

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 061-2019-OS/CD**

Lima, 10 de abril de 2019

**VISTOS:**

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SUBCOMITÉS”); los Informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin [N° 183-2019-GRT](#), [N° 184-2019-GRT](#) y [N° 185-2019-GRT](#).

**CONSIDERANDO:**

Que, 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 literal h) del artículo 22 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”) tiene el encargo de fijar 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 (“LCE”);

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD se aprobó la Norma “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”, en la cual se incorpora, como Anexo A.1, el “Procedimiento para la 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 subsanación, entre otras;

Que, el Procedimiento para la fijación de Precios en Barra correspondiente al periodo regulatorio comprendido entre mayo de 2019 y abril de 2020, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2018 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Asimismo, 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 en la ciudad de Lima el 27 de noviembre de 2018;

Que, seguidamente, Osinergmin remitió a los SUBCOMITÉS sus observaciones sobre los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la audiencia pública a la que se refiere el párrafo anterior. Al respecto, en el artículo 52 de la LCE se dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, Osinergmin procederá a fijar y publicar las tarifas en barra o precios en barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, asimismo, conforme se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 061-2019-OS/CD**

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 según lo previsto en el “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, en el artículo 215 del Reglamento de la LCE y en el literal t) del artículo 52 de su Reglamento General, Osinergmin 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 al Sistema Principal de Transmisión (“SPT”); 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 (“RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. La RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada (“RAG”) que se encuentran en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones (“RAA”) tomando en cuenta los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (“Acta de POC”), así como la información disponible vinculante a la Administración. Dado que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión al SPT, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los Precios en Barra;

Que, según los Contratos del Sistema Garantizado de Transmisión y lo previsto en el “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión” mediante Resolución N° 200-2010-OS/CD; corresponde en esta misma oportunidad, efectuar la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”), para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT;

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, 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 los precios en barra considerando además los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución N° 083-2015-OS/CD y sus modificatorias;

Que, adicionalmente, conforme a 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, a su vez, mediante Resolución Ministerial N° 061-2019-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2019, 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 2019 y el 30 de abril de 2020;

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, a los precios en barra de los Sistemas Aislados, Osinergmin deberá aplicar en cada regulación anual dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, asimismo, de conformidad con las reglas contractuales de la Concesión “Suministro de Energía para Iquitos” y con lo dispuesto en el artículo 130 del Reglamento de la LCE, corresponde a Osinergmin determinar el Costo Variable No Combustible de la concesionaria Genrent del Perú S.A.C., perteneciente a los Sistemas Aislados;

Que, adicionalmente, se ha considerado 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, por otro lado, 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”, en cuyo artículo 4 se señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de 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”, posteriormente modificada con Resolución N° 040-2016-OS/CD. Estas resoluciones fueron expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, y comprenden los cargos por Prima los cuales deben ser publicados en la resolución con la que se establezcan los Precios en Barra;

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, modificada mediante Ley N° 29969, el recargo pagado por los generadores eléctricos por concepto de FISE, 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, tal como se detalla en la Norma “Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos”, aprobada mediante Resolución N° 151-2013-OS/CD;

Que, además, mediante Decreto Supremo N° 044-2014-EM, se dictaron disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el marco de la Ley N° 29970. En el artículo 3 del citado decreto supremo se estableció que los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el Cargo por Confiabilidad de la Cadena de Suministro conforme lo disponen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970, el cual debe ser publicado en caso sea aplicable, en la resolución con la cual se establezcan los Precios en Barra, según el

“Procedimiento Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía”, aprobado con Resolución N° 140-2015-OS/CD;

Que, mediante Resolución N° 073-2016-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica”, expedida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, la misma que comprende los Cargos Unitarios por Capacidad de Generación Eléctrica que compensan a los proyectos adjudicados en el Nodo Energético del Sur, los cuales deben ser publicados en la resolución que establece los Precios en Barra;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, mediante Resolución N° 025-2019-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución mediante el cual se fijan los precios en barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución publicado, la misma que se llevó a cabo el 08 de marzo de 2019 en las ciudades de Lima, Chiclayo y Tacna. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los siguientes interesados: Subcomité de Generadores del COES, Engie Energía Perú S.A., Electro Oriente S.A., Genrent del Perú S.A.C., Electro Zaña S.A.C., Adinelsa, Sindicato Energético S.A., Enel Green Power Perú S.A., Electro Ucayali S.A., Consorcio Transmantaro S.A. y Red de Energía del Perú S.A.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos [N° 183-2019-GRT](#), [N° 184-2019-GRT](#) y Legal [N° 185-2019-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, División de Gas Natural y Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin; en los cuales se analizan los comentarios presentados al proyecto publicado, complementando la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado 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 la Ley N° 29970, Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país; en el Decreto Legislativo N° 1041; y, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 11-2019.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Fijar 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 a continuación; así como las correspondientes tarifas de transmisión, según se indica:

