



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 70-2026-OS/CD**

**Resolución que fija
los precios en barra y cargos
tarifarios, para el período
mayo 2026 - abril 2027**

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**Resolución de Consejo Directivo que fija los precios en barra y otros cargos tarifarios,
para el periodo mayo 2026 - abril 2027**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 70-2026-OS/CD**

Lima, 14 de abril del 2026

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SUBCOMITÉS"); así como, los informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin N° 215-2026-GRT, N° 216-2026-GRT y N° 217-2026-GRT.

CONSIDERANDO:

Que, 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 literal d) del artículo 43 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"), 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) del Reglamento General del Osinergmin, 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 ("RLCE");

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" ("Procedimiento"), la cual contiene, en el Anexo A.1, el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", en el que se establecen las obligaciones y los plazos para las diferentes etapas del proceso, tales como la publicación de los estudios presentados por los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente respuesta, entre otras;

Que, el proceso de fijación de los precios en barra del periodo del 1 de mayo de 2026 al 30 de abril de 2027 se inició el 14 de noviembre de 2025, con la presentación de los Estudios Técnico-Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Asimismo, Osinergmin, convocó una audiencia pública a fin de que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de los referidos estudios, la cual se llevó a cabo el 28 de noviembre de 2025;

Que, en marco del Procedimiento, Osinergmin formuló observaciones a los Estudios Técnico-Económicos, las cuales fueron respondidas dentro del plazo por los SUBCOMITÉS. Al respecto, en el artículo 52 de la LCE se dispone que, una vez absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello ocurra, Osinergmin procede a fijar y publicar los precios en barra y sus fórmulas de reajuste mensual; previo cumplimiento de las reglas de transparencia y participación previstas también en la normativa;

Que, en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, modificada por Ley N° 32249, sobre la nueva referencia para la comparación de los precios en barra, se dispone que los precios en barra no deben diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de licitaciones y los precios de los contratos de usuarios libres; asimismo, se establece que esta referencia es únicamente aplicable a los contratos que se suscriban con o sin licitación, mientras que los contratos que se encuentran vigentes se sujetan al régimen anterior, según el cual la referencia es no diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las licitaciones. La Ley establece que, para estos fines, Osinergmin efectúa los cálculos que correspondan;

Que, de acuerdo con lo establecido por el artículo 107 de la LCE, en el artículo 215 del RLCE y en el literal t) del artículo 52 del Reglamento General del Osinergmin, el Regulador debe 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, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 136 y 137 del RLCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del 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 la empresa Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin debe establecer, antes del 30 de abril de cada año -en la oportunidad que fije el peaje por conexión del SPT junto a los precios en barra-, 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) determinada 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 la respectiva puesta en operación comercial (Acta de POC), así como los descuentos por bienes retirados, de corresponder;

Que, según los Contratos del Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT") y lo previsto en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT SGT y Contrato ETECEN-ETESUR" aprobado mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD, corresponde efectuar la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, 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 y modificatorias, 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 definidas en la Resolución N° 081-2021-OS/CD y modificatorias;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 071-2026-MEM/DM, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Monto Específico aplicable al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2026 y el 30 de abril de 2027, para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados a que se refiere el artículo 30 de la Ley N° 28832;

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y en el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, Osinergmin en cada regulación anual deberá determinar los Precios en Barra Efectivos utilizando el Monto Específico aprobado, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado reglamento, así como lo previsto en la Norma "Procedimiento para el Cumplimiento de los Contratos asociados al Proyecto: Suministro de Energía para Iquitos", aprobada con Resolución N° 001-2018-OS/CD;

Que, adicionalmente, se separan las fórmulas de actualización 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 a las tarifas del primero, o viceversa;

Que, de conformidad con las reglas contractuales de la Concesión "Suministro de Energía para Iquitos" y con lo dispuesto en el artículo 130 del RLCE, corresponde a Osinergmin determinar el Costo Variable No Combustible de la concesionaria Genrent del Perú S.A.C., perteneciente a los Sistemas Aislados, para el siguiente periodo de dos años, según el Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica, aprobado con Resolución N° 167-2022-OS/CD;

Que, por otro lado, conforme a la Resolución N° 651-2008-OS/CD, expedida en 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, en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, 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", en la cual se establece el procedimiento y metodología para el cálculo de los cargos por Prima RER, los cuales deben ser publicados en la resolución que fija los precios en barra;

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, modificada mediante Ley N° 29969, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT (Cargo Unitario por Compensación FISE), el cual debe ser publicado en la resolución que se fijan los precios en barra, según 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 con Resolución N° 151-2013-OS/CD;

Que, 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, Ley para Asegurar la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País. Conforme al artículo 3 del citado decreto supremo, 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, el cual debe ser publicado en caso sea aplicable, en la resolución que se fijan 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, la Norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica" aprobada con Resolución N° 073-2016-OS/CD, emitida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, comprende los criterios y metodología para calcular 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 fija 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° 035-2026-OS/CD, se dispuso la publicación, del proyecto de resolución que fija los precios en barra y otros cargos tarifarios aplicables al periodo comprendido del 1 de mayo de 2026 al 30 de abril de 2027, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios de los interesados para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución;

Que, con fecha 10 de marzo de 2025 se llevó a cabo la audiencia pública descentralizada en las ciudades de Lima y Piura de manera conjunta, así como en la ciudad de Tacna de forma independiente, con la finalidad de que Osinergmin sustente y exponga los criterios, la metodología y los modelos utilizados en el proyecto tarifario;

Que, dentro del plazo establecido se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Sociedad Civil Organizada Intercultural de la Provincia de Atalaya, Comité de Gestión Proelectrificación de la provincia de Atalaya, Amazonas Energía Solar S.A.C., Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C., Engie Energía Perú S.A.A., Compañía Minera Antamina S.A., Red de Energía del Perú S.A., Isa Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Fenix Power Perú S.A., Subcomité de Generadores del COES, Solartia Generación Perú S.A.C., Celaris Energía S.A., Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. y Genrent del Perú S.A.C.;

Que, en función del caso concreto puesto a consideración en el presente procedimiento regulatorio, según el avance de ejecución de obra y encontrándose prevista en los expedientes de concesión, la entrada en operación comercial de los sistemas aislados de las localidades El Caco, Nueva Italia, Iparía, Sepahua y Bolognesi dentro del periodo tarifario mayo de 2026 - abril de 2027; resulta necesario prever una aplicación regulatoria desde el inicio del servicio eléctrico, en concordancia con el marco normativo aplicable y los principios de eficiencia y razonabilidad;

