

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD**

Lima, 11 de abril de 2013

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° 0147 -2013-GART, N° 085 -2013-GART y N° 141-2013-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° 0147-2013-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2012 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 26 de noviembre de 2012;

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, con fecha 07 de marzo de 2013 y, mediante Resolución, OSINERGMIN N° 028-2013-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2013 – abril 2014, y la relación de la información que la sustenta;

Que, posteriormente OSINERGMIN convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó, en forma descentralizada, en Lima, Arequipa y Trujillo, el 14 de marzo de 2013, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los Estudios Técnico-Económico de los SUBCOMITÉS para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dichos estudios;

Que, el 21 de marzo de 2013 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Sindicato Energético S.A., Enersur S.A., Electro Oriente S.A. y del Subcomité de Generadores del COES-SINAC, así como de la Sra. Mavila Cieza Acuña; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN y cuyo análisis se realiza en los Informes N° 0147-2013-GART y N° 141-2013-GART;

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 Etecesur", 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° 050-2011-OS/CD y modificatoria, 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° 052-2013-MEM/DM, publicada el 25 de febrero de 2013, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014;

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

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

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

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;

Que, adicionalmente, se ha considerado necesario publicar los Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con tres cifras decimales, dado que debido al crecimiento de la demanda en los últimos años, el tercer decimal resulta significativo para determinar los peajes en algunas instalaciones de transmisión;

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; Decreto de Urgencia N° 079-2010; en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 11-2013.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las 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 BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A.1) PRECIOS 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	17,44	12,15	10,91
Talara	220	17,44	12,10	10,88

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Piura Oeste	220	17,44	12,20	10,92
La Niña	220	17,44	12,10	10,85
Chiclayo Oeste	220	17,44	12,05	10,81
Carhuaquero	220	17,44	11,93	10,72
Carhuaquero	138	17,44	11,93	10,72
Cutervo	138	17,44	11,93	10,73
Jaen	138	17,44	11,93	10,73
Guadalupe	220	17,44	12,00	10,76
Guadalupe	60	17,44	12,02	10,79
Cajamarca	220	17,44	11,92	10,68
Trujillo Norte	220	17,44	11,92	10,70
Chimbote 1	220	17,44	11,85	10,65
Chimbote 1	138	17,44	11,89	10,66
Paramonga Nueva	220	17,44	11,76	10,57
Paramonga Nueva	138	17,44	11,75	10,57
Paramonga Existente	138	17,44	11,75	10,58
Huacho	220	17,44	11,71	10,52
Zapallal	220	17,44	11,62	10,39
Carabaylo	220	17,44	11,61	10,38
Ventanilla	220	17,44	11,76	10,42
Lima (1)	220	17,44	11,87	10,45
Cantera	220	17,44	10,94	10,18
Chilca	220	17,44	10,70	10,06
Independencia	220	17,44	11,15	10,28
Ica	220	17,44	11,21	10,32
Marcona	220	17,44	11,44	10,42
Mantaro	220	17,44	11,33	10,12
Huayucachi	220	17,44	11,41	10,19
Pachachaca	220	17,44	11,64	10,30
Pomacocha	220	17,44	11,67	10,31
Huancavelica	220	17,44	11,30	10,17
Callahuanca	220	17,44	11,71	10,35
Cajamarquilla	220	17,44	11,80	10,44
Huallanca	138	17,44	11,65	10,47
Vizcarra	220	17,44	11,82	10,56
Tingo María	220	17,44	11,88	10,63
Aguaytía	220	17,44	11,85	10,62
Aguaytía	138	17,44	11,89	10,65
Aguaytía	22,9	17,44	11,87	10,64
Pucallpa	138	17,44	12,27	10,92
Pucallpa	60	17,44	12,29	10,93
Aucayacu	138	17,44	12,26	10,82
Tocache	138	17,44	12,72	11,08
Tingo María	138	17,44	12,06	10,70
Huánuco	138	17,44	11,95	10,61
Paragsha II	138	17,44	11,77	10,50
Paragsha	220	17,44	11,71	10,45
Yaupi	138	17,44	11,56	10,33
Yuncán	138	17,44	11,56	10,33
Yuncán	220	17,44	11,61	10,36
Oroya Nueva	220	17,44	11,65	10,32
Oroya Nueva	138	17,44	11,62	10,32
Oroya Nueva	50	17,44	11,63	10,31
Carhuamayo	138	17,44	11,66	10,41
Carhuamayo Nueva	220	17,44	11,68	10,42
Caripa	138	17,44	11,63	10,35
Desierto	220	17,44	11,00	10,21
Condorcocha	138	17,44	11,65	10,38
Condorcocha	44	17,44	11,65	10,38
Machupicchu	138	17,44	11,39	9,71

