



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 048-2025-OS/CD**

**Fija los Precios en Barra
para el período
mayo 2025 - abril 2026**

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

*Resolución de Consejo Directivo que fija los precios en barra y cargos tarifarios,
para el periodo mayo 2025-abril 2026.*

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 048-2025-OS/CD**

Lima, 10 de abril de 2025

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° 225-2025-GRT, N° 226-2025-GRT y N° 227-2025-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 su Anexo A.1, el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", donde se establecen las obligaciones y 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 proceso para la fijación de los precios en barra del periodo 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026 se inició el 13 de noviembre de 2024 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de los SUBCOMITÉS. Osinergmin, en cumplimiento del Procedimiento, convocó una audiencia pública a fin de que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos presentados, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2024;

Que, siguiendo con el Procedimiento, Osinergmin presentó sus observaciones a los Estudios Técnico Económicos. Conforme a lo establecido en el artículo 52 de la LCE se dispone que, absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se realice, Osinergmin procede a fijar y publicar los precios en barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, modificada por Ley N° 32249, se ha establecido que, respecto de la nueva referencia para la comparación de los precios en barra a nivel generación que fija Osinergmin, estos precios no puede diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las 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 el precio en barra no puede 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 a 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 Red de Energía del Perú S.A., Osinergmin debe 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") determinada en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones ("RAA"), tomando en cuenta, entre otros, los valores auditados y de la puesta en operación comercial (Acta de POC). Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del peaje por conexión del SPT, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los precios en barra;

Que, según los Contratos del Sistema Garantizado de Transmisión ("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 preliquidación 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° 070-2025-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2025, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Monto Específico aplicable al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2026, 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, se ha considerado separar 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, 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", modificada con Resolución N° 040-2016-OS/CD, 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, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución que se fijan los precios en barra, en concordancia con 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, 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. 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 conforme lo disponen los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970, el cual debe ser publicado en caso sea aplicable, en la resolución en la que se fije 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, en la Norma "Procedimiento Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica" aprobada con Resolución N° 073-2016-OS/CD, y expedida en cumplimiento de la Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, se encuentran comprendidos 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, mediante la Cuarta Disposición Transitoria de la Decisión N° 816 de la Comunidad Andina, modificada con Decisión N° 919, se extendió la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Ecuador y Perú (Anexo II) a que se refiere la Decisión N° 757, hasta la entrada en vigencia de los respectivos reglamentos. En el numeral 9 del artículo 1 del Anexo II de la Decisión 757, se establece que, ante situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna, el Agente importador peruano, en caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores. Mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM se aprobó el "Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757", en cuyo numeral 5.3 se establece que, en situaciones de emergencia restricciones declaradas, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, el cual será regulado por Osinergmin. En ese sentido, cuando exista un monto a reconocer, corresponderá considerar un cargo dentro del peaje del SPT, o la transferencia que hubiere lugar, pudiendo evaluarse dicha incorporación en los ajustes trimestrales de los cargos;

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° 029-2025-OS/CD, se dispuso la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, del proyecto de resolución mediante el cual se fijan los precios en barra y demás conceptos tarifarios aplicables al periodo comprendido del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026, 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, con la Resolución N° 029-2025-OS/CD, 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, la misma que se llevó a cabo el martes 18 de marzo de 2025. Asimismo, dentro del plazo establecido se recibieron comentarios de los interesados: Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A., Empresa de Electricidad del Perú S.A., Sr. Ronald Gonzáles Palma, Generación Andina S.A.C., Amazonas Energía Solar S.A.C., Electro Oriente S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Electro Ucayali S.A., Engie Energía Perú S.A., Ministerio de Energía y Minas, Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., Subcomité de Generadores del COES, Red de Energía del

Perú S.A., Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A., Consorcio Transmataro S.A., Acciona.Org Perú, Orygen Perú S.A.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A. y Inland Energy S.A.C.;

Que, se han expedido los Informes Técnicos N° 225-2025-GRT y N° 226-2025-GRT y Legal N° 227-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, División de Gas Natural y Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, respectivamente; en los cuales se analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto publicado, y complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin y la integran; 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 Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el artículo 7 inciso b) del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergrmin 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; 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° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 09-2025, de fecha 10 de abril de 2025.