Que, para los cinco sistemas aislados antes indicados, los precios a fijar consideran las tarifas existentes más aplicables según las características con mayor aproximación y no incluyen el mecanismo de compensación de los sistemas aislados; por cuanto, no se tratan de proyectos ejecutados a la fecha de la regulación con costos incurridos que generen certeza para la evaluación de eficiencia y el monto específico autorizado por el Ministerio de Energía y Minas no incorporó a estos

sistemas, cuya propuesta tarifaria se formuló el 02 de febrero de 2026 por parte del concesionario. Un examen de costos eficientes de los proyectos en específico ocurrirá en el procedimiento regulatorio donde conste la operación comercial, y así también, dicho concesionario pueda ser considerado destinatario del subsidio estatal con cargo a fondos públicos;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° 215-2026-GRT, N° 216-2026-GRT y Legal N° 217-2026-GRT de la División de Gas Natural, de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas; con los cuales se complementa la motivación que sustenta la decisión del Regulador y forman parte integrante de la misma; cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos al 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 Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-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; 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; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 13-2026, de fecha 14 de abril de 2026.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Fijar los 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 (o Subestaciones Base) 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) PRECIOS EN BARRA

En el Cuadro N° 1 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	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Alipio Rosales	220	22,06	21,04	14,32
Zorritos	220	22,06	21,09	14,35
Talara	220	22,06	20,99	14,29
Valle Chira	220	22,06	20,99	14,28
Piura Oeste	220	22,06	20,96	14,26
La Niña	220	22,06	20,80	14,16
Chiclayo Oeste	220	22,06	20,84	14,19
Carhuaquero	220	22,06	20,54	14,03
Carhuaquero	138	22,06	20,54	14,03
Cutervo	138	22,06	20,83	14,17
Jaen	138	22,06	21,08	14,37
Guadalupe	220	22,06	20,76	14,14
Guadalupe	60	22,06	20,80	14,16
La Ramada	220	22,06	20,20	13,89
Cajamarca	220	22,06	20,47	14,02
Trujillo Norte	220	22,06	20,64	14,06
Chimbote 1	220	22,06	20,44	13,95
Chimbote 1	138	22,06	20,42	13,97
Paramonga Nueva	220	22,06	19,52	13,67
Paramonga Nueva	138	22,06	19,48	13,66
Paramonga Existente	138	22,06	19,38	13,61
Medio Mundo	220	22,06	19,42	13,65
Huacho	220	22,06	19,29	13,61
Lomera	220	22,06	19,14	13,57
Zapallal	220	22,06	19,01	13,51
Carabayllo	220	22,06	18,97	13,49

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Ventanilla	220	22,06	19,02	13,54
La Planicie	220	22,06	18,93	13,48
Lima (1)	220	22,06	19,04	13,54
Cantera	220	22,06	18,70	13,41
Chilca	220	22,06	18,56	13,32
Asia	220	22,06	18,62	13,36
Alto Praderas	220	22,06	18,71	13,42
Independencia	220	22,06	18,75	13,44
Ica	220	22,06	18,76	13,43
Marcona	220	22,06	19,04	13,46
Chincha Nueva	220	22,06	18,76	13,46
Nazca Nueva	220	22,06	18,96	13,43
Chiribamba	220	22,06	18,70	13,35
Mantaro	220	22,06	18,56	13,20
Huayucachi	220	22,06	18,67	13,27
Pachachaca	220	22,06	18,80	13,37
Pomacocha	220	22,06	18,81	13,40
Huancavelica	220	22,06	18,64	13,28
Callahuanca	220	22,06	18,83	13,40
Cajamarquilla	220	22,06	18,96	13,49
Huallanca	138	22,06	19,97	13,71
Vizcarra	220	22,06	19,41	13,61
Tingo María	220	22,06	19,46	13,66
Aguaytía	220	22,06	19,51	13,71
Aguaytía	138	22,06	19,57	13,74
Aguaytía	22,9	22,06	19,55	13,73
Pucallpa	138	22,06	20,05	14,02
Pucallpa	60	22,06	20,07	14,03
Aucayacu	138	22,06	19,86	13,90
Tocache	138	22,06	20,23	14,09
Belaunde	138	22,06	20,81	14,26
Caclic	220	22,06	20,73	14,19
Tingo María	138	22,06	19,45	13,65
Huánuco	138	22,06	19,39	13,60
Paragsha II	138	22,06	19,00	13,41
Paragsha	220	22,06	18,96	13,38
Yaupi	138	22,06	18,61	13,17
Yuncan	138	22,06	18,73	13,25
Yuncan	220	22,06	18,78	13,29
Oroya Nueva	220	22,06	18,81	13,37
Oroya Nueva	138	22,06	18,76	13,32
Oroya Nueva	50	22,06	18,79	13,35
Carhuamayo	138	22,06	18,87	13,34
Carhuamayo Nueva	220	22,06	18,88	13,35
Caripa	138	22,06	18,71	13,26
Desierto	220	22,06	18,74	13,45
Condorcocha	138	22,06	18,73	13,27
Condorcocha	44	22,06	18,73	13,27
Machupicchu	138	22,06	18,82	13,24
Cachimayo	138	22,06	19,42	13,64
Cusco (2)	138	22,06	19,49	13,67
Combapata	138	22,06	19,68	13,76
Tintaya	138	22,06	19,78	13,83

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Tintaya Nueva	220	22,06	19,73	13,79
Ayaviri	138	22,06	19,49	13,60
Azángaro	138	22,06	19,31	13,48
San Gaban	138	22,06	18,41	12,85
Mazuco	138	22,06	18,88	13,03
Puerto Maldonado	138	22,06	20,12	13,22
Juliaca	138	22,06	19,54	13,61
Puno	138	22,06	19,55	13,62
Puno	220	22,06	19,53	13,61
Callalli	138	22,06	19,76	13,83
Santuario	138	22,06	19,56	13,70
Arequipa (3)	138	22,06	19,60	13,69
Socabaya	220	22,06	19,57	13,67
Cotaruse	220	22,06	19,18	13,50
Cerro Verde	138	22,06	19,66	13,69
Repartición	138	22,06	19,80	13,63
Mollendo	138	22,06	19,92	13,71
Moquegua (4)	220	22,06	19,59	13,66
Moquegua (4)	138	22,06	19,61	13,67
Ilo ELS (5)	138	22,06	19,80	13,80
Botiflaca	138	22,06	19,74	13,76
Toquepala	138	22,06	19,77	13,78
Aricota	138	22,06	19,62	13,74
Aricota	66	22,06	19,55	13,72
Tacna (Los Héroes)	220	22,06	19,67	13,69
Tacna (Los Héroes)	66	22,06	19,75	13,72
SISTEMAS AISLADOS ⁽⁶⁾				
Adinelsa	MT	31,18	42,46	42,46
Chavimochic	MT	31,18	32,67	32,67
Eilhicha	MT	31,18	32,67	32,67
Electro Oriente	MT	31,18	77,73	77,73
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	31,18	84,10	84,10
Electro Ucayali	MT	31,18	115,56	115,56
Pluz Energía	MT	31,18	32,67	32,67
Hidrandina	MT	31,18	32,67	32,67
Seal	MT	31,18	163,03	163,03
Acciona	MT	31,18	286,62	286,62

