

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

Lima, 06 de marzo de 2018

**CONSIDERANDO:**

Que, conforme se dispone en el literal g) del Anexo A.1 del “Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra”, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra; así como, la relación de la información (informes, estudios, dictámenes o modelos económicos) que la sustenta, con excepción de la información clasificada previamente como confidencial mediante resolución de Osinergmin, deberá publicarse en el diario oficial El Peruano y en la página Web, con un plazo no menor a 15 días hábiles anteriores a la publicación de la Resolución que apruebe los Precios en Barra;

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

De conformidad con lo informado por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas con el [Informe N° 139-2018-GRT](#); y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 06-2018.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Disponer la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinergmin: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>, del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019, documento que figura como Anexo 2 de la presente resolución.

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

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

Fecha : Miércoles 14 de marzo de 2018  
Hora : 9:00 a.m.  
Lugares : **LIMA**  
Auditorio del Hotel Business Palmetto  
Av. San Borja Sur 415, San Borja

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

**CHICLAYO**

Auditorio del Hotel Los Portales de Chiclayo  
Av. Sáenz Peña N° 396, Chiclayo

**TACNA**

Auditorio del Hotel El Mesón  
Hipólito Unanue N° 175, Tacna

**Artículo 4°.-** Definir un plazo de ocho (8) días hábiles contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente Resolución, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460 San Borja, Lima; o vía correo electrónico a la dirección: [fitamayo2018@osinergmin.gob.pe](mailto:fitamayo2018@osinergmin.gob.pe). La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios, en cualquier medio, hasta las 18:00 horas.

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

**Artículo 6°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, en la página Web de Osinergmin:  
<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>.

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

**ANEXO 1**

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

1. [Informe N° 138-2018-GRT](#) “Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo Mayo 2018 - Abril 2019)”.
2. [Informe N° 139-2017-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
3. [Informe N° 140-2018-GRT](#) “Liquidación del Periodo Anterior y Cálculo de la Recaudación por Aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos (Periodo Mayo 2018 – Abril 2019)”.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 001-2018-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 002-2018-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
6. “Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2018 – Abril 2019”, preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2018”, preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
8. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
  - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
  - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
  - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
  - Contrato suscrito con la empresa REP
  - Contrato suscrito con la empresa TESUR
  - Contrato suscrito con la empresa ATN
  - Contrato suscrito con la empresa ABY
  - Contrato suscrito con la empresa ATN 3
  - Contrato suscrito con la empresa CONCESIONARIA LT CCNCM
9. Modelos:
  - “Modelo Perseo”: Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
  - “Modelo Demanda por Barras”: Cálculo de la demanda global y por barras para el periodo 2017-2020.
10. Planillas de cálculo diversas en medio digital.

**ANEXO 2**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° .....-2018-OS/CD**

Lima, .... de abril de 2018

**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 de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° .....-2018-GRT, N° .... -2018-GRT y N° .... -2018-GRT.

**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 ("LCE");

Que, mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A.1 el "Procedimiento para 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 Tarifas en Barra, conforme se señala en el Informe [N° 138-2018-GRT](#), se ha iniciado el 14 de noviembre de 2017 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 29 de noviembre de 2017;

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 las Tarifas en Barra o Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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 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, 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 al Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (“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) en función de los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial (Acta de POC), según las cláusulas adicionales al contrato. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes 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 preliquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “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, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución N° 083-2015-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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

Que, a su vez, mediante Resolución Ministerial N° 066-2018-MEM/DM, publicada el 26 de febrero de 2018, 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 2018 y el 30 de abril de 2019;

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 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", 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, ello al amparo del Decreto Legislativo N° 1041;

Que, en otro extremo, 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 mediante 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 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, modificada mediante Ley N° 29969, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, 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. Se estableció, en el artículo 3 del citado Decreto Supremo 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 la resolución que establezca 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. Por tal motivo, en esta regulación se está procediendo a liquidar saldos para aquellas empresas cuya aplicación y encargo ha culminado;