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 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
Zorritos	220	21,58	18,13	16,83
Talara	220	21,58	18,03	16,74
Valle Chira	220	21,58	18,01	16,72
Piura Oeste	220	21,58	17,98	16,69
La Niña	220	21,58	17,79	16,53
Chiclayo Oeste	220	21,58	17,83	16,55
Carhuaquero	220	21,58	17,63	16,36
Carhuaquero	138	21,58	17,63	16,36
Cutervo	138	21,58	17,88	16,53
Jaén	138	21,58	18,11	16,77
Guadalupe	220	21,58	17,76	16,49
Guadalupe	60	21,58	17,79	16,52
La Ramada	220	21,58	17,42	16,19
Cajamarca	220	21,58	17,60	16,34
Trujillo Norte	220	21,58	17,65	16,40
Chimbote 1	220	21,58	17,50	16,27
Chimbote 1	138	21,58	17,53	16,30
Paramonga Nueva	220	21,58	17,17	15,98
Paramonga Nueva	138	21,58	17,13	15,96
Paramonga Existente	138	21,58	17,05	15,91
Medio Mundo	220	21,58	17,14	15,96

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Huacho	220	21,58	17,10	15,92
Lomera	220	21,58	17,11	15,88
Zapallal	220	21,58	17,09	15,84
Carabayllo	220	21,58	17,06	15,80
Ventanilla	220	21,58	17,14	15,88
La Planicie	220	21,58	17,10	15,83
Lima (1)	220	21,58	17,16	15,89
Cantera	220	21,58	16,84	15,65
Chilca	220	21,58	16,73	15,53
Asia	220	21,58	16,77	15,58
Alto Praderas	220	21,58	16,84	15,62
Independencia	220	21,58	16,88	15,72
Ica	220	21,58	16,89	15,72
Marcona	220	21,58	17,15	15,85
Chincha Nueva	220	21,58	16,89	15,73
Nasca Nueva	220	21,58	17,07	15,80
Chiribamba	220	21,58	16,80	15,60
Mantaro	220	21,58	16,64	15,41
Huayucachi	220	21,58	16,75	15,50
Pachachaca	220	21,58	16,85	15,62
Pomacocha	220	21,58	16,86	15,63
Huancavelica	220	21,58	16,73	15,51
Callahuanca	220	21,58	16,93	15,69
Cajamarquilla	220	21,58	17,07	15,82
Huallanca	138	21,58	17,16	15,97
Vizcarra	220	21,58	17,15	15,93
Tingo María	220	21,58	17,37	16,09
Aguaytía	220	21,58	17,45	16,16
Aguaytía	138	21,58	17,50	16,20
Aguaytía	22,9	21,58	17,49	16,18
Pucallpa	138	21,58	17,93	16,53
Pucallpa	60	21,58	17,95	16,53
Aucayacu	138	21,58	17,63	16,33
Tocache	138	21,58	17,83	16,52
Belaunde	138	21,58	17,97	16,62
Cáclic	220	21,58	17,85	16,53
Tingo María	138	21,58	17,40	16,11
Huánuco	138	21,58	17,29	15,97
Paragsha II	138	21,58	16,84	15,63
Paragsha	220	21,58	16,80	15,60
Yaupi	138	21,58	16,52	15,36
Yuncán	138	21,58	16,63	15,45
Yuncán	220	21,58	16,68	15,49
Oroya Nueva	220	21,58	16,82	15,61
Oroya Nueva	138	21,58	16,71	15,52
Oroya Nueva	50	21,58	16,76	15,57
Carhuamayo	138	21,58	16,74	15,55