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 referidos a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia.

Se define:

$$PEBP = PEMP \dots \dots \dots (1)$$

$$PEBF = PEMF \dots \dots \dots (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT + PTSGT \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

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

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

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en ctm. de S/ /kWh

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en ctm. de S/ /kWh

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

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

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 las barras, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

B) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

En el Cuadro N° 2 se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN.

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
Alipio Rosales	220	1,0000	1,1053	1,0576
Zorritos	220	1,0000	1,1079	1,0598
Talara	220	1,0000	1,1027	1,0556
Valle Chira	220	1,0000	1,1027	1,0550
Piura Oeste	220	1,0000	1,1009	1,0532
La Niña	220	1,0000	1,0928	1,0459
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0946	1,0482
Carhuaquero	220	1,0000	1,0789	1,0364
Carhuaquero	138	1,0000	1,0790	1,0362
Cutervo	138	1,0000	1,0943	1,0471
Jaen	138	1,0000	1,1075	1,0618
Guadalupe	220	1,0000	1,0907	1,0446
Guadalupe	60	1,0000	1,0927	1,0463
La Ramada	220	1,0000	1,0609	1,0265
Cajamarca	220	1,0000	1,0752	1,0360
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0844	1,0384
Chimbote 1	220	1,0000	1,0737	1,0304
Chimbote 1	138	1,0000	1,0729	1,0318
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0252	1,0100
Paramonga Nueva	138	1,0000	1,0233	1,0088
Paramonga Existente	138	1,0000	1,0180	1,0056
Medio Mundo	220	1,0000	1,0200	1,0082
Huacho	220	1,0000	1,0134	1,0057
Lomera	220	1,0000	1,0056	1,0021

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
Zapallal	220	1,0000	0,9988	0,9983
Carabaylo	220	1,0000	0,9967	0,9963
Ventanilla	220	1,0000	0,9994	1,0003
La Planicie	220	1,0000	0,9942	0,9959
Lima (1)	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9825	0,9906
Chilca	220	1,0000	0,9752	0,9841
Asia	220	1,0000	0,9781	0,9866
Alto Praderas	220	1,0000	0,9829	0,9914
Independencia	220	1,0000	0,9849	0,9932
Ica	220	1,0000	0,9856	0,9918
Marcona	220	1,0000	1,0004	0,9944
Chincha Nueva	220	1,0000	0,9854	0,9945
Nazca Nueva	220	1,0000	0,9957	0,9925
Chiribamba	220	1,0000	0,9822	0,9865
Mantaro	220	1,0000	0,9748	0,9752
Huayucachi	220	1,0000	0,9808	0,9803
Pachachaca	220	1,0000	0,9874	0,9881
Pomacocha	220	1,0000	0,9883	0,9897
Huancavelica	220	1,0000	0,9790	0,9811
Callahuanca	220	1,0000	0,9894	0,9899
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9961	0,9967
Huallanca	138	1,0000	1,0491	1,0129
Vizcarra	220	1,0000	1,0199	1,0052
Tingo María	220	1,0000	1,0224	1,0088
Aguaytía	220	1,0000	1,0249	1,0126
Aguaytía	138	1,0000	1,0280	1,0151
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0269	1,0141
Pucallpa	138	1,0000	1,0533	1,0359
Pucallpa	60	1,0000	1,0545	1,0362
Aucayacu	138	1,0000	1,0434	1,0267
Tocache	138	1,0000	1,0624	1,0411
Belaunde	138	1,0000	1,0934	1,0538
Caclic	220	1,0000	1,0888	1,0482
Tingo María	138	1,0000	1,0219	1,0085
Huánuco	138	1,0000	1,0187	1,0044
Paragsha II	138	1,0000	0,9983	0,9907
Paragsha	220	1,0000	0,9958	0,9884
Yaupi	138	1,0000	0,9776	0,9731
Yuncan	138	1,0000	0,9837	0,9790
Yuncan	220	1,0000	0,9864	0,9816
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9883	0,9877
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9856	0,9838
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9871	0,9860
Carhuamayo	138	1,0000	0,9913	0,9857
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9919	0,9866
Caripa	138	1,0000	0,9829	0,9796
Desierto	220	1,0000	0,9845	0,9936
Condorcocha	138	1,0000	0,9837	0,9803
Condorcocha	44	1,0000	0,9837	0,9803
Machupicchu	138	1,0000	0,9885	0,9784
Cachimayo	138	1,0000	1,0203	1,0078
Cusco (2)	138	1,0000	1,0240	1,0099

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
Combapata	138	1,0000	1,0336	1,0165
Tintaya	138	1,0000	1,0392	1,0215
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0365	1,0185
Ayaviri	138	1,0000	1,0236	1,0050
Azángaro	138	1,0000	1,0145	0,9956
San Gaban	138	1,0000	0,9670	0,9491
Mazuco	138	1,0000	0,9920	0,9625
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0569	0,9770
Juliaca	138	1,0000	1,0264	1,0055
Puno	138	1,0000	1,0272	1,0062
Puno	220	1,0000	1,0259	1,0053
Callalli	138	1,0000	1,0382	1,0217
Santuario	138	1,0000	1,0273	1,0121
Arequipa (3)	138	1,0000	1,0297	1,0111
Socabaya	220	1,0000	1,0281	1,0101
Cotaruse	220	1,0000	1,0074	0,9976
Cerro Verde	138	1,0000	1,0327	1,0111
Repartición	138	1,0000	1,0402	1,0069
Mollendo	138	1,0000	1,0465	1,0125
Moquegua (4)	220	1,0000	1,0292	1,0090
Moquegua (4)	138	1,0000	1,0303	1,0102
Ilo ELS (5)	138	1,0000	1,0403	1,0193
Botiflaca	138	1,0000	1,0371	1,0167
Toquepala	138	1,0000	1,0383	1,0182
Aricota	138	1,0000	1,0306	1,0150
Aricota	66	1,0000	1,0271	1,0137
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0334	1,0117
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0374	1,0138

C) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN EL SEIN

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) son los que se muestran en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/ /kW-mes
1	SPT de REP	3,426
2	SPT Ampliación 24-1 de REP ⁽¹⁾	0,058
	SPT Ampliación 24-2 de REP ⁽¹⁾	0,179
3	SPT Ampliación 23-1 de REP ⁽¹⁾	0,034
	SPT Ampliación 23-2 de REP ⁽¹⁾	0,051
	SPT Ampliación 23-3 de REP ⁽¹⁾	0,018
	SPT Ampliación 23-4 de REP ⁽¹⁾	0,027
	SPT Ampliación 23-5 de REP ⁽¹⁾	0,007
4	SPT de Egemsa	0,003
5	SPT de San Gabán	0,004
6	SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	0,149
7	SPT de Antamina	0,004
8	SPT de Redesur	0,707
9	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,987
10	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,618
11	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,044
12	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,562

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/ /kW-mes	
13	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF) Centrales duales	0,285
		RF de Talara	0,917
		RF de Ilo	2,027
		RF de Eten	1,058
		RF de Puerto Maldonado	0,128
		RF de Pucallpa	0,222
14	Cargo por Prima RER	Central Cogeneración Paramonga	0,136
		C.H. Santa Cruz II	0,052
		C.H. Santa Cruz I	0,048
		C.H. Poechos 2	0,104
		C.H. Roncador	0,037
		C.H. La Joya	0,107
		C.H. Carhuaquero IV	0,165
		C.H. Caña Brava	0,057
		C.T. Huaycoloro	0,105
		C.H. Huasahuasi I	0,076
		C.H. Huasahuasi II	0,081
		C.H. Nuevo Imperial	0,038
		Repartición Solar 20T	0,425
		Majes Solar 20T	0,437
		Tacna Solar 20T	0,531
		Panamericana Solar 20T	0,536
		C.H. Yanapampa	0,031
		C.H. Las Pizarras	0,200
		C.E. Marcona	0,289
		C.E. Talara	0,361
		C.E. Cupisnique	0,702
		C.H. Runatullo III	0,211
		C.H. Runatullo II	0,128
		CSF Moquegua FV	0,217
		C.H. Canchayllo	0,017
		C.T. La Gringa	0,020
		C.E. Tres Hermanas	0,834
		C.H. Chancay	0,164
		C.H. Rucuy	0,035
		C.H. Potrero	0,123
		C.H. Yarucaya	0,146
		C.S. Rubí	0,476
		C.H. Renovandes H1	0,157
		C.S. Intipampa	0,092
		C.E. Wayra I	0,138
		C.B. Huaycoloro II	0,022
		C.H. Angel I	0,168
		C.H. Angel II	0,170
		C.H. Angel III	0,170
		C.H. Her	0,007
C.H. Carhuac	0,102		
C.H. El Carmen	0,052		
C.H. 8 de Agosto	0,129		
C.H. Manta	0,062		
C.T. Callao	0,016		
15	Cargo Unitario por FISE ⁽²⁾	0,325	

Nº	Sistema de Transmisión	PCSPT S/ /kW-mes
16	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía ⁽³⁾	0,162
17	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	2,504
	CT Puerto Bravo	1,790
	CT NEPI	

Notas:

- (1) El cargo se aplica a partir de su puesta en operación comercial.
- (2) El COES debe distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo Nº 15 entre las empresas: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Orygen Perú, ENGIE Energía Perú S.A.A., Kallpa Generación S.A., Fénix Power Perú S.A. y Termochilca S.A.C. considerando las proporciones de 1,05%, 13,48%, 19, 32%, 37,61%, 19,24% y 9,30%, respectivamente.
- (3) Lo recaudado por la aplicación del Cargo Unitario por CCCSE debe ser asignado a Hidrandina S.A.

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los que se muestran en el Cuadro Nº 4.

Cuadro Nº 4

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes
1	LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2) y Refuerzos	0,730
2	LT Talara – Piura (2do Circuito)	0,114
3	LT Zapallal – Trujillo 500 kV	1,098
4	LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse	0,565
5	LT Trujillo – Chiclayo 500 Kv	0,812
6	LT Pomacocha – Carhuamayo	0,122
7	Línea Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV	2,042
8	SE Carapongo (1º Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	0,308
9	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas ⁽²⁾	0,873
10	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas	1,030
11	LT Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca - Cajamarca 220 kV y SE Cajamarca – SVC	0,866
12	LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV y Refuerzos	2,532
13	LT Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV ⁽²⁾	0,865
14	LT Aguaytía – Pucallpa (2da Terna)	0,065
15	LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cáclic – Moyobamba	0,813
16	LT Socabaya – Tintaya	0,327
17	LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	0,275
18	LT Tintaya – Azángaro 220 kV	0,083
19	Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas	0,470
20	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y ampliaciones Asociadas	0,175
21	Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾	0,108
22	SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA	0,062
23	Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero ⁽²⁾	0,104
24	Lambayeque Norte 220 kV ⁽²⁾	0,132
25	Enlace 220 kV Ica - Poroma ⁽²⁾	0,279

Nota:

- (1) Los cargos PTSGT se aplican actualizados según lo establecido en el artículo 15 de la presente resolución.
- (2) Los cargos se aplican a partir de su puesta en operación comercial.

D) 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 Nº 1, es igual a cero.

E) APLICACIÓN DE LA SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL DE LA LEY Nº 28832

En el Cuadro Nº 5 se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra aplicables únicamente a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, y que están vinculados con los contratos de suministro que estaban vigentes antes de la fecha de entrada en vigencia de la Ley Nº 32249, mediante la cual se modificó la Ley 28832.