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

Reglamento, 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 establezca los Precios en Barra;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 011-2012-EM, que reglamenta el Anexo II de la Decisión 757 de la Comunidad Andina, se detalla que en situaciones de emergencia o restricciones declaradas por el Ministerio, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, por lo que corresponde liquidar los intercambios de electricidad por emergencia del año 2017 que tuvieron a Electronoroeste S.A. como Agente Autorizado;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifa, mediante Resolución N° ...-2018-OS/CD, se dispuso la publicación en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019, 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 14 de marzo de 2018 en las ciudades de Lima, Chiclayo y Tacna;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° ....-2018-GRT, N° ....-2018-GRT y Legal N° ....-2018-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, que analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin y la integran, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el 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 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° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° ...-2018.

**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 BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

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

A continuación, se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican:

**Cuadro N° 1**

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	19,88	14,41	13,41
Talara	220	19,88	14,30	13,32
Piura Oeste	220	19,88	14,48	13,49
La Niña	220	19,88	14,49	13,56
Chiclayo Oeste	220	19,88	14,56	13,55
Carhuaquero	220	19,88	14,38	13,30
Carhuaquero	138	19,88	14,39	13,30
Cutervo	138	19,88	14,51	13,35
Jaén	138	19,88	14,62	13,40
Guadalupe	220	19,88	14,49	13,56
Guadalupe	60	19,88	14,52	13,58
La Ramada	220	19,88	14,18	13,10
Cajamarca	220	19,88	14,43	13,25
Trujillo Norte	220	19,88	14,46	13,57
Chimbote 1	220	19,88	14,38	13,55
Chimbote 1	138	19,88	14,37	13,51
Paramonga Nueva	220	19,88	14,09	13,37
Paramonga Nueva	138	19,88	14,07	13,35
Paramonga Existente	138	19,88	14,02	13,32
Huacho	220	19,88	14,18	13,55
Lomera	220	19,88	14,36	13,78
Zapallal	220	19,88	14,44	13,91
Carabayllo	220	19,88	14,40	13,87
Ventanilla	220	19,88	14,49	14,03
La Planicie	220	19,88	14,40	13,90
Lima (1)	220	19,88	14,48	14,05
Cantera	220	19,88	14,22	13,69
Chilca	220	19,88	14,23	13,79
Asia	220	19,88	14,23	13,76
Alto Praderas	220	19,88	14,35	13,90
Independencia	220	19,88	14,17	13,57
Ica	220	19,88	14,22	13,60
Marcona	220	19,88	14,21	13,50

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

<b>Barra de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S/ /kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S/ /kWh</b>	<b>PEMF ctm. S/ /kWh</b>
Mantaro	220	19,88	13,49	12,62
Huayucachi	220	19,88	13,69	12,90
Pachachaca	220	19,88	13,03	11,72
Pomacocha	220	19,88	13,13	11,82
Huancavelica	220	19,88	13,68	12,88
Callahuanca	220	19,88	14,66	14,41
Cajamarquilla	220	19,88	14,55	14,15
Huallanca	138	19,88	13,92	13,10
Vizcarra	220	19,88	13,33	12,38
Tingo María	220	19,88	12,62	12,10
Aguaytía	220	19,88	12,50	11,97
Aguaytía	138	19,88	12,53	12,00
Aguaytía	22,9	19,88	12,52	11,99
Pucallpa	138	19,88	13,08	12,40
Pucallpa	60	19,88	13,10	12,41
Aucayacu	138	19,88	12,20	12,03
Tocache	138	19,88	12,20	12,03
Tingo María	138	19,88	12,20	12,03
Huánuco	138	19,88	12,66	11,97
Paragsha II	138	19,88	12,95	11,79
Paragsha	220	19,88	13,03	11,79
Yaupi	138	19,88	12,83	11,55
Yuncán	138	19,88	12,90	11,60
Yuncán	220	19,88	12,93	11,63
Oroya Nueva	220	19,88	13,02	11,85
Oroya Nueva	138	19,88	13,08	11,73
Oroya Nueva	50	19,88	13,07	11,97
Carhuamayo	138	19,88	12,97	11,68
Carhuamayo Nueva	220	19,88	13,00	11,68
Caripa	138	19,88	13,06	11,70
Desierto	220	19,88	14,22	13,66
Condorcocha	138	19,88	13,08	11,72
Condorcocha	44	19,88	13,08	11,72
Machupicchu	138	19,88	13,99	13,12
Cachimayo	138	19,88	14,35	13,43
Cusco (2)	138	19,88	14,40	13,47
Combapata	138	19,88	14,59	13,65
Tintaya	138	19,88	14,71	13,80
Tintaya Nueva	220	19,88	14,70	13,80
Ayaviri	138	19,88	14,52	13,59
Azángaro	138	19,88	14,41	13,46
San Gabán	138	19,88	13,77	12,91
Mazuco	138	19,88	13,96	13,04
Puerto Maldonado	138	19,88	14,46	13,38
Juliaca	138	19,88	14,59	13,65
Puno	138	19,88	14,59	13,72