**1 TARIFAS DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN**

**1.1 PRECIOS EN BARRA: EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN; FACTORES y PEAJES DE TRANSMISIÓN**

**A.1) PRECIOS EN BARRA**

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
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	20,67	17,10	15,06
Talara	220	20,67	16,96	14,96
Piura Oeste	220	20,67	17,01	15,01
La Niña	220	20,67	16,78	14,88
Chiclayo Oeste	220	20,67	16,80	14,87
Carhuaquero	220	20,67	16,54	14,62
Carhuaquero	138	20,67	16,55	14,62
Cutervo	138	20,67	16,70	14,68
Jaen	138	20,67	16,83	14,73
Guadalupe	220	20,67	16,76	14,85
Guadalupe	60	20,67	16,79	14,87
La Ramada	220	20,67	16,38	14,44
Cajamarca	220	20,67	16,53	14,59
Trujillo Norte	220	20,67	16,67	14,81
Chimbote 1	220	20,67	16,58	14,76
Chimbote 1	138	20,67	16,59	14,75
Paramonga Nueva	220	20,67	16,32	14,55
Paramonga Nueva	138	20,67	16,30	14,54
Paramonga Existente	138	20,67	16,25	14,52
Huacho	220	20,67	16,32	14,64
Lomera	220	20,67	16,41	14,77
Zapallal	220	20,67	16,45	14,86
Carabayllo	220	20,67	16,41	14,83
Ventanilla	220	20,67	16,51	14,94
La Planicie	220	20,67	16,40	14,85
Lima (1)	220	20,67	16,53	15,00

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 OSINERGMIN N° 061-2019-OS/CD

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Cantera	220	20,67	16,24	14,75
Chilca	220	20,67	16,12	14,73
Asia	220	20,67	16,17	14,75
Alto Praderas	220	20,67	16,24	14,85
Independencia	220	20,67	16,31	14,73
Ica	220	20,67	16,38	14,77
Marcona	220	20,67	16,42	14,70
Mantaro	220	20,67	15,92	14,03
Huayucachi	220	20,67	16,03	14,20
Pachachaca	220	20,67	16,09	13,91
Pomacocha	220	20,67	16,12	13,81
Huancavelica	220	20,67	16,03	14,22
Callahuanca	220	20,67	16,30	14,57
Cajamarquilla	220	20,67	16,47	14,88
Huallanca	138	20,67	16,16	14,31
Vizcarra	220	20,67	16,08	13,95
Tingo María	220	20,67	15,80	13,62
Aguaytía	220	20,67	15,65	13,47
Aguaytía	138	20,67	15,70	13,50
Aguaytía	22,9	20,67	15,68	13,49
Pucallpa	138	20,67	16,33	13,92
Pucallpa	60	20,67	16,35	13,93
Aucayacu	138	20,67	16,16	13,90
Tocache	138	20,67	16,50	14,21
Belaunde	138	20,67	16,82	14,71
Caclic	220	20,67	16,67	14,65
Tingo María	138	20,67	15,78	13,57
Huánuco	138	20,67	16,00	13,68
Paragsha II	138	20,67	15,91	13,61
Paragsha	220	20,67	15,89	13,58
Yaupi	138	20,67	15,70	13,37
Yuncán	138	20,67	15,78	13,44
Yuncán	220	20,67	15,82	13,47
Oroya Nueva	220	20,67	16,03	13,93
Oroya Nueva	138	20,67	15,96	13,78
Oroya Nueva	50	20,67	15,99	13,85
Carhuamayo	138	20,67	15,91	13,62
Carhuamayo Nueva	220	20,67	15,90	13,54
Caripa	138	20,67	15,87	13,66
Desierto	220	20,67	16,28	14,76
Condorcocha	138	20,67	15,86	13,66
Condorcocha	44	20,67	15,86	13,66
Machupicchu	138	20,67	16,30	14,37
Cachimayo	138	20,67	16,76	14,76
Cusco (2)	138	20,67	16,83	14,80
Combapata	138	20,67	17,03	15,01

