,9935
Ventanilla	220	1,0000	0,9952	0,9963
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9918	0,9955
Chilca	220	1,0000	0,9896	0,9893
Independencia	220	1,0000	0,9931	0,9989
Ica	220	1,0000	0,9958	1,0021
Marcona	220	1,0000	1,0015	1,0023
Mantaro	220	1,0000	0,9583	0,9603
Huayucachi	220	1,0000	0,9679	0,9692
Pachachaca	220	1,0000	0,9722	0,9755
Pomacocha	220	1,0000	0,9735	0,9772
Huancavelica	220	1,0000	0,9681	0,9712
Callahuanca	220	1,0000	0,9849	0,9876
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9936	0,9962
Huallanca	138	1,0000	0,9869	0,9889
Vizcarra	220	1,0000	1,0094	1,0062
Tingo María	220	1,0000	1,0699	1,0422
Aguaytia	220	1,0000	1,0735	1,0454
Aguaytia	138	1,0000	1,0769	1,0483
Aguaytia	22,9	1,0000	1,0755	1,0470
Pucallpa	138	1,0000	1,1099	1,0765
Pucallpa	60	1,0000	1,1116	1,0780
Aucayacu	138	1,0000	1,1268	1,0776
Tocache	138	1,0000	1,1741	1,1127
Tingo María	138	1,0000	1,1064	1,0625
Huánuco	138	1,0000	0,9461	0,9763

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
Paragsha II	138	1,0000	0,9687	0,9790
Paragsha	220	1,0000	0,9776	0,9818
Yaupi	138	1,0000	0,9568	0,9619
Yuncán	138	1,0000	0,9642	0,9690
Yuncán	220	1,0000	0,9675	0,9722
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9728	0,9762
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9694	0,9718
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9712	0,9748
Carhuamayo	138	1,0000	0,9663	0,9733
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9732	0,9777
Caripa	138	1,0000	0,9686	0,9705
Desierto	220	1,0000	0,9930	0,9976
Condorcocha	138	1,0000	0,9695	0,9705
Condorcocha	44	1,0000	0,9695	0,9705
Machupicchu	138	1,0000	1,0201	0,9879
Cachimayo	138	1,0000	1,0598	1,0131
Cusco	138	1,0000	1,0615	1,0137
Combapata	138	1,0000	1,0402	1,0270
Tintaya	138	1,0000	1,0363	1,0373
Ayaviri	138	1,0000	1,0193	1,0203
Azángaro	138	1,0000	1,0095	1,0103
San Gabán	138	1,0000	0,9730	0,9746
Mazuco	138	1,0000	0,9810	0,9808
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0015	0,9969
Juliaca	138	1,0000	1,0252	1,0238
Puno	138	1,0000	1,0249	1,0260
Puno	220	1,0000	1,0237	1,0235
Callalli	138	1,0000	1,0319	1,0372
Santuario	138	1,0000	1,0230	1,0273
Arequipa	138	1,0000	1,0264	1,0287
Socabaya	220	1,0000	1,0260	1,0279
Cotaruse	220	1,0000	0,9913	0,9921
Cerro Verde	138	1,0000	1,0286	1,0310
Repartición	138	1,0000	1,0298	1,0319
Mollendo	138	1,0000	1,0341	1,0354
Montalvo	220	1,0000	1,0194	1,0213
Montalvo	138	1,0000	1,0205	1,0225
Ilo ELP	138	1,0000	1,0433	1,0432
Botiflaca	138	1,0000	1,0327	1,0344
Toquepala	138	1,0000	1,0531	1,0523
Aricota	138	1,0000	0,9798	0,9897
Aricota	66	1,0000	0,9776	0,9884
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0228	1,0247
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0228	1,0246

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 S/./kW-mes
1	SPT de REP	2,057
2	SPT de San Gabán	0,004*
3	SPT de Antamina	0,006
4	SPT de Eteselva	0,135
5	SPT de Redesur	0,634
6	SPT de Transmataro	2,237
7	SPT de ISA	0,451