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

<b>Barra de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>PPM S/ /kW-mes</b>	<b>PEMP ctm. S/ /kWh</b>	<b>PEMF ctm. S/ /kWh</b>
Puno	220	19,88	14,56	13,66
Callalli	138	19,88	14,71	13,88
Santuario	138	19,88	14,52	13,70
Arequipa (3)	138	19,88	14,58	13,72
Socabaya	220	19,88	14,56	13,70
Cotaruse	220	19,88	14,12	13,24
Cerro Verde	138	19,88	14,63	13,76
Repartición	138	19,88	14,71	13,78
Mollendo	138	19,88	14,79	13,83
Moquegua(4)	220	19,88	14,52	13,69
Moquegua (4)	138	19,88	14,53	13,71
Ilo ELS (5)	138	19,88	14,62	13,75
Botiflaca	138	19,88	14,61	13,78
Toquepala	138	19,88	14,66	13,84
Aricota	138	19,88	14,50	13,80
Aricota	66	19,88	14,43	13,79
Tacna (Los Héroes)	220	19,88	14,64	13,76
Tacna (Los Héroes)	66	19,88	14,77	13,82
<b>SISTEMAS AISLADOS (6)</b>				
Adinelsa	MT	26,40	32,50	32,50
Chavimochic	MT	26,40	31,79	31,79
Enel Distribución	MT	26,40	31,79	31,79
Electro Oriente	MT	26,40	41,95	41,95
Electro Ucayali	MT	26,40	43,02	43,02
Eilhicha	MT	26,40	31,79	31,79
Hidrandina	MT	26,40	31,79	31,79
Seal	MT	26,40	59,47	59,47

**Notas:**

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV y Carapongo 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) 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:**

$$\text{PEBP} = \text{PEMP} \quad (1)$$

$$\text{PEBF} = \text{PEMF} \quad (2)$$

$$\text{PPB} = \text{PPM} + \text{PCSPT} + \text{PTSGT} \quad (3)$$

**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 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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