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 OSINERGMIN N° 061-2019-OS/CD

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Tintaya	138	20,67	17,15	15,19
Tintaya Nueva	220	20,67	17,13	15,17
Ayaviri	138	20,67	16,82	14,85
Azángaro	138	20,67	16,63	14,67
San Gabán	138	20,67	15,69	13,88
Mazuco	138	20,67	15,91	14,03
Puerto Maldonado	138	20,67	16,50	14,41
Juliaca	138	20,67	16,82	14,83
Puno	138	20,67	16,82	14,84
Puno	220	20,67	16,80	14,84
Callalli	138	20,67	17,14	15,21
Santuario	138	20,67	16,84	14,96
Arequipa (3)	138	20,67	16,89	14,97
Socabaya	220	20,67	16,86	14,95
Cotaruse	220	20,67	16,53	14,59
Cerro Verde	138	20,67	16,94	15,00
Repartición	138	20,67	17,02	15,02
Mollendo	138	20,67	17,12	15,08
Moquegua (4)	220	20,67	16,81	14,92
Moquegua (4)	138	20,67	16,82	14,93
Ilo ELS (5)	138	20,67	16,95	15,02
Botiflaca	138	20,67	16,90	15,01
Toquepala	138	20,67	16,91	15,04
Aricota	138	20,67	16,79	15,01
Aricota	66	20,67	16,71	14,98
Tacna (Los Héroes)	220	20,67	16,92	14,99
Tacna (Los Héroes)	66	20,67	17,03	15,04
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	27,80	32,30	32,30
Chavimochic	MT	27,80	31,21	31,21
Eilhicha	MT	27,80	31,21	31,21
Electro Oriente	MT	27,80	48,10	48,10
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,80	55,17	55,17
Enel Distribución	MT	27,80	31,21	31,21
Hidrandina	MT	27,80	31,21	31,21
Seal	MT	27,80	68,29	68,29

**Notas:**

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las barras Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV y Carapongo 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las barras Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las barras Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.

- (4) La Barra de Referencia de Generación Moquegua 220 kV y Moquegua 138 kV, anteriormente se denominaban Montalvo 220 kV y Montalvo 138 kV.
- (5) La Barra de Referencia de Generación Ilo ELS 138 kV, anteriormente se denominaba Ilo ELP 138 kV.
- (6) 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:**

$$PEBP = PEMP \quad [1]$$

$$PEBF = PEMF \quad [2]$$

$$PPB = PPM + PCSPT + PTSGT \quad [3]$$

**Donde:**

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S//kW-mes, que es igual al Precio Básico de la Potencia de Punta.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S//kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S//kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S//kWh.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47, incisos g) e i) de la LCE.

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° 2.

**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	1,0345	1,0037
Talara	220	1,0000	1,0261	0,9972
Piura Oeste	220	1,0000	1,0287	1,0007
La Niña	220	1,0000	1,0150	0,9918
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0163	0,9912
Carhuaquero	220	1,0000	1,0004	0,9746
Carhuaquero	138	1,0000	1,0013	0,9749
Cutervo	138	1,0000	1,0102	0,9786
Jaén	138	1,0000	1,0181	0,9818
Guadalupe	220	1,0000	1,0138	0,9902
Guadalupe	60	1,0000	1,0156	0,9916
La Ramada	220	1,0000	0,9905	0,9625
Cajamarca	220	1,0000	0,9996	0,9723
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0086	0,9876
Chimbote 1	220	1,0000	1,0027	0,9841
Chimbote 1	138	1,0000	1,0037	0,9832
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9870	0,9699
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9860	0,9694
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9832	0,9680
Huacho	220	1,0000	0,9869	0,9757
Lomera	220	1,0000	0,9923	0,9850
Zapallal	220	1,0000	0,9949	0,9905
Carabayllo	220	1,0000	0,9928	0,9885
Ventanilla	220	1,0000	0,9984	0,9960
La Planicie	220	1,0000	0,9918	0,9900
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9824	0,9834
Chilca	220	1,0000	0,9749	0,9820
Asia	220	1,0000	0,9782	0,9832
Alto Praderas	220	1,0000	0,9820	0,9903
Independencia	220	1,0000	0,9866	0,9820
Ica	220	1,0000	0,9906	0,9844
Marcona	220	1,0000	0,9933	0,9802
Mantaro	220	1,0000	0,9630	0,9351