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Cachimayo	138	17,44	11,81	9,98
Cusco (2)	138	17,44	11,86	10,02
Combapata	138	17,44	11,84	10,58
Tintaya	138	17,44	11,95	10,79
Ayaviri	138	17,44	11,81	10,66
Azángaro	138	17,44	11,71	10,56
San Gabán	138	17,44	11,82	10,65
Mazuco	138	17,44	11,89	10,69
Puerto Maldonado	138	17,44	12,06	10,79
Juliaca	138	17,44	11,89	10,71
Puno	138	17,44	11,91	10,77
Puno	220	17,44	11,89	10,74
Callalli	138	17,44	11,90	10,76
Santuario	138	17,44	11,81	10,68
Arequipa (3)	138	17,44	11,87	10,73
Socabaya	220	17,44	11,86	10,72
Cotaruse	220	17,44	11,54	10,49
Cerro Verde	138	17,44	11,89	10,75
Repartición	138	17,44	11,93	10,76
Mollendo	138	17,44	11,96	10,78
Montalvo	220	17,44	11,84	10,71
Montalvo	138	17,44	11,85	10,72
Ilo ELP	138	17,44	11,99	10,85
Botiflaca	138	17,44	11,93	10,80
Toquepala	138	17,44	11,92	10,81
Aricota	138	17,44	11,83	10,78
Aricota	66	17,44	11,78	10,76
Tacna (Los Héroes)	220	17,44	11,93	10,78
Tacna (Los Héroes)	66	17,44	12,04	10,84
SISTEMAS AISLADOS (4)				
Adinelsa	MT	20,24	24,87	24,87
Chavimochic	MT	20,24	24,87	24,87
Edelnor	MT	20,24	24,87	24,87
Electro Oriente	MT	20,24	57,43	57,43
Electro Sur Este	MT	20,24	84,05	84,05
Electro Ucayali	MT	20,24	24,87	24,87
Eilhicha	MT	20,24	24,87	24,87
Electronorte	MT	20,24	36,30	36,30
Hidrandina	MT	20,24	64,80	64,80
Seal	MT	20,24	57,44	57,44

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.
- (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 + PTSQT (3)

Donde:

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

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	1,0234	1,0446
Talara	220	1,0000	1,0199	1,0416
Piura Oeste	220	1,0000	1,0277	1,0457
La Niña	220	1,0000	1,0198	1,0391
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0153	1,0345
Carhuaquero	220	1,0000	1,0052	1,0267
Carhuaquero	138	1,0000	1,0053	1,0267
Cutervo	138	1,0000	1,0055	1,0269
Jaen	138	1,0000	1,0055	1,0269
Guadalupe	220	1,0000	1,0107	1,0306
Guadalupe	60	1,0000	1,0126	1,0329
Cajamarca	220	1,0000	1,0039	1,0224
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0039	1,0244
Chimbote 1	220	1,0000	0,9983	1,0192
Chimbote 1	138	1,0000	1,0014	1,0205
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9909	1,0121
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9900	1,0121
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9896	1,0129
Huacho	220	1,0000	0,9867	1,0071
Zapallal	220	1,0000	0,9788	0,9946
Carabaylo	220	1,0000	0,9780	0,9938
Ventanilla	220	1,0000	0,9905	0,9974
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9218	0,9749
Chilca	220	1,0000	0,9011	0,9629
Independencia	220	1,0000	0,9393	0,9844
Ica	220	1,0000	0,9449	0,9880
Marcona	220	1,0000	0,9642	0,9974
Mantaro	220	1,0000	0,9542	0,9690
Huayucachi	220	1,0000	0,9615	0,9758
Pachachaca	220	1,0000	0,9809	0,9862
Pomacocha	220	1,0000	0,9836	0,9869