**Cuadro N° 2**

<b>Barras de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>Factor de Pérdidas de Potencia</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas de Punta</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta</b>
Zorritos	220	1,0000	0,9953	0,9538
Talara	220	1,0000	0,9877	0,9479
Piura Oeste	220	1,0000	0,9998	0,9598
La Niña	220	1,0000	1,0006	0,9646
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0058	0,9639
Carhuaquero	220	1,0000	0,9932	0,9464
Carhuaquero	138	1,0000	0,9939	0,9466
Cutervo	138	1,0000	1,0024	0,9500
Jaén	138	1,0000	1,0100	0,9531
Guadalupe	220	1,0000	1,0010	0,9650
Guadalupe	60	1,0000	1,0027	0,9662
La Ramada	220	1,0000	0,9791	0,9318
Cajamarca	220	1,0000	0,9964	0,9431
Trujillo Norte	220	1,0000	0,9984	0,9653
Chimbote 1	220	1,0000	0,9931	0,9643
Chimbote 1	138	1,0000	0,9926	0,9609
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9734	0,9511
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9720	0,9501
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9680	0,9474
Huacho	220	1,0000	0,9790	0,9638
Lomera	220	1,0000	0,9920	0,9802
Zapallal	220	1,0000	0,9970	0,9900
Carabayllo	220	1,0000	0,9948	0,9869
Ventanilla	220	1,0000	1,0008	0,9982
La Planicie	220	1,0000	0,9942	0,9891
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9822	0,9741
Chilca	220	1,0000	0,9829	0,9812
Asia	220	1,0000	0,9831	0,9791
Alto Praderas	220	1,0000	0,9913	0,9893
Independencia	220	1,0000	0,9785	0,9653
Ica	220	1,0000	0,9818	0,9674
Marcona	220	1,0000	0,9817	0,9605
Mantaro	220	1,0000	0,9314	0,8982
Huayucachi	220	1,0000	0,9457	0,9180
Pachachaca	220	1,0000	0,8995	0,8337
Pomacocha	220	1,0000	0,9066	0,8412
Huancavelica	220	1,0000	0,9445	0,9165
Callahuanca	220	1,0000	1,0128	1,0252
Cajamarquilla	220	1,0000	1,0049	1,0070
Huallanca	138	1,0000	0,9615	0,9322
Vizcarra	220	1,0000	0,9209	0,8808
Tingo María	220	1,0000	0,8715	0,8608

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

<b>Barras de Referencia de Generación</b>	<b>Tensión kV</b>	<b>Factor de Pérdidas de Potencia</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas de Punta</b>	<b>Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta</b>
Aguaytía	220	1,0000	0,8634	0,8520
Aguaytía	138	1,0000	0,8657	0,8537
Aguaytía	22,9	1,0000	0,8647	0,8530
Pucallpa	138	1,0000	0,9036	0,8824
Pucallpa	60	1,0000	0,9045	0,8831
Aucayacu	138	1,0000	0,8424	0,8562
Tocache	138	1,0000	0,8424	0,8562
Tingo María	138	1,0000	0,8424	0,8562
Huánuco	138	1,0000	0,8745	0,8517
Paragsha II	138	1,0000	0,8945	0,8386
Paragsha	220	1,0000	0,8998	0,8385
Yaupi	138	1,0000	0,8861	0,8215
Yuncán	138	1,0000	0,8911	0,8255
Yuncán	220	1,0000	0,8932	0,8273
Oroya Nueva	220	1,0000	0,8995	0,8430
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9033	0,8345
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9023	0,8518
Carhuamayo	138	1,0000	0,8957	0,8312
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,8981	0,8311
Caripa	138	1,0000	0,9018	0,8326
Desierto	220	1,0000	0,9821	0,9722
Condorcocha	138	1,0000	0,9033	0,8336
Condorcocha	44	1,0000	0,9033	0,8336
Machupicchu	138	1,0000	0,9660	0,9333
Cachimayo	138	1,0000	0,9908	0,9559
Cusco	138	1,0000	0,9946	0,9587
Combapata	138	1,0000	1,0074	0,9709
Tintaya	138	1,0000	1,0160	0,9816
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0153	0,9820
Ayaviri	138	1,0000	1,0027	0,9667
Azángaro	138	1,0000	0,9948	0,9577
San Gabán	138	1,0000	0,9511	0,9184
Mazuco	138	1,0000	0,9643	0,9276
Puerto Maldonado	138	1,0000	0,9984	0,9519
Juliaca	138	1,0000	1,0076	0,9712
Puno	138	1,0000	1,0077	0,9761
Puno	220	1,0000	1,0058	0,9716
Callalli	138	1,0000	1,0156	0,9878
Santuario	138	1,0000	1,0030	0,9749
Arequipa	138	1,0000	1,0069	0,9762
Socabaya	220	1,0000	1,0054	0,9749
Cotaruse	220	1,0000	0,9755	0,9420
Cerro Verde	138	1,0000	1,0105	0,9788
Repartición	138	1,0000	1,0157	0,9802