Nº	Sistema de Transmisión (1)	PCSPT S./kW-mes	
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	0,190
		RF de Talara	0,833
		RF de Ilo	1,901
		RF de Pucallpa	0,200
		RF de Puerto Maldonado	0,115
		RF de Puerto Eten	0,832
11	Cargo Unitario por CVOA-CMg	1,196	
12	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,000	
13	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,127
		C.H. Santa Cruz II	0,058
		C.H. Santa Cruz I	0,054
		C.H. Poechos 2	0,085
		C.H. Roncador	0,040
		C.H. La Joya	0,112
		C.H. Carhuaquero IV	0,171
		C.H. Caña Brava	0,035
		C.T. Huaycoloro	0,117
		C.H. Purmacana	0,003
		C.H. Huasahuasi I	0,077
		C.H. Huasahuasi II	0,075
		C.H. Nuevo Imperial	0,039
		CS Repartición Solar 20T	0,353
		CS Majes Solar 20T	0,353
		CS Tacna Solar 20T	0,413
		CS Panamericana Solar 20T	0,460
		C.H. Yanapampa	0,045
		C.H. Las Pizarras	0,172
		C.E. Marcona	0,307
		C.E. Talara	0,591
		C.E. Cupisnique	1,433
		C.H. Runatullo III	0,237
C.H. Runatullo II	0,167		
CSF Moquegua FV	0,240		
C.H. Canchaylo	0,040		
C.T. La Gringa V	0,051		
14	Cargo Unitario por FISE (4)	0,417	
15	Cargo Unitario por CASEsi	1,182	
	Cargo Unitario por CASEge (5)	0,336	
16	Cargo Unitario por Generación Adicional (6)	Usuarios Regulados	0,098
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	0,295
		Grandes Usuarios	0,661
17	Cargo Unitario por CMJ-ens (7)	0,240	
	Cargo Unitario por CMJ-sg (7)	0,150	

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 17° de la 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 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 0,9%, 4,2%, 23,7%, 23,0%, 26,4%, 1,9%, 12,0%, 5,0 % y 2,9%, respectivamente.
- (5) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del cargo N° 15 entre las empresas 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. y Termochilca S.A.C. considerando las proporciones de 0,9%, 4,3%, 24,8%, 23,4%, 26,8%, 2,0%, 12,5% y 5,2%, respectivamente.
- (6) El cargo N° 16 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., Electrocentro S.A., Electro Ucayali S.A.A. y Electro Sur Este S.A.A. considerando las proporciones de 0%, 0%, 0,6%, 0,7%, 36%, 59,8%, 1,6% y 1,3% respectivamente.

La liquidación de los Saldos Netos Acumulados de cada una de las empresas, 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, de acuerdo 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.

- (7) Los montos recaudados, como consecuencia de la aplicación de los Cargos Unitarios por CMJ-ens y por CMJ-sg, serán distribuidos a las empresas Enersur S.A. y San Gabán S.A., respectivamente, en cumplimiento de los mandatos judiciales emitidos por la Segunda Sala Contencioso Administrativa Transitoria de Lima y el Décimo Segundo Juzgado Contencioso Administrativo de Lima.

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)	0,466
2	LT 220 kV Carhuaquero-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,072
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,094
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,082
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,188
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,351
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,102
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,154
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,109
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,321
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	1,941
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,820
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV (1)	0,470

Nota:

- (1) Los cargos PTSGT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el Artículo 18° de la presente Resolución.

A.4) PEAJES POR CONEXION Y DE TRANSMISIÓN 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 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)

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

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

$$FTC = TC / TC_0 \quad (3)$$

$$FPM = IPM / IPM_0 \quad (4)$$

Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7737	0,2263

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.

TC₀ = Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,058 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.

IPM₀ = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 213,9065816.

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:

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

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

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:

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

$$PEMF1_{ef} = PEMF0_{ef} + PEMF0 * (FAPEM-1) \quad (9)$$

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

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

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

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

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

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

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	Cb
SEIN	0,1406	0,0000	0,0000	0,8594	---	0,0000
SISTEMAS AISLADOS¹						
Adinlsa	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Chavimochic	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Edelnor	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Electro Oriente	0,1391	0,1228	0,5854	---	0,1527	---
Electro Ucayali	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Eilhicha	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Hidrandina	0,0338	0,8197	---	---	0,1465	---
Seal	0,0644	0,5971	---	---	0,3385	---

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.
- 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 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.

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.

- 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	5,79	3,96	86,61
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	6,85	5,44	---
Electronorte	Callao	6,33	---	---
Hidrandina, Seal	Callao	6,33	---	---
Electro Sur Este	Cusco	7,14	---	---

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 8,8799 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 PTSGT)

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

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

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

F_{Pal} = Pal/Palo (17)

F_{Pcu} = Pcu/Pcuo (18)

Cuadro N° 8

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,4985	0,3678	0,1265	0,0072	---
SPT de Antamina	0,5269	0,4676	0,0000	0,0055	---
SPT de San Gabán	0,4776	0,5210	0,0000	0,0014	---
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
Cargo Unitario por FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CASE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Cumplimiento de Mandato Judicial (CMJ)	---	---	---	---	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 311,163.

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 1865,657.