Cuadro N° 5

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEBPA	PEBFA
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Alipio Rosales	220	22,06	30,73	20,91
Zorritos	220	22,06	30,80	20,95
Talara	220	22,06	30,66	20,87
Valle Chira	220	22,06	30,66	20,86
Piura Oeste	220	22,06	30,61	20,82
La Niña	220	22,06	30,38	20,68
Chiclayo Oeste	220	22,06	30,43	20,72
Carhuaquero	220	22,06	30,00	20,49
Carhuaquero	138	22,06	30,00	20,49
Cutervo	138	22,06	30,42	20,70
Jaen	138	22,06	30,79	20,99
Guadalupe	220	22,06	30,33	20,65
Guadalupe	60	22,06	30,38	20,69
La Ramada	220	22,06	29,50	20,29
Cajamarca	220	22,06	29,89	20,48
Trujillo Norte	220	22,06	30,15	20,53
Chimbote 1	220	22,06	29,85	20,37
Chimbote 1	138	22,06	29,83	20,40
Paramonga Nueva	220	22,06	28,50	19,97
Paramonga Nueva	138	22,06	28,45	19,94
Paramonga Existente	138	22,06	28,30	19,88
Medio Mundo	220	22,06	28,36	19,93
Huacho	220	22,06	28,17	19,88
Lomera	220	22,06	27,96	19,81
Zapallal	220	22,06	27,77	19,74
Carabaylo	220	22,06	27,71	19,70
Ventanilla	220	22,06	27,79	19,78
La Planicie	220	22,06	27,64	19,69
Lima (1)	220	22,06	27,80	19,77
Cantera	220	22,06	27,32	19,58
Chilca	220	22,06	27,11	19,46
Asia	220	22,06	27,20	19,51
Alto Praderas	220	22,06	27,33	19,60
Independencia	220	22,06	27,38	19,64
Ica	220	22,06	27,40	19,61
Marcona	220	22,06	27,81	19,66
Chincha Nueva	220	22,06	27,40	19,66
Nazca Nueva	220	22,06	27,68	19,62
Chiribamba	220	22,06	27,31	19,50
Mantaro	220	22,06	27,10	19,28
Huayucachi	220	22,06	27,27	19,38
Pachachaca	220	22,06	27,45	19,53
Pomacocha	220	22,06	27,48	19,57
Huancavelica	220	22,06	27,22	19,40
Callahuanca	220	22,06	27,51	19,57
Cajamarquilla	220	22,06	27,70	19,71
Huallanca	138	22,06	29,17	20,02
Vizcarra	220	22,06	28,36	19,87
Tingo María	220	22,06	28,43	19,94
Aguaytía	220	22,06	28,50	20,02
Aguaytía	138	22,06	28,58	20,07
Aguaytía	22,9	22,06	28,55	20,05

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEBPA	PEBFA
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Pucallpa	138	22,06	29,29	20,48
Pucallpa	60	22,06	29,32	20,49
Aucayacu	138	22,06	29,01	20,30
Tocache	138	22,06	29,54	20,58
Belaunde	138	22,06	30,40	20,83
Caclic	220	22,06	30,27	20,72
Tingo María	138	22,06	28,41	19,94
Huánuco	138	22,06	28,32	19,86
Paragsha II	138	22,06	27,76	19,59
Paragsha	220	22,06	27,69	19,54
Yaupi	138	22,06	27,18	19,24
Yuncan	138	22,06	27,35	19,36
Yuncan	220	22,06	27,43	19,41
Oroya Nueva	220	22,06	27,48	19,53
Oroya Nueva	138	22,06	27,40	19,45
Oroya Nueva	50	22,06	27,44	19,49
Carhuamayo	138	22,06	27,56	19,49
Carhuamayo Nueva	220	22,06	27,58	19,51
Caripa	138	22,06	27,33	19,37
Desierto	220	22,06	27,37	19,64
Condorcocha	138	22,06	27,35	19,38
Condorcocha	44	22,06	27,35	19,38
Machupicchu	138	22,06	27,48	19,34
Cachimayo	138	22,06	28,37	19,93
Cusco (2)	138	22,06	28,47	19,97
Combapata	138	22,06	28,74	20,10
Tintaya	138	22,06	28,89	20,19
Tintaya Nueva	220	22,06	28,82	20,14
Ayaviri	138	22,06	28,46	19,87
Azángaro	138	22,06	28,21	19,68
San Gaban	138	22,06	26,89	18,76
Mazuco	138	22,06	27,58	19,03
Puerto Maldonado	138	22,06	29,39	19,31
Juliaca	138	22,06	28,54	19,88
Puno	138	22,06	28,56	19,89
Puno	220	22,06	28,52	19,87
Callalli	138	22,06	28,86	20,20
Santuario	138	22,06	28,56	20,01
Arequipa (3)	138	22,06	28,63	19,99
Socabaya	220	22,06	28,58	19,97
Cotaruse	220	22,06	28,01	19,72
Cerro Verde	138	22,06	28,71	19,99
Repartición	138	22,06	28,92	19,91
Mollendo	138	22,06	29,10	20,02
Moquegua (4)	220	22,06	28,62	19,95
Moquegua (4)	138	22,06	28,65	19,97
Ilo ELS (5)	138	22,06	28,92	20,15
Botiflaca	138	22,06	28,83	20,10
Toquepala	138	22,06	28,87	20,13
Aricota	138	22,06	28,65	20,07
Aricota	66	22,06	28,56	20,04
Tacna (Los Héroes)	220	22,06	28,73	20,00
Tacna (Los Héroes)	66	22,06	28,84	20,04

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.

Donde:

PEBPA : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta aplicables al Régimen anterior, expresado en ctm. de S/ /kWh.

PEBFA : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta aplicables al Régimen anterior, expresado en ctm. de S/ /kWh.

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 determinan según el siguiente procedimiento:

A) PRECIOS EN BARRA DE LA ENERGÍA

Los precios en barra de la energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) son el resultado de multiplicar los precios en barra de la energía en una Barra de Referencia de Generación por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE), agregando a este producto, de corresponder, los peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (PSSCT).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 \times FPMdE + PSSCT \dots (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 \times FPMdE + PSSCT \dots (5)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

FPMdE : Factor de Pérdidas Medias de Energía.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

B) PRECIOS EN BARRA DE POTENCIA DE PUNTA

Los precios en barra de la potencia de punta resultan de multiplicar los precios en barra de la potencia de punta en la Barra de Referencia de Generación por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 \times FPMdP \dots (6)$$

Donde:

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

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

FPMdP : Factor de Pérdidas Medias de Potencia.

En todos los casos, las empresas deben verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con la Norma "Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica", aprobada con Resolución N° 002-2020-OS/CD.