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carhuamayo Nueva	220	21,58	16,77	15,57
Caripa	138	21,58	16,64	15,45
Desierto	220	21,58	16,88	15,71
Condorcocha	138	21,58	16,65	15,46
Condorcocha	44	21,58	16,65	15,46
Machupicchu	138	21,58	16,94	15,57
Cachimayo	138	21,58	17,50	16,06
Cusco (2)	138	21,58	17,57	16,10
Combapata	138	21,58	17,81	16,29
Tintaya	138	21,58	17,98	16,46
Tintaya Nueva	220	21,58	17,93	16,41
Ayaviri	138	21,58	17,77	16,25
Azángaro	138	21,58	17,65	16,13
San Gabán	138	21,58	16,81	15,38
Mazuco	138	21,58	17,25	15,59
Puerto Maldonado	138	21,58	18,37	15,82
Juliaca	138	21,58	17,81	16,26
Puno	138	21,58	17,81	16,26
Puno	220	21,58	17,78	16,24
Callalli	138	21,58	17,95	16,45
Santuario	138	21,58	17,73	16,26
Arequipa (3)	138	21,58	17,72	16,23
Socabaya	220	21,58	17,70	16,21
Cotaruse	220	21,58	17,27	15,89
Cerro Verde	138	21,58	17,78	16,25
Repartición	138	21,58	17,91	16,23
Mollendo	138	21,58	18,02	16,32
Moquegua (4)	220	21,58	17,71	16,20
Moquegua (4)	138	21,58	17,73	16,22
Ilo ELS (5)	138	21,58	17,91	16,37
Botiflaca	138	21,58	17,85	16,33
Toquepala	138	21,58	17,88	16,36
Aricota	138	21,58	17,76	16,31
Aricota	66	21,58	17,71	16,30
Tacna (Los Héroes)	220	21,58	17,78	16,24
Tacna (Los Héroes)	66	21,58	17,84	16,27
SISTEMAS AISLADOS (6)				
Adinelsa	MT	32,12	41,27	41,27
Chavimochic	MT	32,12	33,68	33,68
Eilhicha	MT	32,12	33,68	33,68
Electro Oriente	MT	32,12	76,60	76,60
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,12	89,78	89,78
Electro Ucayali	MT	32,12	72,61	72,61
Pluz Energía	MT	32,12	33,68	33,68

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Hidrandina	MT	32,12	33,68	33,68
Seal	MT	32,12	104,01	104,01
Acciona	MT	32,12	301,86	301,86

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:

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

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

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

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 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
Zorritos	220	1,0000	1,0571	1,0592
Talara	220	1,0000	1,0507	1,0539
Valle Chira	220	1,0000	1,0499	1,0527
Piura Oeste	220	1,0000	1,0479	1,0508
La Niña	220	1,0000	1,0373	1,0405



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
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0394	1,0417
Carhuaquero	220	1,0000	1,0274	1,0298
Carhuaquero	138	1,0000	1,0275	1,0296
Cutervo	138	1,0000	1,0423	1,0408
Jaen	138	1,0000	1,0554	1,0559
Guadalupe	220	1,0000	1,0351	1,0381
Guadalupe	60	1,0000	1,0368	1,0398
La Ramada	220	1,0000	1,0154	1,0190
Cajamarca	220	1,0000	1,0259	1,0286
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0287	1,0322
Chimbote 1	220	1,0000	1,0201	1,0243
Chimbote 1	138	1,0000	1,0217	1,0258
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0007	1,0058
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9988	1,0046
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9936	1,0014
Medio Mundo	220	1,0000	0,9992	1,0044
Huacho	220	1,0000	0,9971	1,0023
Lomera	220	1,0000	0,9976	0,9998
Zapallal	220	1,0000	0,9964	0,9970
Carabayllo	220	1,0000	0,9944	0,9948
Ventanilla	220	1,0000	0,9989	0,9996
La Planicie	220	1,0000	0,9967	0,9965
Lima (1)	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9818	0,9854
Chilca	220	1,0000	0,9750	0,9775
Asia	220	1,0000	0,9778	0,9805
Alto Praderas	220	1,0000	0,9815	0,9833
Independencia	220	1,0000	0,9839	0,9894
Ica	220	1,0000	0,9844	0,9893
Marcona	220	1,0000	0,9999	0,9978
Chincha Nueva	220	1,0000	0,9845	0,9900
Nasca Nueva	220	1,0000	0,9949	0,9948
Chiribamba	220	1,0000	0,9795	0,9821
Mantaro	220	1,0000	0,9699	0,9702
Huayucachi	220	1,0000	0,9766	0,9760
Pachachaca	220	1,0000	0,9823	0,9835
Pomacocha	220	1,0000	0,9829	0,9842
Huancavelica	220	1,0000	0,9751	0,9764
Callahuanca	220	1,0000	0,9867	0,9876
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9950	0,9957
Huallanca	138	1,0000	1,0003	1,0050