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 Osinermin 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 Osinermin aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: $p = FAPPM * DP / 506,981$ 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 aplicarán 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 1º.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1º, 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 Osinermin 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 3º.- 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 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	485 755	0,4520%
Chavimochic	42 582	0,0396%
Edelnor	601 730	0,5599%
Electro Oriente	103 635 589	96,4286%
Electro Ucayali	546 375	0,5084%
Eilhicha	267 695	0,2491%
Hidrandina	792 892	0,7378%
Seal	1 101 319	1,0247%
TOTAL	107 473 937	100,0000%

Artículo 4º.- 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 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 \$/kW-mes	PEMP ctm. \$/kW.h	PEMF ctm. \$/kW.h
Adinelsa	MT	21,71	19,42	19,42
Chavimochic	MT	21,71	19,42	19,42

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Edelnor	MT	21,71	19,42	19,42
Electro Oriente	MT	21,71	19,57	19,57
Electro Ucayali	MT	21,71	19,42	19,42
Eilhicha	MT	21,71	19,42	19,42
Hidrandina	MT	21,71	19,40	19,40
Seal	MT	21,71	19,41	19,41

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 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	1,225
Segundo	2,328
Tercero	3,434

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 (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 228,127 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fijese en US\$ 74 050 523 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 52 981 913 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 2015 y el 30 de abril de 2016.

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	145 810 931	2 798 201
SPT de San Gabán	279 283	0
SPT de Antamina	410 889	0
SPT de Eteselva	9 553 881	649 631
SPT de Redesur	44 927 532	69 918
SPT de Transmataro	158 563 312	183 815
SPT de ISA	31 939 857	1 490 247
SPT de ISA – Ampliación 1	103 205	0
SPT de ISA – Ampliación 2	524 935	0

Cuadro N° 13

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S./)	Ingreso Tarifario Esperado (S./)
Línea Chilca - Zapallal (Tamos 1 y 2)	33 059 150	90 643
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	5 124 025	28 859
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	6 676 456	543 363
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	5 829 361	1 868
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	13 344 670	0
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	24 902 736	0
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 225 822	1 868
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	81 803 120	665 287
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	7 750 904	0
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 792 197	240 955
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	137 589 000	1 514 777
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	57 966 754	135 554
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	33 309 409	1 250 159

Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer periodo 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 2016; (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 2016; (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 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 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 18° de la presente Resolución.

Artículo 14°.- Fijese las tarifas que se agregarán a los precios PEMP y PEMF establecidos en el Artículo 4° para Electro Oriente S.A., las mismas que entrarán en vigencia al cuarto día del mes siguiente a la fecha en la cual la empresa Electro Oriente S.A. sustente fehacientemente la concesión y atención a usuarios regulados en cada localidad individualmente:

Cuadro N° 14

Localidad	Tarifa a agregar (ctm. S./kWh)
El Alamo	0,04
Cabo Pantoja	0,06
Lagunas	0,52
El Porvenir	0,05
Pebas	0,47
Petropolis	0,04
Angamos	0,10
Pampa Hermosa	0,12
Tierra Blanca	0,14
Islandia	0,27
Flor de Pugna	0,10
Tamanco	0,06
San Roque	0,10
Bagazan	0,09
Sapuena	0,03
Jenaro Herrera	0,11

Artículo 15°.- Fijese la tarifa de 6,78 ctm. S./kWh que se agregará a los precios PEMP y PEMF establecidos en el Artículo 4° para Electro Oriente S.A., la misma que se aplicará entrará en vigencia a partir de la Fecha de Inicio del Suministro, en forma permanente y continua, tal como lo establece el "Contrato de Suministro de Electricidad" celebrado entre Genent del Perú S.A.C. y la empresa Electro Oriente S.A., en el marco del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos".

Artículo 16°.- Fijese el programa de transferencia por saldo negativo de la Compensación por Generación Adicional, el cual deberá realizarse como máximo el 30 de mayo de 2015:

Cuadro N° 15

Aportantes	Receptoras	Electrocentro S.A.
Electroperú S.A.		S/. 1 696 626
Electronoroeste S.A.		S/. 51 186

Artículo 17°.- 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 18°.- 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 19°.- 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 N° 054-2013-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

Artículo 20°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2015.

Artículo 21°.- Deróguese las disposiciones que se opongan a la presente resolución.

Artículo 22°.- Incorpórese los Informes N° -2015-GART y N° -2015-GART; como parte de la presente resolución.

Artículo 23°.- La presente resolución y su exposición de motivos, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberán ser consignados, junto con los Anexos, en la página Web de Osinermin: www.osinermin.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 Osinermin 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, Osinermin 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 OSINERMIN 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 2015 – Abril 2016, 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 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 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 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 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.

Adicionalmente, 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.

Finalmente, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 29970, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, y sus normas reglamentarias, Osinergmin debe incorporar en la presente regulación, el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), adicional al peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión, 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 2015 – Abril 2016. 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.
- m) El Cargo Unitario por Compensación CASE.
- n) El Cargo Unitario por CMJ.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes que complementan e integran la decisión.