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 OSINERGMIN N° 061-2019-OS/CD

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
Huayucachi	220	1,0000	0,9697	0,9464
Pachachaca	220	1,0000	0,9735	0,9274
Pomacocha	220	1,0000	0,9750	0,9209
Huancavelica	220	1,0000	0,9696	0,9478
Callahuanca	220	1,0000	0,9858	0,9714
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9960	0,9920
Huallanca	138	1,0000	0,9776	0,9540
Vizcarra	220	1,0000	0,9724	0,9298
Tingo María	220	1,0000	0,9560	0,9081
Aguaytía	220	1,0000	0,9468	0,8983
Aguaytía	138	1,0000	0,9494	0,9001
Aguaytía	22,9	1,0000	0,9483	0,8993
Pucallpa	138	1,0000	0,9879	0,9282
Pucallpa	60	1,0000	0,9889	0,9290
Aucayacu	138	1,0000	0,9773	0,9265
Tocache	138	1,0000	0,9980	0,9470
Belaunde	138	1,0000	1,0176	0,9810
Caclic	220	1,0000	1,0084	0,9766
Tingo María	138	1,0000	0,9543	0,9044
Huánuco	138	1,0000	0,9677	0,9118
Paragsha II	138	1,0000	0,9622	0,9076
Paragsha	220	1,0000	0,9611	0,9057
Yaupi	138	1,0000	0,9496	0,8910
Yuncan	138	1,0000	0,9546	0,8960
Yuncan	220	1,0000	0,9569	0,8982
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9697	0,9286
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9651	0,9186
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9673	0,9234
Carhuamayo	138	1,0000	0,9625	0,9083
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9618	0,9027
Caripa	138	1,0000	0,9597	0,9108
Desierto	220	1,0000	0,9846	0,9842
Condorcocha	138	1,0000	0,9595	0,9104
Condorcocha	44	1,0000	0,9595	0,9104
Machupicchu	138	1,0000	0,9859	0,9581
Cachimayo	138	1,0000	1,0140	0,9842
Cusco	138	1,0000	1,0178	0,9868
Combapata	138	1,0000	1,0299	1,0006
Tintaya	138	1,0000	1,0375	1,0126

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
Tintaya Nueva	138	1,0000	1,0362	1,0112
Ayaviri	220	1,0000	1,0171	0,9903
Azángaro	138	1,0000	1,0057	0,9783
San Gabán	138	1,0000	0,9487	0,9256
Mazuco	138	1,0000	0,9624	0,9352
Puerto Maldonado	138	1,0000	0,9977	0,9604
Juliaca	138	1,0000	1,0171	0,9886
Puno	138	1,0000	1,0176	0,9897
Puno	138	1,0000	1,0161	0,9890
Callalli	220	1,0000	1,0368	1,0137
Santuario	138	1,0000	1,0184	0,9972
Arequipa	138	1,0000	1,0214	0,9982
Socabaya	220	1,0000	1,0197	0,9968
Cotaruse	220	1,0000	0,9999	0,9726
Cerro Verde	138	1,0000	1,0245	1,0001
Repartición	138	1,0000	1,0297	1,0011
Mollendo	138	1,0000	1,0357	1,0054
Moquegua	220	1,0000	1,0166	0,9949
Moquegua	138	1,0000	1,0173	0,9956
Ilo ELS	138	1,0000	1,0253	1,0011
Botiflaca	138	1,0000	1,0222	1,0007
Toquepala	138	1,0000	1,0230	1,0025
Aricota	138	1,0000	1,0154	1,0004
Aricota	66	1,0000	1,0110	0,9989
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0233	0,9991
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0303	1,0027

### 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	PCSPT S//kW-mes
1	SPT de REP (1)	3,237
2	SPT de Egemsa	0,002
3	SPT de San Gabán	0,004
4	SPT de Antamina	0,004
5	SPT de Etesselva	0,095
6	SPT de Redesur	0,626