Los FPMdE, FPMdP, y el PSSCT se encuentran definidos en la Resolución N° 047-2025-OS/CD, sus modificatorias y complementarias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes de acuerdo con las fórmulas de actualización descritas en el 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 deben 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 con 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, son actualizadas utilizando las siguientes fórmulas de actualización.

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

Para la actualización de los precios de la potencia PPM del SEIN que se presentan en el artículo 1 de la presente resolución se hace uso de las fórmulas [1], [2], [3] y [4].

$$PPM1 = PPM0 \times FAPPM \dots \dots \dots [1]$$

$$FAPPM = a \times FTC + b \times FPM \dots \dots [2]$$

$$FTC = \frac{TC}{TC_0} \dots \dots \dots [3]$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0} \dots \dots \dots [4]$$

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.

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 toma en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el diario oficial El Peruano.

TC₀ : Tipo de Cambio inicial igual a S/ 3,495 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 toma el valor del último mes, publicado en el diario oficial El Peruano.

IPM₀ : Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 275, 955288.

a : Valor constante igual a 0,7797.

b : Valor constante igual a 0,2203.

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 13 de la presente resolución, se hace uso de la fórmula [5].

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} \times FAPPM \dots \dots [5]$$

Donde:

PPM0_{ef} : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S/ /kW-mes.

PPM1_{ef} : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, actualizado, en S/ /kW-mes.

FAPPM : Es igual al FAPEM definido en el numeral 1.2 de la presente resolución para los sistemas aislados.

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 artículo 1 de la presente resolución se hace uso de las fórmulas [6] y [7].

$$PEMP1 = PEMP0 \times FAPEM \dots \dots [6]$$

$$PEMF1 = PEMF0 \times FAPEM \dots \dots [7]$$

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 aplica para cada sistema eléctrico de manera independiente y se hace uso de las siguientes fórmulas [8] y [9].

$$PEMP1_{ef} = PEMP0_{ef} \times FAPEM \dots \dots [8]$$

$$PEMF1_{ef} = PEMF0_{ef} \times FAPEM \dots \dots [9]$$

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

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + g \times FPGN + s \times FPM + cb \times FCB \dots [10]$$

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}} \dots \dots [11]$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}} \dots \dots [12]$$

$$FPGN = \frac{PGN}{PGN_0} \dots \dots [13]$$

$$FCB = \left(\frac{PCB}{PCB_0} \right) \times FTC \dots \dots [14]$$

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

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0360	0,0812	0,0261	0,8567	---	0,0000
Sistemas Aislados						
Adinelsa	0,0000	0,2529	0,0000	0,0000	0,7471	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	0,2386	0,5174	0,0000	0,2440	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,5854	0,0000	0,0000	0,4146	0,0000
Pluz Energía	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	0,8543	0,0000	0,0000	0,1457	0,0000
Acciona	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000

Cuadro N° 7

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial			
		Biodiesel B5 PD2 ₀ (S/ /Gln.)	Residual N° 6 PR6 ₀ (S/ /Gln.)	Carbón Bituminoso PCB ₀ (USD/Ton.)	Gas Natural PGN ₀ (S/ /MMBtu)
SEIN	Callao	12,13	3,94	123,21	13,563
SISTEMAS AISLADOS					
Electro Oriente	Iquitos	19,88	9,00	---	---
Electro Ucayali	Pucallpa	19,87	---	---	---
Seal	Mollendo	19,75	---	---	---
Adinelsa	El Milagro	18,43	---	---	---

Donde:

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

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

- PEMP1 : Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- PEMF1 : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- FAPEM : Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.
- PPM0_{ef} : Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en S/ /kW-mes.
- PPM1_{ef} : Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef}, actualizado, en S/ /kW-mes.
- PEMP0_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en ctm. S/ /kWh.
- PEMP1_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{ef}, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- PEMF0_{ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 13 de la presente Resolución, en ctm. S/ /kWh.
- PEMF1_{ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{ef}, actualizado, en ctm. S/ /kWh.
- 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.
- PD2₀ : Precio inicial del petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50, en S/ /Gln.
- 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.
- PR6₀ : Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S/ /Gln.
- PGN : Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en S/ /MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo con lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".
- PGN₀ : Precio inicial del Gas Natural, en S/ /MMBtu.
- PCB : Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en USD/Ton.
- PCB₀ : Precio inicial del Carbón Bituminoso, en USD/Ton.
- 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_R6₀ : 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_D2₀ : Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 o Biodiesel B5-S50 inicial:
Para el SEIN: Planta Callao igual a 1,49 S/ /Gln.
Para Sistemas Aislados: Planta Callao igual a 1,49 S/ /Gln, Planta Iquitos igual a 0,00 S/ /Gln.

Para la actualización de los precios de los Sistemas Aislados por empresa distribuidora (PM_{sea}), no pueden ser menores que el Precio Medio de Referencia del SEIN (PR_{sein}) establecido en el Cuadro N° 9, 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; según la fórmula [15].

$$PM_{sea} = \left(PPM_{1_{ef}} \times \frac{100}{720 \times fc} + PEMP_{1_{ef}} \times 0,3 + PEMF_{1_{ef}} \times 0,7 \right) \dots [15]$$

Donde:

PM_{sea} : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados.

fc : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 8.

Cuadro N° 8

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4016
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6055
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,4241
Pluz Energía	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500
Acciona	0,3000

PR_{sein} : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según lo siguiente:

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	Precio Medio de Referencia del SEIN		
	PPB S/ /kW-mes	PME ctm. S/ /kWh	PR_{sein} ctm. S/ /kWh
Adinelsa	60,36	19,38	28,59
Chavimochic	60,36	19,38	28,59
Eilhicha	60,36	19,38	28,59
Electro Oriente	60,50	18,83	28,06
Electro Puno	60,53	18,17	27,95
Electro Ucayali	60,08	18,17	27,34
Pluz Energía	60,36	19,38	28,59
Hidrandina	60,36	19,38	28,59
Seal	60,33	18,95	28,15
Acciona	60,32	19,47	28,67

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

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) son actualizados utilizando la fórmula [16], [17], [18 y [19].

$$PCSPT1 = PCSPT0 \times FAPCSPT \dots \dots [16]$$

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

$$FPal = \frac{Pal}{Pal_0} \dots \dots \dots [18]$$

$$FACu = \frac{Pcu}{Pcu_0} \dots \dots \dots [19]$$

Cuadro N° 10

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,2275	0,7610	0,0000	0,0115	---

	l	m	n	o	p
SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	0,5864	0,3319	0,0748	0,0069	---
SPT de Antamina	0,3972	0,5957	0,0000	0,0071	---
SPT de San Gabán	0,2323	0,7549	0,0000	0,0128	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
CUCSS	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo por FISE	---	---	---	---	1,0000
CUCCE	---	---	---	---	1,0000
CUCGE	---	---	---	---	1,0000

Donde:

PCSPT0 : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, publicado en la presente Resolución, en \$/ /kW-mes.