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
Vizcarra	220	1,0000	0,9997	1,0026
Tingo María	220	1,0000	1,0124	1,0127
Aguaytía	220	1,0000	1,0174	1,0172
Aguaytía	138	1,0000	1,0203	1,0197
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0192	1,0187
Pucallpa	138	1,0000	1,0451	1,0403
Pucallpa	60	1,0000	1,0463	1,0406
Aucayacu	138	1,0000	1,0278	1,0280
Tocache	138	1,0000	1,0392	1,0401
Belaunde	138	1,0000	1,0475	1,0463
Caclic	220	1,0000	1,0404	1,0405
Tingo María	138	1,0000	1,0141	1,0140
Huánuco	138	1,0000	1,0079	1,0053
Paragsha II	138	1,0000	0,9819	0,9841
Paragsha	220	1,0000	0,9795	0,9820
Yaupi	138	1,0000	0,9632	0,9668
Yuncan	138	1,0000	0,9694	0,9726
Yuncan	220	1,0000	0,9722	0,9752
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9807	0,9825
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9739	0,9772
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9771	0,9799
Carhuamayo	138	1,0000	0,9760	0,9786
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9778	0,9803
Caripa	138	1,0000	0,9702	0,9728
Desierto	220	1,0000	0,9838	0,9887
Condorcocha	138	1,0000	0,9707	0,9733
Condorcocha	44	1,0000	0,9707	0,9733
Machupicchu	138	1,0000	0,9874	0,9804
Cachimayo	138	1,0000	1,0199	1,0109
Cusco (2)	138	1,0000	1,0241	1,0136
Combapata	138	1,0000	1,0380	1,0257
Tintaya	138	1,0000	1,0479	1,0363
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0450	1,0331
Ayaviri	138	1,0000	1,0359	1,0231
Azángaro	138	1,0000	1,0286	1,0156
San Gaban	138	1,0000	0,9801	0,9678
Mazuco	138	1,0000	1,0053	0,9813
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0708	0,9958
Juliaca	138	1,0000	1,0381	1,0234
Puno	138	1,0000	1,0379	1,0234
Puno	220	1,0000	1,0363	1,0222

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
Callalli	138	1,0000	1,0463	1,0354
Santuario	138	1,0000	1,0336	1,0235
Arequipa (3)	138	1,0000	1,0332	1,0216
Socabaya	220	1,0000	1,0315	1,0203
Cotaruse	220	1,0000	1,0067	1,0001
Cerro Verde	138	1,0000	1,0365	1,0227
Repartición	138	1,0000	1,0439	1,0216
Mollendo	138	1,0000	1,0505	1,0272
Moquegua (4)	220	1,0000	1,0325	1,0198
Moquegua (4)	138	1,0000	1,0337	1,0211
Ilo ELS (5)	138	1,0000	1,0438	1,0305
Botiflaca	138	1,0000	1,0406	1,0279
Toquepala	138	1,0000	1,0421	1,0296
Aricota	138	1,0000	1,0355	1,0268
Aricota	66	1,0000	1,0324	1,0258
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0365	1,0223
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0402	1,0242

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	4,387	
2	SPT Ampliación 24-1 de REP ⁽¹⁾	0,062	
3	SPT de Egemsa	0,004	
4	SPT de San Gabán	0,005	
5	SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	0,162	
6	SPT de Antamina	0,005	
7	SPT de Redesur	0,760	
8	SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	2,581	
9	SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,252	
10	SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,047	
11	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,528	
12	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF) Centrales duales	0,285
		RF de Talara	0,925
		RF de Ilo	2,052
		RF de Eten	1,072
		RF de Puerto Maldonado	0,130
		RF de Pucallpa	0,226