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
7	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,681	
8	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,542	
9	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,038	
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,447	
11	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,246
		RF de Talara	0,781
		RF de Ilo	1,708
		RF de Puerto Eten	0,907
		RF de Puerto Maldonado	0,110
		RF de Pucallpa	0,190
12	Cargo por Prima (2)	Central Cogeneración Paramonga	0,189
		C.H. Santa Cruz II	0,073
		C.H. Santa Cruz I	0,069
		C.H. Poechos 2	0,109
		C.H. Roncador	0,041
		C.H. La Joya	0,121
		C.H. Carhuaquero IV	0,200
		C.H. Caña Brava	0,067
		C.T. Huaycoloro	0,128
		C.H. Purmacana	0,000
		C.H. Huasahuasi I	0,106
		C.H. Huasahuasi II	0,111
		C.H. Nuevo Imperial	0,053
		Repartición Solar 20T	0,418
		Majes Solar 20T	0,427
		Tacna Solar 20T	0,456
		Panamericana Solar 20T	0,473
		C.H. Yanapampa	0,045
		C.H. Las Pizarras	0,242
		C.E. Marcona	0,365
		C.E. Talara	0,408
		C.E. Cupisnique	0,893
		C.H. Runatullo III	0,258
		C.H. Runatullo II	0,198
		CSF Moquegua FV	0,226
		C.H. Canchayllo	0,042
		C.T. La Gringa	0,055
		C.E. Tres Hermanas	1,168
		C.H. Chancay	0,331
		C.H. Rucuy	0,133
		C.H. Potrero	0,200
		C.H. Yarucaya	0,200
C.S. Rubí	0,625		
C.H. Renovandes H1	0,259		
C.S. Intipampa	0,155		

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
	C.E. Wayra I	1,392	
	C.B. Huaycoloro II	0,064	
	C.H. Angel I	0,288	
	C.H. Angel II	0,304	
	C.H. Angel III	0,302	
	C.H. Her	0,010	
	C.H. Carhuac	0,219	
13	Cargo Unitario por FISE (3)	0,484	
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	0,000	
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,181
		CT Planta N° 2 Ilo	1,724

**Notas:**

- (1) Corresponderá adicionar el Cargo de la Ampliación N° 19.2 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el artículo 12.1 de la presente resolución.
- (2) Los cargos de C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicarán a partir de sus correspondientes reinicios de operación comercial.
- (3) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 13 entre las empresas de Generación Eléctrica del Sur S.A., Enel Generación Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.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 0,8%, 18,1%, 22,4%, 27,6%, 1,5%, 13,6%, 7,3% y 8,7%, respectivamente.

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

**Cuadro N° 4**

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT (1) S//kW-mes
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,444
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,072
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,078
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,081
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,180
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,333
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,141
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,104
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,282
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,079
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT (1) S//kW-mes
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cállic- Moyobamba 220 kV	0,723
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	1,747
16	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	0,040
17	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (2)	0,654
18	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	0,297
19	Subestación Carapongo (Monto Complementario) (2)	0,003
20	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	0,242

**Nota:**

- (1) Los cargos PTSGT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 16 de la presente resolución.
- (2) Estos cargos se aplicarán a partir de su puesta en operación comercial.

**A.4) PEAJES POR CONEXIÓN 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:**

$$PEBP1 = PEBPO * FPMdE + PSSCT \quad [4]$$

$$PEBF1 = PEBFO * FPMdE + PSSCT \quad [5]$$

**Donde:**

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

PEBFO : 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° 061-2017-OS/CD, 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°.-** Fijar 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 LCE, 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)**

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM \quad [1]$$

$$\text{FAPPM} = a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \quad [2]$$

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo} \quad [3]$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad [4]$$

**Cuadro N° 5**

Sistema	a	b
SEIN	0,7874	0,2126

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° 13 se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{PPM1ef} = \text{PPM0ef} * (1 + k) + \text{PPM0} * (\text{FAPEM} - 1) \quad [5]$$

**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<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.

PPM1<sub>ef</sub> = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0<sub>ef</sub>, actualizado, en S//kW-mes.

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

FTC : Factor por variación del Tipo de Cambio.

TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por 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/ 3,321 por USD.

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

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 228,487476.

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

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

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

$$\text{PEMP1} = \text{PEMPO} * \text{FAPEM} \quad [6]$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMFO} * \text{FAPEM} \quad [7]$$

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 13 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1ef} = \text{PEMP0ef} * (1+k) + \text{PEMPO} * (\text{FAPEM}-1) \quad [8]$$

$$\text{PEMF1ef} = \text{PEMF0ef} * (1+k) + \text{PEMFO} * (\text{FAPEM}-1) \quad [9]$$

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización [5], [8] y [9], de manera independiente.