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
Huancavelica	220	1,0000	0,9519	0,9741
Callahuanca	220	1,0000	0,9865	0,9908
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9941	0,9992
Huallanca	138	1,0000	0,9816	1,0024
Vizcarra	220	1,0000	0,9958	1,0111
Tingo María	220	1,0000	1,0009	1,0178
Aguaytia	220	1,0000	0,9983	1,0170
Aguaytia	138	1,0000	1,0021	1,0200
Aguaytia	22,9	1,0000	1,0005	1,0188
Pucallpa	138	1,0000	1,0339	1,0451
Pucallpa	60	1,0000	1,0358	1,0466
Aucayacu	138	1,0000	1,0330	1,0355
Tocache	138	1,0000	1,0715	1,0610
Tingo María	138	1,0000	1,0164	1,0245
Huánuco	138	1,0000	1,0070	1,0159
Paragsha II	138	1,0000	0,9920	1,0052
Paragsha	220	1,0000	0,9868	1,0005
Yaupi	138	1,0000	0,9743	0,9889
Yuncán	138	1,0000	0,9743	0,9889
Yuncán	220	1,0000	0,9779	0,9921
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9817	0,9879
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9792	0,9876
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9799	0,9867
Carhuamayo	138	1,0000	0,9822	0,9963
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9841	0,9976
Caripa	138	1,0000	0,9802	0,9913
Desierto	220	1,0000	0,9264	0,9774
Condorcocha	138	1,0000	0,9819	0,9934
Condorcocha	44	1,0000	0,9819	0,9934
Machupicchu	138	1,0000	0,9597	0,9299
Cachimayo	138	1,0000	0,9948	0,9559
Cusco	138	1,0000	0,9995	0,9589
Combapata	138	1,0000	0,9978	1,0130
Tintaya	138	1,0000	1,0072	1,0328
Ayaviri	138	1,0000	0,9951	1,0201
Azángaro	138	1,0000	0,9866	1,0110
San Gabán	138	1,0000	0,9960	1,0192
Mazuco	138	1,0000	1,0021	1,0233
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0161	1,0327
Juliaca	138	1,0000	1,0018	1,0255
Puno	138	1,0000	1,0038	1,0308
Puno	220	1,0000	1,0019	1,0278
Callalli	138	1,0000	1,0025	1,0298
Santuario	138	1,0000	0,9948	1,0228
Arequipa	138	1,0000	0,9997	1,0270
Socabaya	220	1,0000	0,9992	1,0267
Cotáruse	220	1,0000	0,9722	1,0044
Cerro Verde	138	1,0000	1,0019	1,0290
Repartición	138	1,0000	1,0050	1,0304
Mollendo	138	1,0000	1,0079	1,0324
Montalvo	220	1,0000	0,9975	1,0258
Montalvo	138	1,0000	0,9980	1,0266
Ilo ELP	138	1,0000	1,0105	1,0390
Botiflaca	138	1,0000	1,0051	1,0344
Toquepala	138	1,0000	1,0046	1,0346
Aricota	138	1,0000	0,9969	1,0316
Aricota	66	1,0000	0,9927	1,0299
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0054	1,0318
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0142	1,0376

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	1,177	
2	SPT de San Gabán	0,003	
3	SPT de Antamina	0,005	
4	SPT de Eteselva	0,126	
5	SPT de Redesur	0,525	
6	SPT de Transmantaro	1,651	
7	SPT de ISA	0,375	
8	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (2)	No RF	0,075
		RF de Talara	0,742
		RF de Ilo	1,569
9	Cargo Unitario por CVOA-CMg	0,506	
10	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,000	
11	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,088
		C.H. Santa Cruz II	0,044
		C.H. Santa Cruz I	0,040
		C.H. Poechos 2	0,067
		C.H. Roncador	0,032
		C.H. Carhuaquero IV	0,154
		C.H. Caña Brava	0,031
		C.H. La Joya	0,083
		C.T. Huaycoloro	0,092
		C.H. Purmacana	0,007
		C.H. Huasahuasi I	0,056
		C.H. Huasahuasi II	0,054
		C.H. Nuevo Imperial	0,027
		CS Repartición Solar 20T	0,437
		CS Majes Solar 20T	0,438
		CS Tacna Solar 20T	0,552
		CS Panamericana Solar 20T	0,470
C.H. Yanapampa	0,035		
12	Cargo Unitario por FISE (3)	0,357	
13	Cargo Unitario por Generación Adicional (4)	Usuarios Regulados	1,135
		Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	3,842
		Grandes Usuarios	8,741

Notas:

- (1) Los cargos del N° 1 al 12 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.
- (2) El cargo N° 8 en lo que corresponde a las unidades de Reserva Fría (RF) 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.
- (3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del cargo N° 12 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. y Termochilca S.A.C. considerando las proporciones de 1,6%, 0,8%, 4,5%, 25,3%, 23,0%, 24,9%, 2,1%, 12,8% y 5,0%, respectivamente.
- (4) El cargo N° 13 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. y Electro Oriente S.A. considerando las proporciones de 85%, 3%, 7% y 5%, respectivamente.