PCSPT1 : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, actualizado, en \$/ /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 consideran 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 toma 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)".

Pcu₀ : Índice inicial del Precio del Cobre igual a 478,583.

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 toma 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.

Pal₀ : Índice inicial del precio del Aluminio igual a 2 709,604.

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

Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro – Reserva Fría; Cargo por Prima, Cargo Unitario por FISE, Cargo por Confiabilidad y Cargo Unitario por CCUGE se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de Osinergmin aprobados por las Resoluciones N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD, N° 140-2015-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 determina de acuerdo con el procedimiento de Osinergmin aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: $p = FAPPM \times DP / 852,951$ 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 aplican las actualizaciones establecidas en sus respectivos contratos.

Los Cargos de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son actualizados utilizando la fórmula [20].

$$PTSGT1 = PTSGT0 \times FTC \dots \dots [20]$$

Los factores FPM y FTC 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 aplican de forma separada, en las condiciones establecidas en la LCE y el RLCE, según lo siguiente:

- a. Para el SEIN.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o SCT) 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 rigen por sus propias reglas. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implica 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 se procede a la actualización de todas las empresas distribuidoras, excepto en la empresa distribuidora cuyo PMsea actualizado sea menor al PRsein correspondiente, en ese caso se mantendrán sus valores vigentes.

Los Precios en Barra de la Energía en las Barras de Referencia de Generación se obtienen 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 obtienen 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 (PTSST).

Los indicadores por emplear en las Fórmulas de Actualización son 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) son determinados por Osinermin con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria son redondeados a cuatro dígitos decimales. Los valores actualizados de precios deben 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 en el Cuadro N° 11, en aplicación del Monto Específico aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro N° 11

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (S/)	Participación (%)
Adinelsa	1 125 783	0,4570%
Chavimochic	106 458	0,0432%
Eilhicha	443 757	0,1801%
ELOR-Iquitos	192 687 402	78,2223%
ELOR-Otros	34 077 910	13,8341%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	206 881	0,0840%
Electro Ucayali	13 020 631	5,2858%
Pluz Energía	696 834	0,2829%
Hidrandina	147 983	0,0601%
Seal	3 787 468	1,5375%
Acciona	31 894	0,0130%
Total	246 333 001	100,0000%

El Monto Específico Residual, cuyo monto asciende a 48 600 000 Soles¹, en sujeción a lo autorizado por el Ministerio de Energía y Minas es 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 SEIN², 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., según sea el caso.

Artículo 4.- Fijar los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplica 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 en el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	31,18	21,55	21,55
Chavimochic	MT	31,18	21,96	21,96
Eilhicha	MT	31,18	21,96	21,96
Electro Oriente	MT	31,18	33,35	33,35

¹ 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. El monto es recaudado por las empresas aportantes y transferidos a las empresas receptoras, según el programa mensual dispuesto por Osinermin mediante Comunicados GRT en la web institucional, y sólo de existir diferencias o montos no asignados, éstos son transferidos directamente al Ministerio.

² Osinermin, 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, el cual será informado a través de un Comunicado GRT 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.

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	31,18	28,52	28,52
Electro Ucayali	MT	31,18	38,64	38,64
Pluz Energía	MT	31,18	21,96	21,96
Hidrandina	MT	31,18	21,96	21,96
Seal	MT	31,18	50,11	50,11
Acciona	MT	31,18	25,10	25,10

Artículo 5.- Disponer que los precios máximos, a partir de los cuales se determinan los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, son calculados de acuerdo con lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utiliza el Precio a Nivel Generación al que hace referencia el artículo 29 de la Ley N° 28832, según lo establecido en el artículo 63 de la LCE.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados se utilizan los Precios en Barra Efectivos a los que se hace referencia en el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, fijados 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° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias.

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

Artículo 6.- Disponer que 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 o PTSST, 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 es redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSST, los valores obtenidos son redondeados a tres decimales.

Artículo 7.- 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 17,6727 USD/MWh para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2026 y 30 de abril de 2028.

Artículo 8.- Disponer que, para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva son facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva; según el primer bloque: 1,346 S/ /kVARh; segundo bloque: 2,557 ctm. S/ /kVARh; y tercer bloque: 3,770 ctm. S/ /kVARh.
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 son 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 reajustan 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 pueden ser mayores, en ningún caso, al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por el 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 efectúa 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 de 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 son reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual es calculado de acuerdo con la siguiente fórmula [1].

$$FLT = \frac{PMSA}{PMBEMT} \dots \dots [1]$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente [ctm. S/ /kWh].

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación [ctm. S/ /kWh].

Artículo 10.- Disponer que el Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG), a que se refiere el artículo 107 de la LCE, es 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 260,727 ctm. S/ /kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12.- Fijar en USD 102 886 235 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 100 324 830 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 2026 y el 30 de abril de 2027.

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 los Cuadros N° 13 y N° 14.

Cuadro N° 13

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP	329 577 329	614 642
Ampliación 24-1 ⁽¹⁾	5 580 960	0
Ampliación 24-2 ⁽¹⁾	17 203 816	0
Ampliación 23-1 ⁽¹⁾	3 226 053	0
Ampliación 23-2 ⁽¹⁾	4 870 451	0
Ampliación 23-3 ⁽¹⁾	1 717 401	0
Ampliación 23-4 ⁽¹⁾	2 595 035	0
Ampliación 23-5 ⁽¹⁾	686 278	0
SPT de Egemsa	308 612	0
SPT de San Gabán	422 600	0
SPT de Isa Perú (EX - Eteselva)	14 334 033	2 568
SPT de Antamina	427 736	0
SPT de Redesur	68 000 164	19 305
SPT de Transmantaro (Contrato Boot, Addendum N° 5 y N° 10)	183 012 016	0
SPT de Transmantaro (Addendum 8)	59 496 632	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional N° 1)	4 185 085	0
SPT de ISA (Contrato Boot, Ampliación N° 1 y N° 2)	54 077 514	177 924