$k$  : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2019. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido y aprobado por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

**Cuadro N° 6**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b><math>k</math></b>
Adinelsa	2,22
Chavimochic	2,76
Eilhicha	2,43
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Ucayali	0,00
Enel Distribución	2,76
Hidrandina	2,76
Seal	0,00

PMRsein : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

**Cuadro N° 7**

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PME ctm. S//kWh	PMRsein ctm. S//kWh
Adinelsa	56,50	17,97	26,99
Chavimochic	56,49	17,98	26,99
Eilhicha	56,49	17,98	26,99
Electro Oriente	56,63	18,68	27,72
Electro Sur Este	56,64	17,52	26,56
Electro Ucayali	56,29	16,86	25,84
Enel Distribución	56,49	17,98	26,99
Hidrandina	56,49	17,98	26,99
Seal	56,83	17,64	26,68

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

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

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC\_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC\_D2o}) \quad [11]$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC\_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC\_R6o}) \quad [12]$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN} / \text{PGNo} \quad [13]$$

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

**Cuadro N° 8**

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
<b>SEIN</b>	0,0946	0,0019	0,0057	0,8827	---	0,0151
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,0241	0,0000	0,0000	0,9759	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Oriente	0,0000	0,0879	0,6075	0,0000	0,3046	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4969	0,0000	0,0000	0,5031	0,0000
Enel Distribución	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,0000	0,8173	0,0000	0,0000	0,1827	0,0000

**Donde:**

PEMPO = 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.

PEMFO = 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.

<sup>1</sup> En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 13.

- 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.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- PPM0ef = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
- PPM1ef = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0ef, actualizado, en S//kW-mes.
- PEMP0ef = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMF0ef = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
- PEMP1ef = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PEMF1ef = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.
- PMsea = Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:
- $$PMsea = (PPM1ef * 100 / (720 * fc) + PEMP1ef * 0,3 + PEMF1ef * 0,7) \quad [15]$$
- fc = Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según lo siguiente:

**Cuadro N° 9**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>fc</b>
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6202
Electro Sur Este	0,4500
Electro Ucayali	0,4500
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique Osinergmin y el precio fijado por Petroperú S.A., del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.

	Sistemas Aislados: El precio fijado por Petroperú S.A. del Petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S//Gln.
PD2o	= Precio inicial del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en S//Gln, según el Cuadro N° 10.
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° 10.
PCB	= Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en USD/Ton.
PCBo	= Precio inicial del Carbón Bituminoso, en USD/Ton, según el Cuadro N° 10.
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: igual a 0,92 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: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln.</li><li>▪ Para Sistemas Aislados: Planta Callao igual a 1,49 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln</li></ul>
PPM0ef	= Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S//kW-mes.
PPM1ef	= Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0ef, actualizado, en S//kW-mes.
PEMP0ef	= Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
PEMF0ef	= Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en céntimos de S//kWh.
PEMP1ef	= Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.
PEMF1ef	= Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0ef, actualizado, en céntimos de S//kWh.

Los precios en barra actualizados de los sistemas aislados no serán menores que el precio máximo del SEIN determinados, según lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

**Cuadro N° 10**

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	7,51	5,61	116,98
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	6,83	5,95	---
Electro Ucayali	Callao	6,71	---	---
Seal	Callao	6,71	---	---

**Nota:**

(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 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 9,9716 S//MMBtu, que se obtiene utilizando el TCo.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numerales 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:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad [16]$$

$$FAPCSPT = l * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p \quad [17]$$

$$FPal = Pal/Palo \quad [18]$$

$$FPcu = Pcu/Pcuo \quad [19]$$

**Cuadro N° 11**

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,5614	0,4323	0,0000	0,0063	---
SPT de Eteselva	0,5483	0,3656	0,0769	0,0092	---
SPT de Antamina	0,4096	0,5754	0,0000	0,0150	---

	l	m	n	o	p
SPT de San Gabán	0,4360	0,5628	0,0000	0,0012	---
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 por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por FISE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCSE	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CCUGE	---	---	---	---	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. USD/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 225,333.
- 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 1 627,707.

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

Para el caso del Cargo por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD y N° 073-2016-OS/CD.

Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para los No Reserva Fría se determinará de acuerdo con el procedimiento de Osinergmin aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente:  $p = FAPPM * DP / 777,187$  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:

$$PTSGT1 = PTSGT0 * FTC \quad [20]$$

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 de forma separada, en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento:

- a. 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, salvo regulación distinta definida para casos especiales, los que se regirán por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor “p” no implicará la actualización del resto de precios en el SEIN.
- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. Asimismo, aplíquese el factor k trimestralmente a los Precios en Barra Efectivos del Cuadro N° 13, a partir del mes de agosto y en la oportunidad en que se actualizan las tarifas eléctricas correspondientes a dicho mes. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

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 de la presente resolución.