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT \$/kW-mes
13	Cargo por Prima RER	Central Cogeneración Paramonga
		C.H. Santa Cruz II
		C.H. Santa Cruz I
		C.H. Poechos 2
		C.H. Roncador
		C.H. La Joya
		C.H. Carhuaquero IV
		C.H. Caña Brava
		C.T. Huaycoloro
		C.H. Huasahuasi I
		C.H. Huasahuasi II
		C.H. Nuevo Imperial
		C.S. Repartición Solar 20T
		C.S. Majes Solar 20T
		C.S. Tacna Solar 20T
		C.S. Panamericana Solar 20T
		C.H. Yanapampa
		C.H. Las Pizarras
		C.E. Marcona
		C.E. Talara
		C.E. Cupisnique
		C.H. Runatullo III
		C.H. Runatullo II
		C.S.F. Moquegua FV
		C.H. Canchaylo
		C.T. La Gringa
		C.E. Tres Hermanas
		C.H. Chancay
		C.H. Rucuy
		C.H. Potrero
		C.H. Yarucaya
		C.S. Rubí
		C.H. Renovandes H1
C.S. Intipampa		
C.E. Wayra I		
C.B. Huaycoloro II		
C.H. Angel I		
C.H. Angel II		
C.H. Angel III		
C.H. Her		
C.H. Carhuac		
C.H. El Carmen		
C.H. 8 de Agosto		
C.H. Manta		
C.T. Callao		
14	Cargo Unitario por FISE ⁽²⁾	0,387
15	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía ⁽³⁾	0,823

Nº	Sistema de Transmisión		PCSPT S/ /kW-mes
16	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	C.T. Puerto Bravo	2,533
		C.T. NEPI	2,032

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 Unitario por FISE entre las empresas: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Orygen Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., SDF Energía S.A.C., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,93%, 10,35%, 25,67%, 33,95%, 1,50%, 17,22%, 9,25% y 1,13%, respectivamente.
- (3) El COES debe distribuir los montos a transferir por la aplicación del Cargo Unitario por CCCSE entre las empresas: Electro Oriente S.A. -SE Yurimaguas- (0,1%) e Hidrandina S.A. -SE Chao y otros- (99,9%).

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los que se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes
1	LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)	0,555
2	LT Talara – Piura (2do Circuito)	0,123
3	LT Zapallal – Trujillo 500 kV	1,296
4	LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse	0,607
5	LT Trujillo – Chiclayo 500 Kv	0,871
6	LT Pomacocha – Carhuamayo	0,132
7	Línea Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV	2,175
8	SE Carapongo (1º Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario)	0,332
9	LT Carhuamayo – Paragsha 220 kV	0,943
10	LT Paragsha – Conococha 220 kV	
11	LT Conococha – Huallanca 220 kV	
12	LT Huallanca – Cajamarca 220 kV	
13	SE Cajamarca – SVC	
14	LT Socabaya – Tintaya	0,351
15	LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV	2,543
16	LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cáclic – Moyobamba	0,873
17	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas	1,114
18	Refuerzo 2: Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	0,119
19	LT Aguaytía – Pucallpa (2da Terna)	0,070
20	LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV	0,296
21	LT Tintaya – Azángaro 220 kV	0,091
22	Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayllo	0,115
23	LT Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV ⁽²⁾	0,899
24	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas ⁽²⁾	0,908
25	Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾	0,446
26	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾	0,167
27	Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾	0,112
28	Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do Transformador) ⁽²⁾	0,075

Nº	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes
29	Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (2do Transformador) ⁽²⁾	0,077
30	SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA ⁽²⁾	0,061
31	Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero ⁽²⁾	0,108
32	Lambayeque Norte 220 kV ⁽²⁾	0,137

Nota:

- (1) Los cargos PTSPT 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, según los procedimientos correspondientes.

D) 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 Nº 1, es igual a cero.

E) PRECIOS EN BARRA PARA 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.

Cuadro Nº 5

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEBPA	PEBFA
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	21,58	25,36	23,53
Talara	220	21,58	25,21	23,41
Valle Chira	220	21,58	25,19	23,39
Piura Oeste	220	21,58	25,14	23,34
La Niña	220	21,58	24,88	23,12
Chiclayo Oeste	220	21,58	24,94	23,14
Carhuaquero	220	21,58	24,65	22,88
Carhuaquero	138	21,58	24,65	22,87
Cutervo	138	21,58	25,01	23,12
Jaén	138	21,58	25,32	23,46
Guadalupe	220	21,58	24,83	23,06
Guadalupe	60	21,58	24,87	23,10
La Ramada	220	21,58	24,36	22,64
Cajamarca	220	21,58	24,61	22,85
Trujillo Norte	220	21,58	24,68	22,93
Chimbote 1	220	21,58	24,47	22,76
Chimbote 1	138	21,58	24,51	22,79
Paramonga Nueva	220	21,58	24,01	22,35
Paramonga Nueva	138	21,58	23,96	22,32
Paramonga Existente	138	21,58	23,84	22,25
Medio Mundo	220	21,58	23,97	22,31
Huacho	220	21,58	23,92	22,27
Lomera	220	21,58	23,93	22,21
Zapallal	220	21,58	23,90	22,15
Carabaylo	220	21,58	23,86	22,10
Ventanilla	220	21,58	23,96	22,21