Cuadro N° 14

Sistema de Transmisión	Peaje por Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
L.T. Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2) y Refuerzos	70 228 306	935 935
L.T. Talara - Piura 220 kV (2do Circuito)	10 975 429	0
L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV	105 609 019	19 748 855
L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV	54 387 917	391 010
L.T. Trujillo - Chiclayo 500 kV y Refuerzo	78 104 460	372 293
L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	11 766 155	0
L.T. Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500 kV	196 475 760	3 352 062
SE Carapongo (1° Etapa), incluye monto complementario	29 656 808	673 447
L.T. Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV ⁽¹⁾	83 979 115	0
L.T. Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500 kV	99 047 055	430 963
L.T. Carhuamayo - Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca 220 kV y SVC - SE Cajamarca	83 337 766	1 993 598
L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500kV y Refuerzos	243 614 580	281 022
L.T. Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV ⁽¹⁾	83 220 015	0
L.T. Aguaytía - Pucallpa 138 kV (2° Circuito)	6 288 893	12 280
L.T. Carhuauquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220 kV	78 170 917	253 177
L.T. Tintaya - Socabaya 220 kV	31 502 051	136 909
L.T. Azángaro - Juliaca - Puno 220 kV	26 459 319	44 911
L.T. Tintaya - Azángaro 220 kV	7 963 307	217 765
Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	45 220 588	0
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	16 814 056	0
Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾	10 398 861	0
SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT ⁽¹⁾	6 003 778	0
Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuauquero ⁽¹⁾	10 018 223	0
Lambayeque Norte 220 kV ⁽¹⁾	12 692 211	0
Enlace 220 kV Ica - Poroma ⁽¹⁾	26 811 998	0

Nota:

- (1) Los valores de Peaje por Conexión, Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario se aplicarán a partir de su puesta en Operación Comercial.
- 13.1 Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario debe recuperar por el primer periodo de fijación anual son calculados como sigue: (i) se determina el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril de 2027; (ii) este número de días se divide entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplica 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 determina la remuneración que los concesionarios deben recuperar por el primer periodo de fijación anual como sigue: (i) se determina 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 2027; (ii) este número de días se divide entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplica por los montos anuales correspondientes.
- 13.3 Los montos dejados de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión a los que se tuviera derecho, como consecuencia de la precisión contenida en el numeral precedente, debe ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas de liquidación aprobadas con Resoluciones N° 055-2020-OS/CD y N° 056-2020-OS/CD, y/o modificatorias.
- 13.4 Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión son actualizados conforme a lo señalado en el numeral 1.3 del artículo 2 y el artículo 15 de la presente resolución.

Artículo 14.- Disponer que las condiciones de aplicación de los Precios en Barra son las establecidas en el Procedimiento "Condiciones de aplicación de las tarifas de generación y transmisión eléctrica", aprobado con Resolución N° 002-2020-OS/CD, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente resolución.

Artículo 15.- 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 13° de la presente resolución, su correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario entra en vigencia el cuarto día del mes siguiente de comunicada la entrada en operación comercial por el ente competente.

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 estos, el correspondiente Cargo de Peaje por Conexión Unitario se incorpora en el pliego tarifario del siguiente mes.

Artículo 16.- 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, debe entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante Resolución N° 025-2025-OS/CD y en sus modificatorias y/o resoluciones complementarias.

Artículo 17.- Disponer, respecto a la solicitud de devolución anticipada presentada y sustentada por la empresa Peruana de Inversiones en Energía Renovables S.A.C. (ahora Celaris Energy S.A.) sobre el saldo negativo acumulado por concepto de Prima RER de la CH Manta, que el monto a devolver será determinado en la resolución que apruebe la primera actualización trimestral del Cargo por Prima RER.

Artículo 18.- Disponer la devolución, hasta el 30 de junio de 2026, sobre la recaudación en exceso por el Cargo Unitario por FISE fijado en la Resolución N° 048-2025-OS/CD, a cargo de la empresa Termoselva S.R.L. en un monto de S/ 383 013,41 (no incluye IGV) en favor de las empresas beneficiarias de dicho cargo, como pago a cuenta del Cargo Unitario por FISE al que se refiere el ítem 15 del Cuadro N° 3 de la presente resolución. Dicho monto debe ser transferido de forma proporcional a las empresas según los porcentajes indicados en la nota 2 del Cuadro N° 3 para la aplicación del cargo FISE.

Artículo 19.- Disponer que, a partir de la efectiva prestación del servicio eléctrico, luego de la Puesta en Operación Comercial acreditada ante la autoridad, de los proyectos de generación CER en los sistemas aislados de las localidades El Caco, Nueva Italia, Iparía, Sepahua y Bolognesi, las tarifas aplicables por el concesionario autorizado a los usuarios de electricidad de dichos sistemas serán los Precios en Barra Efectivos del Sistema Típico ST Tamshiyacu que aplique a sus usuarios la empresa Electro Oriente en el sistema Tamshiyacu, cuyos Precios en Barra de Sistema Aislado para la Potencia es 31,18 S/ /kW-mes y para la Energía es 115,83 ctm. S/ /kWh.

Artículo 20.- Disponer que la vigencia de la presente resolución comprende desde el 1 de mayo de 2026 hasta el 30 de abril de 2027, salvo lo previsto en el artículo 7.

Artículo 21.- Incorporar los Informes N° 215-2026-GRT, N° 216-2026-GRT y N° 217-2026-GRT como parte de la presente resolución.

Artículo 22.- Disponer la publicación de la presente resolución y su exposición de motivos en el diario oficial El Peruano y consignarlas junto con los informes indicados en el artículo 21 precedente, en el portal institucional: www.gob.pe/osinergmin y en la web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), están sujetas a regulación de precios las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo Osinermin fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, 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 la obligación descrita, Osinermin desarrolló las actividades y etapas del 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.

Así, en concordancia con la LCE y su reglamento, la Ley 28832 y sus reglamentos; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos los cuales contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al periodo mayo 2026 – abril 2027, dando inicio al procedimiento regulatorio, respecto del cual se ha cumplido con todos las etapas enmarcadas 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, en cuanto a los cargos tarifarios, 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”, 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; 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.

Así también, 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, Osinermin 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 (CUCGE), 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 Osinermin, se procede a publicar la presente resolución con la cual se fijan los Precios en Barra y cargos tarifarios para el periodo mayo 2026 – abril 2027. Con esta resolución se cumple con fijar los distintos precios que establecen 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 Osinermin.
- 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 CUCGE.

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.