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 de la presente resolución, luego de

actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM), el Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN, el FOBCB y el p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por Osinergmin con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

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

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos dígitos 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°.-** Fijar 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° 12**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (Soles)</b>	<b>% Participación</b>
Adinelsa	566 910	0,5537%
Chavimochic	96 618	0,0978%
Eilhicha	511 608	0,5180%
ELOR-Iquitos	80 161 595	81,1569%
ELOR-Otros	10 781 091	10,9150%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Ucayali	3 157 499	3,1967%
Enel Distribución	1 110 398	1,1242%
Hidrandina	889 263	0,9003%
Seal	1 518 570	1,5374%
<b>TOTAL</b>	<b>98 773 552</b>	<b>100,0000%</b>

El Monto Específico Residual, ascendente a la suma de 86 246 215 Soles<sup>2</sup>, será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones significativas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN<sup>3</sup>, así como para compensar los costos derivados del cumplimiento de los contratos del proyecto “Suministro de Energía para Iquitos”, firmado por el Estado con Genrent del Perú S.A.C.

<sup>2</sup> El Monto Específico Residual se obtiene de la diferencia del Monto Específico aprobado por el Ministerio de Energía y Minas menos el total de las Compensaciones Anuales contenidas en el Cuadro N° 12. En ambos casos, el monto total es recaudado por las empresas aportantes y transferidos a las empresas receptoras, según el programa dispuesto por Osinergmin, y de existir diferencias o montos no asignados, éstos son transferidos directamente por dichas empresas al Ministerio de Energía y Minas, según la normativa aplicable.

<sup>3</sup> Osinergmin, en la oportunidad en que determina el Programa mensual de Transferencias por aplicación del MCSA, realizará los cálculos de los montos a ser compensados a cada empresa receptora, los cuales se deducirán del Monto Específico Residual, hasta su agotamiento, el cual será informado a través de un Comunicado a ser publicado en la página Web institucional, oportunidad en la cual se retomarán las fórmulas (5), (8) y (9) para los precios del Cuadro N° 13 de la presente Resolución.

**Artículo 4°.-** Fijar 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° 13**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S//kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S//kWh</b>	<b>PEMF ctm. S//kWh</b>
Adinelsa	MT	27,80	16,21	16,21
Chavimochic	MT	27,80	15,73	15,73
Eilhicha	MT	27,80	16,02	16,02
Electro Oriente	MT	27,80	24,86	24,86
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,80	17,08	17,08
Enel Distribución	MT	27,80	15,73	15,73
Hidrandina	MT	27,80	15,73	15,73
Seal	MT	27,80	19,93	19,93

**Artículo 5°.-** Disponer que 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°.-** Disponer que las empresas generadoras eléctricas estén 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 o 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 de PPM así obtenido será redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSPT, los valores obtenidos deberán ser redondeados a tres decimales.

**Artículo 7°.-** Disponer que 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°.-** Disponer que 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° 14**

Bloque	ctm. S//kVARh
Primero	1,331
Segundo	2,528
Tercero	3,729

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°.-** Disponer que 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 Oriente 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:

$$\text{FLT} = \text{PMSA} / \text{PMBEMT} \quad [1]$$

**Donde:**

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

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

**Artículo 10°.-** Disponer que 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°.-** Fijar el valor del Costo de Racionamiento en 248,791 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12°.-** Fijar en USD 80 231 179 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 71 694 477 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020.

- 12.1 Fijar el Cargo Unitario de las instalaciones de la Ampliación 19.2 del Contrato de Concesión de REP cuyo valor es 0,039 S//kW-mes, los cuales se incorporarán al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión cuando REP acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones comprendidas en dichas ampliaciones. La activación de los Cargos Unitarios se rige por lo señalado en el artículo 17 de la presente resolución. La fórmula de actualización aplicable a estos cargos es la misma que aplica al Cargo Unitario del SPT de REP.
- 12.2 Fijar el Peaje de las instalaciones de la Ampliación 19.2, cuyo valor anual es de S/ 3 329 492. El valor que el concesionario deberá recuperar desde la fecha de puesta en operación comercial se determinan según lo señalado en los artículos 13.1 y 13.2 de la presente resolución. Cualquier monto dejado de percibir por REP, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual siguiente.