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEBPA	PEBFA
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
La Planicie	220	21,58	23,91	22,14
Lima (1)	220	21,58	23,99	22,22
Cantera	220	21,58	23,55	21,89
Chilca	220	21,58	23,39	21,72
Asia	220	21,58	23,46	21,78
Alto Praderas	220	21,58	23,55	21,84
Independencia	220	21,58	23,60	21,98
Ica	220	21,58	23,62	21,98
Marcona	220	21,58	23,99	22,17
Chincha Nueva	220	21,58	23,62	22,00
Nasca Nueva	220	21,58	23,87	22,10
Chiribamba	220	21,58	23,50	21,82
Mantaro	220	21,58	23,27	21,55
Huayucachi	220	21,58	23,43	21,68
Pachachaca	220	21,58	23,57	21,85
Pomacocha	220	21,58	23,58	21,86
Huancavelica	220	21,58	23,39	21,69
Callahuanca	220	21,58	23,67	21,94
Cajamarquilla	220	21,58	23,87	22,12
Huallanca	138	21,58	24,00	22,33
Vizcarra	220	21,58	23,98	22,27
Tingo María	220	21,58	24,29	22,50
Aguaytía	220	21,58	24,41	22,60
Aguaytía	138	21,58	24,48	22,65
Aguaytía	22,9	21,58	24,45	22,63
Pucallpa	138	21,58	25,07	23,11
Pucallpa	60	21,58	25,10	23,12
Aucayacu	138	21,58	24,66	22,84
Tocache	138	21,58	24,93	23,11
Belaunde	138	21,58	25,13	23,25
Cáclic	220	21,58	24,96	23,12
Tingo María	138	21,58	24,33	22,53
Huánuco	138	21,58	24,18	22,33
Paragsha II	138	21,58	23,56	21,86
Paragsha	220	21,58	23,50	21,82
Yaupi	138	21,58	23,11	21,48
Yuncán	138	21,58	23,26	21,61
Yuncán	220	21,58	23,32	21,67
Oroya Nueva	220	21,58	23,53	21,83
Oroya Nueva	138	21,58	23,36	21,71
Oroya Nueva	50	21,58	23,44	21,77
Carhuamayo	138	21,58	23,41	21,74
Carhuamayo Nueva	220	21,58	23,46	21,78
Caripa	138	21,58	23,27	21,61

Barra de Referencia de Generación	Tensión	PPM	PEBPA	PEBFA
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Desierto	220	21,58	23,60	21,97
Condorcocha	138	21,58	23,29	21,62
Condorcocha	44	21,58	23,29	21,62
Machupicchu	138	21,58	23,69	21,78
Cachimayo	138	21,58	24,47	22,46
Cusco (2)	138	21,58	24,57	22,52
Combapata	138	21,58	24,90	22,79
Tintaya	138	21,58	25,14	23,02
Tintaya Nueva	220	21,58	25,07	22,95
Ayaviri	138	21,58	24,85	22,73
Azángaro	138	21,58	24,68	22,56
San Gabán	138	21,58	23,51	21,50
Mazuco	138	21,58	24,12	21,80
Puerto Maldonado	138	21,58	25,69	22,12
Juliaca	138	21,58	24,90	22,74
Puno	138	21,58	24,90	22,74
Puno	220	21,58	24,86	22,71
Callalli	138	21,58	25,10	23,00
Santuario	138	21,58	24,80	22,74
Arequipa (3)	138	21,58	24,79	22,70
Socabaya	220	21,58	24,75	22,67
Cotaruse	220	21,58	24,15	22,22
Cerro Verde	138	21,58	24,87	22,72
Repartición	138	21,58	25,04	22,70
Mollendo	138	21,58	25,20	22,82
Moquegua (4)	220	21,58	24,77	22,66
Moquegua (4)	138	21,58	24,80	22,68
Ilo ELS (5)	138	21,58	25,04	22,89
Botiflaca	138	21,58	24,96	22,84
Toquepala	138	21,58	25,00	22,87
Aricota	138	21,58	24,84	22,81
Aricota	66	21,58	24,77	22,79
Tacna (Los Héroes)	220	21,58	24,87	22,71
Tacna (Los Héroes)	66	21,58	24,96	22,75

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:

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

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.