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)	0,278
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,061
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,086
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,069
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,159
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,292
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito) (1)	0,085
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,079
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV (1)	0,090
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV (1)	0,251
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV (1)	1,808

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 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 BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

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

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46º y 52º de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1º 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)

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

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

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

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

$$FMR = 1 - P_{\text{timeRF}} / 7\,764,5^1 \quad (5)$$

Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7631	0,2369

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:

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} + PPM0 * (FAPEM-1) \quad (6)$$

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/. 2,589 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 207,345341

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

¹ 7 764,5 = (1+33,3%)*Máxima Demanda 2013= 1,333*5824,8

FMR = Factor de Actualización del MRFO.

P_{firmeRF} = Suma de potencias firmes de las unidades de Reserva Fría que ingresan en operación comercial.

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:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (7)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (8)$$

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:

$$\text{PEMP1}_{\text{af}} = \text{PEMP0}_{\text{af}} + \text{PEMP0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (9)$$

$$\text{PEMF1}_{\text{af}} = \text{PEMF0}_{\text{af}} + \text{PEMF0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (10)$$

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

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (11)$$

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC}_{\text{D2}}) / (\text{PD2o} + \text{ISC}_{\text{D2o}}) \quad (12)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC}_{\text{R6}}) / (\text{PR6o} + \text{ISC}_{\text{R6o}}) \quad (13)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN}/\text{PGNo} \quad (14)$$

$$\text{FCB} = (\text{PCB}/\text{PCBo}) * \text{FTC} \quad (15)$$

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1134	0,0017	0,0425	0,8220	—	0,0204
SISTEMAS AISLADOS²						
Adinelsa	0,1407	—	—	—	0,8593	—
Chavimochic	0,1407	—	—	—	0,8593	—
Edelnor	0,1407	—	—	—	0,8593	—
Electro Oriente	0,0902	0,0579	0,7504	—	0,1015	—
Electro Sur Este	0,0094	0,9256	—	—	0,0650	—
Electro Ucayali	0,1407	—	—	—	0,8593	—
Eilhicha	0,1407	—	—	—	0,8593	—
Electronorte	0,1905	0,3351	—	—	0,4744	—
Hidrandina	0,0501	0,6939	—	—	0,2560	—
Seal	0,0668	0,5660	—	—	0,3672	—

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

² 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.

- 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.
- 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, 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, 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.
 - Para el SEIN: Planta Callao igual a 0,39 S./Gln.
 - Para Sistema Aislados: 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 o Biodiesel B5-S50 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	8,76	6,38	101,41
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	9,84	7,42	---
Electronorte	Callao	9,34	---	---
Hidrandina, Seal	Callao	9,34	---	---
Electro Sur Este	Cusco	10,06	---	---

Notas:

- (1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- (2) En el caso que Petroperú reemplace los Precios de Biodiesel B5 de sus plantas de ventas por Precios de Biodiesel B5-S50 u otro tipo de diesel, éste se considerará en las actualizaciones, conjuntamente con sus Impuestos Selectivos al Consumo (ISC).
- PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,6225 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:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (16)$$

$$FAPCSPT = 1 * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad (17)$$

$$FPal = Pal/Palo \quad (18)$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad (19)$$

Cuadro N° 8

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	—	—	—	—
SPT de Eteselva	0,4979	0,3686	0,1292	0,0043	—
SPT de Antamina	0,5267	0,4679	—	0,0054	—
SPT de San Gabán	0,4792	0,5194	—	0,0014	—
SPT de Redésur	1,0000	—	—	—	—
SPT de Transmuntaro	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 FISE	—	—	—	—	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 2 010,418

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. En el caso del Cargo Unitario por FISE este factor también se determinará trimestralmente en los mismos plazos que los procedimientos anteriores.

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: $p = FAPPM * DP / 225,54$ 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 aplicará las actualizaciones establecidas en sus respectivos contratos.