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-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
Mollendo	138	1,0000	1,0214	0,9842
Moquegua	220	1,0000	1,0029	0,9741
Moquegua	138	1,0000	1,0037	0,9753
Ilo ELS	138	1,0000	1,0096	0,9784
Botiflaca	138	1,0000	1,0091	0,9807
Toquepala	138	1,0000	1,0124	0,9847
Aricota	138	1,0000	1,0015	0,9819
Aricota	66	1,0000	0,9969	0,9808
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0112	0,9790
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0203	0,9831

**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)	1,833	
2	SPT de Egemsa	0,002	
3	SPT de San Gabán	0,004	
4	SPT de Antamina	0,005	
5	SPT de Eteselva	0,066	
6	SPT de Redesur	0,631	
7	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,672	
8	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,548	
9	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,035	
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,454	
11	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF)	0,264
		RF de Talara	0,756
		RF de Ilo	1,794
		RF de Puerto Eten	0,918
		RF de Puerto Maldonado	0,112
	RF de Pucallpa	0,194	
12	Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0,127
		C.H. Santa Cruz II	0,077
		C.H. Santa Cruz I	0,067
		C.H. Poechos 2	0,101
		C.H. Roncador	0,054
		C.H. La Joya	0,115
	C.H. Carhuaquero IV	0,197	

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

		C.H. Caña Brava	0,043
		C.T. Huaycoloro	0,124
		C.H. Purmacana	0,011
		C.H. Huasahuasi I	0,104
		C.H. Huasahuasi II	0,102
		C.H. Nuevo Imperial	0,044
		CS Repartición Solar 20T	0,356
		CS Majes Solar 20T	0,357
		CS Tacna Solar 20T	0,457
		CS Panamericana Solar 20T	0,462
		C.H. Yanapampa	0,049
		C.H. Las Pizarras	0,220
		C.E. Marcona	0,342
		C.E. Talara	0,404
		C.E. Cupisnique	1,019
		C.H. Runatullo III	0,273
		C.H. Runatullo II	0,181
		CSF Moquegua FV	0,207
		C.H. Canchayllo	0,033
		C.T. La Gringa V	0,049
		C.E. Tres Hermanas	0,956
		C.H. Chancay (*)	0,087
		C.H. Rucuy (*)	0,031
		C.H. Potrero	0,036
		C.H. Yarucaya	0,255
		C.S. Rubí	0,685
		C.H. Renovandes H1	0,333
		C.S. Intipampa	0,194
		C.E. Wayra I	0,690
		C.B. Huaycoloro II	0,041
		C.H. Carhuac	0,186
13	Cargo Unitario por FISE (2)		0,480
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (3)		0,133
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,340
		CT Planta N° 2 Ilo	1,836

**Notas:**

- (1) Corresponderá adicionar los Cargos de la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12° de la presente Resolución.
- (2) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 13 entre las empresas de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa 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 0,7%, 3,4%, 19,0%, 23,6%, 29,2%, 1,6%, 14,2%, 7,7% y 0,6%,

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

respectivamente.

(3) Para el Cargo N° 14 el COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación de este cargo para la empresa Electro Oriente S.A. en proporción al 82% y Electrocentro S.A. en 18%.

(\*) Nota: El cargo para C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicará a partir del reinicio de operación de la central.