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:

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

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

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 a lo dispuesto en los artículos 46 y 52 de la LCE, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el artículo 1 de la presente resolución, son actualizadas utilizando las siguientes fórmulas de actualización.

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

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

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

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

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

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/ 3,677 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 275,904767.

La actualización de los precios del SEIN, los valores de las constantes a y b corresponden a los establecidos en el Cuadro N° 6.

Cuadro N° 6

Sistema	a	b
SEIN	0,7774	0,2226

La actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 utiliza, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM = FAPEM).

La actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 13 utiliza la fórmula [5].

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} \times (1 + k) + PPM0_{ef} \times (FAPEM - 1) \dots \dots [5]$$

Donde:

PPM0 : Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/ /kW-mes.

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.

FAPEM : Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente resolución.

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2025. Este factor puede ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas, en la web institucional. El valor inicial del factor k es 0.

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].

$$PEMP1 = PEMF0 \times FAPEM \dots \dots [6]$$

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

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 hace uso de las fórmulas [8] y [9].

$$PEMP1_{ef} = PEMP0_{ef} \times (1 + k) + PEMP0_{ef} \times (FAPEM - 1) \dots \dots [8]$$

$$PEMF1_{ef} = PEMF0_{ef} \times (1 + k) + PEMF0_{ef} \times (FAPEM - 1) \dots \dots [9]$$

Donde:

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente, en forma acumulada, a partir de agosto de 2025. Este factor puede ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas, en la web institucional. El valor inicial del factor k es 0.

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

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

Cuadro N° 7

Empresa Distribuidora	Precio Medio de Referencia del SEIN		
	PPB S/ /kW-mes	PME ctm. S/ /kWh	PMRsein ctm. S/ /kWh
Adinelsa	61,25	21,66	31,51
Chavimochic	61,25	21,66	31,51
Eilhicha	61,25	21,66	31,51
Electro Oriente	61,19	21,33	31,17
Electro Puno	61,17	19,93	31,12
Electro Ucayali	61,17	19,93	29,77
Pluz Energía	61,25	21,66	31,51
Hidrandina	61,25	21,66	31,51
Seal	61,17	21,01	30,85
Acciona	61,30	21,64	31,50

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

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

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

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

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

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

Cuadro N° 8

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,0108	0,0034	0,0000	0,9858	---	0,0000
Sistemas Aislados¹						
Adinelsa	0,0000	0,1288	0,0000	0,0000	0,8712	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	0,1528	0,5996	0,0000	0,2476	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

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

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4805	0,0000	0,0000	0,5195	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	0,8454	0,0000	0,0000	0,1546	0,0000
Acciona	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000

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.

PPM_{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 PPM_{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.

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.

PEMP1_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{ef}, actualizado, en ctm. S/ /kWh.

PEMF1_{ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{ef}, actualizado, en ctm. S/ /kWh.

PMsea : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:

$$PMsea = \left(PPM1_{ef} \times \frac{100}{720 \times fc} + PEMP1_{ef} \times 0,3 + PEMF1_{ef} \times 0,7 \right) \dots [15]$$

fc : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4458
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5774
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5482
Pluz Energía	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500
Acciona	0,3000

Donde:

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, 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.
- PR6₀ : 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.
- PCB₀ : 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_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
- 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 céntimos de 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 céntimos de S/ /kWh.
- PEMP1_{ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMP0_{ef}, actualizado, en céntimos de S/ /kWh.
- PEMF1_{ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMF0_{ef}, actualizado, en céntimos de S/ /kWh.