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

$$PTSGT1 = PTS GT0 * FTC \quad (20)$$

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (17) y (20) 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 FMR del Precio de Potencia se realizará sólo cuando este factor varíe por efecto de la puesta en operación comercial de las unidades de Reserva Fría de Generación al último día hábil del mes anterior; su actualización así como la del factor "p" no implicarán 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 PGN, el PCB, el factor p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) y la suma de potencias firmes de las unidades de Reserva Fría (P_{firmes}) del factor de actualización FMR 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°.- Fíjese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	424 834	0,3982%
Chavimochic	33 461	0,0314%
Edelnor	479 350	0,4493%
Electro Oriente	94 059 632	88,1618%
Electro Sur Este	1 705 534	1,5986%
Electro Ucayali	402 107	0,3769%
Eilhicha	302 404	0,2834%
Electronorte	5 852 972	5,4860%
Hidrandina	1 016 498	0,9527%
Seal	2 412 969	2,2617%
TOTAL	106 689 761	100,0000%

Artículo 4°.- Fíjese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 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	PMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Adinelsa	MT	20,24	17,20	17,20
Chavimochic	MT	20,24	17,20	17,20
Edelnor	MT	20,24	17,20	17,20
Electro Oriente	MT	20,24	24,24	24,24
Electro Sur Este	MT	20,24	28,82	28,82
Electro Ucayali	MT	20,24	17,20	17,20
Eilhicha	MT	20,24	17,20	17,20
Electronorte	MT	20,24	17,25	17,25
Hidrandina	MT	20,24	17,33	17,33
Seal	MT	20,24	22,12	22,12

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 PTSPT, 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 así obtenido será redondeado a dos cifras 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	1,038
Segundo	1,971
Tercero	2,907

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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT$$

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 193,139 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fijese en US\$ 71 742 556 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 37 421 079 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 2013 y el 30 de abril de 2014.

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	81 183 854	385 111
SPT de San Gabán	231 518	0
SPT de Antamina	348 954	0
SPT de Eteselva	8 663 742	43 170
SPT de Redesur	36 249 486	43 852
SPT de Transmantaro	113 893 021	6 390 466
SPT de ISA	25 890 823	257 832

Cuadro N° 13

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	19 208 291	7 496 153
-LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas - Tramo 1	4 176 511	55 164
, L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas - Tramo 2	5 928 015	1 089
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV - SVC	4 788 626	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas - Tramo 3	10 962 662	0
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	20 134 814	323 362
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	5 869 064	0
Línea Zapallal - Trujillo 500 kV	74 435 985	235 777
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	6 230 712	104 915
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	17 330 793	0
Línea Chilca - Marcona -Montalvo 500 kV	124 776 855	0

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 2014; (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 periodo 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 2014; (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 2013.

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

Artículo 19°.- Incorpórese los Informes Técnicos N°0147-2013-GART, N°085-2013-GART y Legal N° 141-2013-GART; Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3 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

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

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 2013 - abril 2014, 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 2013 – abril 2014. 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° 0147-2013-GART, N° 085-2013-GART y Legal N° 141-2013-GART.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 054-2013-OS/CD**

**“Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones de los
Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión aplicables
al período comprendido entre el 1 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2017”**

Lima, 11 de abril de 2013

CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo dispuesto en el literal c) del Artículo 43° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión, se encuentran sujetas a regulación de precios;

Que, por su parte, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 20° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante “Ley de la Generación Eficiente”), el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”), del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”), del Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”) y, del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”);

Que, seguidamente establece el artículo mencionado en el considerando anterior, que las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley de la Generación Eficiente, mientras que las instalaciones del SPT y del SST, son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de su promulgación;

Que, la fijación del SPT, de conformidad con lo indicado en los Artículos 60° y 61° de la LCE, y en los Artículos 135°, 136° y 137° del Reglamento de la LCE, corresponde a OSINERGMIN determinarla, cuando se fijan los Precios en Barra. De igual modo, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 26° de la Ley N° 28832 y el Artículo 27° del Reglamento de Transmisión, OSINERGMIN debe asignar a los usuarios la compensación para remunerar la Base Tarifaria del SGT, en la oportunidad que se fijan los Precios en Barra. En ambos casos, sus tarifas y las fórmulas de actualización respectivas, deben definirse anualmente, dentro del procedimiento regulatorio para la fijación de los Precios en Barra, el cual no es objeto de la presente resolución;

Que, la fijación materia de la presente resolución, se centra en el procedimiento regulatorio para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, aplicando para tal efecto, lo dispuesto en la LCE y su Reglamento, de conformidad con lo previsto en el literal b) del Artículo 27° y el Artículo 28° de la Ley N° 28832.

Que, la presente fijación se desarrolla para un periodo regulatorio de cuatro (4) años, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral III) del literal d) Frecuencia de Revisión y Actualización del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, y será aplicable desde el 01 de mayo de 2013, una vez culminada la vigencia de las tarifas y compensaciones fijadas mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y modificatoria;

Que, la presente regulación es competencia de OSINERGMIN, tal como lo determina el literal p) del Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y el Artículo 62° de la