**Artículo 13°.-** Fijar 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° 15**

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP (1)	274 163 873	134 741
SPT de Egemsa	198 715	0
SPT de San Gabán	315 161	0
SPT de Antamina	376 100	0
SPT de Eteselva	8 019 053	2 015 913
SPT de Redesur	52 988 629	110 228
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	142 368 513	0
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	45 886 172	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	3 176 542	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	37 886 195	3 294 323

(1) Corresponderá adicionar el peaje de las instalaciones de la Ampliación N° 19.2 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el artículo 12° de la presente Resolución.

**Cuadro N° 16**

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	37 569 924	1 548 185
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	6 069 115	11 484
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	6 585 151	1 935 996
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 881 822	0

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	15 254 691	491 970
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	28 200 585	1 183 053
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	8 458 508	7 201
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	96 624 443	68 378
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	8 800 974	274 976
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	23 907 264	497 644
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	176 062 478	647 202
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	57 271 218	112 497
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	42 102 541	153 014
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cállic- Moyobamba 220 kV	61 221 206	105 826
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo y Subestaciones Asociados	147 979 616	6 199 467
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	3 362 581	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	61 221 206	105 826
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	25 175 582	0
Subestación Carapongo (Monto Complementario)	289 031	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	20 502 065	1 496 712

- 13.1 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 de 2020; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.
- 13.2 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 de 2020; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.
- 13.3 Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de transmisión como consecuencia de la precisión contenida en el numeral 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.

13.4 Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme a lo señalado en el numeral 1.3 del artículo 2 y el artículo 17 de la presente resolución.

**Artículo 14°.-** Fijar el valor del Costo Variable No Combustible de la central de reserva fría de Iquitos de la empresa Genrent del Perú S.A.C. en 12,098 USD/MWh.

**Artículo 15°.-** Disponer que 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 16°.-** Disponer que cuando se incorporen en servicio las instalaciones señaladas en los cuadros N° 3 y N° 4 del artículo 1 y las ampliaciones indicadas en el artículo 12 de la presente resolución, su correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario entrará en vigencia el cuarto día del mes siguiente de comunicada, por el ente competente, la entrada en operación comercial.

Cuando la puesta en operación comercial sea comunicada dentro del periodo de procesamiento de los pliegos tarifarios o después de la fecha de actualización de los mismos, el correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario se incorporará en el pliego tarifario del siguiente mes.

**Artículo 17°.-** Disponer que, 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 Resolución N° 061-2017-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

**Artículo 18°.-** Disponer que, el Saldo final positivo por la Compensación de los Costos Variables Adicionales (CVOA-CMg) y por la Compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía recaudado en el periodo mayo 2018 – abril 2019, sea transferido en partes iguales a las empresas Samay I S.A. y Engie Energía Perú S.A., como parte de su ingreso garantizado del periodo mayo 2019 – abril 2020, en las transferencias de energía y potencia que corresponda al mes de abril de 2019, efectuadas por el COES.

**Artículo 19°.-** Disponer que la presente resolución entre en vigencia a partir del 01 de mayo de 2019.

**Artículo 20°.-** Incorporar los Informes [N° 183-2019-GRT](#), [N° 184-2019-GRT](#) y [N° 185-2019-GRT](#); como parte de la presente resolución.

**Artículo 21°.-** Disponer la publicación de la presente resolución y su exposición de motivos, en el diario oficial El Peruano, y consignarla junto con los informes indicados en el artículo 20 precedente, en la página Web de Osinergmin:

<http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>.

**Daniel Schmerler Vainstein**  
Presidente del Consejo Directivo  
Osinergmin

## 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 se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normativa 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 “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobado con Resolución 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, 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 periodo mayo 2019 – abril 2020, 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 está establecido en 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.

Con 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”, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD. Dichas disposiciones fueron expedidas en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, las que comprenden 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 con la que se establezcan los Precios en Barra, cuyo “Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos”, fue aprobado con Resolución N° 151-2013-OS/CD.

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 de Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico (CCSE) y el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica (CGE), 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 con la que se establecen los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 – abril 2020. Con esta resolución se cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, siendo los principales 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 (CUCSS).
- h) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.
- i) El Cargo Unitario por Compensación FISE.
- j) El Cargo Unitario por Compensación CCSE.
- k) El Cargo Unitario por Compensación CCUGE.

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

Los resultados obtenidos, en cumplimiento de los objetivos indicados, son materia de la resolución a publicarse.