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

**Cuadro N° 4**

<b>N°</b>	<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>PTSGT S//kW-mes</b>
1	Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,411
2	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	0,053
3	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	0,045
4	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	0,082
5	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	0,177
6	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	0,323
7	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	0,100
8	Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	1,154
9	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	0,108
10	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	0,290
11	Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	2,102
12	Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	0,680
13	Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	0,500
14	Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	0,939
15	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	2,342
16	Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV (1)	0,689
17	Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa) (1)	0,280
18	Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo (1)	0,038
19	Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV (1)	0,245

**Nota:**

(1) Los cargos PTSPT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el artículo 17° de la presente Resolución.

**A.4) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS**

El valor del PCSPT y de PTSPT 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:**

$$\text{PEBP1} = \text{PEBPO} * \text{FPMdE} + \text{PSSCT} \quad (4)$$

$$\text{PEBF1} = \text{PEBFO} * \text{FPMdE} + \text{PSSCT} \quad (5)$$

**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:**

$$\text{PPB1} = \text{PPB0} * \text{FPMdP} \quad (6)$$

**Donde:**

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por

transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

## **2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS**

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

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

### **1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**

De acuerdo a lo dispuesto en los artículos 46 y 52 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

#### **1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)**

$$\text{PPM1} = \text{PPM0} * \text{FAPPM} \quad (1)$$

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

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo} \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad (4)$$

**Cuadro N° 5**

<b>Sistema</b>	<b>a</b>	<b>b</b>
SEIN	0,7862	0,2138

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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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 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/ 3,217 por US Dólar.
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 223,595263.
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:

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

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización (5), (8) y (9), de manera independiente, mientras se cumpla que  $PM_{sea} < PM_{rsein}$ ; en caso contrario, se reemplazarán los valores del  $PPM_{1ef}$ ,  $PEMP_{1ef}$ ,  $PEMF_{1ef}$  con los correspondientes Precios de Referencia del SEIN actualizados a la fecha en que se realiza el presente cálculo con las fórmulas de actualización del SEIN: PPM, PEMP y PEMF, contenidos en el Cuadro que aparece en la definición del  $PM_{rsein}$ , respectivamente.

Asimismo, si el precio efectivo actualizado resulta menor al precio vigente, se considerará el precio efectivo vigente a fin de alcanzar el precio de referencia del SEIN que establece el reglamento del mecanismo de compensación de sistemas aislados.

- k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2017 y hasta alcanzar el Precio Medio de Referencia del SEIN ( $PM_{rsein}$ ). Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas.

**Cuadro N° 6**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>k</b>
Adinelsa	0,0000
Chavimochic	0,0000
Eilhicha	0,2800
Electro Oriente	0,0000
Electro Ucayali	0,0000
Enel Distribución	0,0000
Hidrandina	0,0000
Seal	0,0000

$PM_{rsein}$  : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

**Cuadro N° 7**

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Precios de Referencia del SEIN</b>		
	<b>PPM</b>	<b>PEMP = PEMF</b>	<b>PM<sub>rsein</sub></b>
Adinelsa	52,97	15,78	24,33
Chavimochic	52,97	15,77	24,32
Eilhicha	52,97	15,77	24,32
Electro Oriente	53,13	17,37	25,95
Electro Ucayali	52,81	14,87	23,40
Enel Distribución	52,97	15,77	24,32
Hidrandina	52,97	15,77	24,32
Seal	53,17	15,94	24,52

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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**

<b>Sistema Eléctrico</b>	<b>d</b>	<b>e</b>	<b>f</b>	<b>g</b>	<b>s</b>	<b>cb</b>
<b>SEIN</b>	0,1113	0,0000	0,0000	0,8866	---	0,0021
<b>SISTEMAS AISLADOS<sup>1</sup></b>						
Adinelsa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9795	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	0,0989	0,5349	0,0000	0,3662	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4312	0,0000	0,0000	0,5688	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	0,8012	0,0000	0,0000	0,1988	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.
- 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.
- PEMPOef = 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

<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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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 =  $(PPM1ef * 100 / (720 * fc) + PEMP1ef * 0,3 + PEMF1ef * 0,7)$  (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	0,6099
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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

- 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 0,39 S//Gln.  
Planta Iquitos: igual a 0,00 S//Gln
- ISC\_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:
  - Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,01 S//Gln.
  - Para Sistema Aislados: Planta Callao igual a 1,20 S//Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S//Gln
- 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	7,37	4,57	109,52
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Electro Oriente	Iquitos	6,44	4,86	---
Electro Ucayali	Callao	7,37	---	---
Seal	Callao	7,37	---	---

**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 8,7247 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	0,5602	0,4335	0,0000	0,0063	---
SPT de Eteselva	0,5486	0,3653	0,0769	0,0092	---
SPT de Antamina	0,4098	0,5752	0,0000	0,0150	---
SPT de San Gabán	0,4373	0,5614	0,0000	0,0013	---

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

	l	m	n	o	p
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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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:  $p = FAPPM * DP / 802,724$  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 registrarán 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°.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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

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

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

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

<b>Empresa Distribuidora</b>	<b>Compensación Anual (Soles)</b>	<b>% Participación</b>
Adinelsa	483 054	0,5662%
Chavimochic	87 437	0,1025%
Eilhicha	440 568	0,5164%
ELOR-Iquitos	66 785 439	78,2805%
ELOR-Otros	12 774 812	14,9737%
Electro Ucayali	1 980 293	2,3211%
Enel Distribución	1 043 944	1,2236%
Hidrandina	503 086	0,5897%
Seal	1 216 839	1,4263%
<b>TOTAL</b>	<b>85 315 472</b>	<b>100,0000%</b>

Fíjese el Monto Específico Residual, que asciende a la suma de 80 343 914 Soles, el cual será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones bruscas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN<sup>2</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., en el caso que este proyecto haga su ingreso dentro del presente periodo regulatorio.

**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

<sup>2</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.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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	26,40	16,52	16,52
Chavimochic	MT	26,40	16,52	16,52
Eilhicha	MT	26,40	15,97	15,97
Electro Oriente	MT	26,40	22,07	22,07
Electro Ucayali	MT	26,40	18,18	18,18
Enel Distribución	MT	26,40	16,52	16,52
Hidrandina	MT	26,40	16,54	16,54
Seal	MT	26,40	18,57	18,57

**Artículo 5°.-** Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el artículo 29 de la Ley N° 28832, según lo establecido en el artículo 63 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el artículo 4 de la presente resolución, según lo establecido en el “Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Resolución N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

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

**Artículo 6°.-** Las empresas generadoras eléctricas están obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a Osinergmin, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

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

**Artículo 7°.-** El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

**Artículo 8°.-** Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

**Cuadro N° 14**

<b>Bloque</b>	<b>ctm. S//kVARh</b>
Primero	1,289
Segundo	2,449
Tercero	3,612

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 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:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (1)$$

**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°.-** 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°.-** Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 239,988 ctm. S//kWh para todos los sistemas eléctricos.

**Artículo 12°.-** Fíjese en USD 78 275 276 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 59 947 291 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2019.

Además, fíjese los Cargos Unitarios de las instalaciones la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP cuyos valores son de 0,007, 0,018, 0,012 y 0,003 S//kW-mes respectivamente, 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. Cabe señalar que la fórmula de actualización aplicable a estos cargos es la misma que aplica al Cargo Unitario del SPT de REP.

Asimismo, se fija el Peaje de las instalaciones de la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4, cuyos valores anuales son de S/ 553 575, S/ 1 394 758, S/ 910 520 y S/ 237 238, respectivamente. Los valores que el concesionario deberá recuperar desde la fecha de puesta en operación comercial se determinan según lo señalado en los dos párrafos siguientes a continuación del Cuadro N° 16 de la presente Resolución. Es del caso señalar que cualquier monto dejado de percibir por REP, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual siguiente.

**Artículo 13°.-** Fíjese 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**

<b>Sistema de Transmisión</b>	<b>Peaje por Conexión (S/)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S/)</b>
SPT de REP (1)	139 763 092	1 315 897
SPT de Egemsa	189 039	0
SPT de San Gabán	299 294	0
SPT de Antamina	363 111	0
SPT de Eteselva	5 166 104	4 989 825
SPT de Redesur	49 171 247	35 114
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	130 362 307	1 630 936
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	42 685 644	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	2 695 167	0
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	35 373 159	3 712 073

(1) Corresponderá adicionar los peajes de las instalaciones de la Ampliación N° 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 del Contrato de Concesión de REP, conforme se establece en el Artículo 12° de la presente Resolución.

**Cuadro N° 16**

<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>Peaje de Transmisión (S/)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S/)</b>
Línea Chilca -Zapallal (Tramos 1 y 2)	32 018 696	4 231 582
LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas – Tramo 1	4 099 846	1 535 214
L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas – Tramo 2	3 545 669	4 350 977

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

<b>Instalación de Transmisión de SGT</b>	<b>Peaje de Transmisión (S/)</b>	<b>Ingreso Tarifario Esperado (S/)</b>
Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	6 377 168	0
LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas – Tramo 3	13 802 630	789 848
LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas - Tramo 4	25 150 465	2 079 194
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	7 825 091	50 119
Línea Zapallal – Trujillo 500 kV	89 932 227	14 398
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	8 442 609	0
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	22 585 580	116 199
Línea Chilca – Marcona –Montalvo 500 kV	163 856 615	522 893
Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV	53 374 202	6 794
Línea Machupicchu – Abancay - Cotaruse 220 kV	39 220 931	82 436
Línea Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV	73 176 477	0
Línea Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya 220 kV	53 675 644	0
Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya Montalvo y Subestaciones Asociados	182 562 369	2 110 704
Subestación Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)	21 825 902	0
Refuerzo de Línea Trujillo – Chiclayo	2 935 760	0
Línea Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV	19 073 406	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 de 2019; (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 de 2019; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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 17° de la presente Resolución.

**Artículo 14°.-**Aprobar la transferencia del monto por saldo negativo de la liquidación de intercambios de electricidad por emergencia de 2017 que tuvieron a Electronoroeste S.A. como Agente Autorizado, siendo S/ 49 136,82, a favor de la empresa Electrocentro S.A., antes del 30 de junio de 2018, como pago a cuenta de la Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía.

**Artículo 15°.-**Aprobar la transferencia del monto por saldo negativo de la Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía (en soles), de la Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. y Electro Sur Este S.A. a favor de las empresas Electro Oriente S.A. y Electrocentro S.A., antes del 30 de junio de 2018, como pago a cuenta de la liquidación de la compensación por Confiabilidad de la Cadena de Suministro, conforme al cuadro siguiente.

**Cuadro N° 17**

**Transferencias de Empresas Aportantes a Empresas Receptoras (Soles)**

Aportante \ Receptor	Electro Ucayali S.A.	Electro Sur Este S.A.
Electro Oriente S.A.	2 250 540	0
Electrocentro S.A.	494 021	479

**Artículo 16°.-** 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 17°.-** 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.

En ese sentido, 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 18°.-** En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje de transmisión secundaria y/o complementaria y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución N° 061-2017-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

**Artículo 19°.-** La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2018.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

**Artículo 20°.-** Deróguese las disposiciones que se opongan a la presente resolución.

**Artículo 21°.-** Incorpórese los Informes N° ....-2018-GRT, N° ....-2018-GRT y N° ....- 2018-GRT; como parte de la presente resolución.

**Artículo 22°.-** La presente resolución y su exposición de motivos, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberán ser consignados, junto con los informes, en la página Web de Osinergmin:

<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones2018.aspx>.

## **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 “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobado mediante 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 2018 – Abril 2019, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

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

Asimismo, mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma “Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, 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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 037-2018-OS/CD**

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, 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 que establece los Precios en Barra para el periodo mayo 2018 – abril 2019. Esta resolución 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.