Los precios medios de los sistemas aislados (PMsea) actualizados por empresa distribuidora, no pueden ser menores que el Precio Medio de Referencia del SEIN (PRsein) correspondiente establecido en el Cuadro N° 7, 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 PD2 ₀ (S/ /Gln.)	Residual N° 6 PR6 ₀ (S/ /Gln.)	Carbón Bituminoso PCB ₀ (USD/Ton)
SEIN	Callao	8,93	3,94	121,67
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	11,68	9,05	---
Electro Ucayali	Pucallpa	11,67	---	---

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial ⁽¹⁾		
		Biodiesel B5 PD ₂₀ (\$/Gln.)	Residual N° 6 PR ₆ (\$/Gln.)	Carbón Bituminoso PCB ₀ (USD/Ton)
Seal	Mollendo	11,67	---	---
Adinelsa	El Milagro	12,40	---	---

Nota:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el artículo 124 del RLCE.

PGN : Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en \$/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".

PGN₀ : Precio inicial del Gas Natural igual a 14,069 \$/MMBtu, que se obtiene utilizando el TC₀.

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

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

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) son actualizados utilizando la fórmula [16].

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

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

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

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

Cuadro N° 11

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Egemsa	0,2478	0,7401	0,0000	0,0121	---
SPT Isa Perú (EX - Eteselva)	0,5978	0,3109	0,0839	0,0074	---
SPT de Antamina	0,4137	0,5792	0,0000	0,0071	---
SPT de San Gabán	0,2574	0,7294	0,0000	0,0132	---
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 consideraran 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)".

- P_{cu_0} : Índice inicial del Precio del Cobre igual a 420,417.
- 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.
- Pal_0 : Índice inicial del precio del Aluminio igual a 2 490,552.
- 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 aprobado por la Resolución N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: $p = FAPPM \cdot DP / 853,694$ 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 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 aplican de forma separada, en las condiciones establecidas en la LCE y el RLCE, según lo siguiente:

- 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.
- 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 PMRsein correspondiente, en ese caso se mantendrán sus valores vigentes. 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 puede ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas, en la web institucional.
- 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 (PTSGT).

Los indicadores a 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 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 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° 12.

Cuadro N° 12

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (S/)	Participación (%)
Adinelsa	1 001 874	0,4366%
Chavimochic	70 436	0,0307%
Eilhicha	404 364	0,1762%
ELOR-Iquitos	186 771 757	81,9329%
ELOR-Otros	30 960 426	12,9549%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	240 424	0,1048%
Electro Ucayali	6 723 464	2,9301%
Pluz Energía	650 394	0,2835%
Hidrandina	166 681	0,0726%
Seal	2 396 585	1,0444%
Acciona	76 292	0,0333%
Total	229 462 697	100,0000%

El Monto Especifico Residual, cuyo monto asciende a 53 043 894 Soles², 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 SEIN³, 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 aplican 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° 13.

Cuadro N° 13

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,12	23,62	23,62
Chavimochic	MT	32,12	23,21	23,21
Eilhicha	MT	32,12	23,21	23,21
Electro Oriente	MT	32,12	30,71	30,71
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,12	24,27	24,27
Electro Ucayali	MT	32,12	29,86	29,86
Pluz Energía	MT	32,12	23,21	23,21
Hidrandina	MT	32,12	23,21	23,21
Seal	MT	32,12	32,05	32,05
Acciona	MT	32,12	23,53	23,53

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 a 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.

² El Monto Especifico Residual se obtiene de la diferencia del Monto Especifico 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, y de existir diferencias o montos no asignados, éstos son transferidos directamente al Ministerio.

³ 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 Especifico Residual, 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.

- 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, éstos 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 PTSPT, las tarifas equivalentes a aplicar en la facturación de estos cargos serán iguales al equivalente obtenido de ponderar cada tarifa por los días de su vigencia respecto del total de días del mes. El valor de PPM así obtenido es redondeado a dos cifras decimales, mientras que en el caso del PCSPT o PTSPT, los valores obtenidos son redondeados a tres decimales.

Artículo 7.- Fijar el valor de 21,80% como el Margen de Reserva para el Sistema Aislado Iquitos aplicable desde el 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.

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, ver Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14

Bloque	ctm. S/ /kVARh
Primero	1,474
Segundo	2,799
Tercero	4,129

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 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 a 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, en céntimos de S/ /kWh.

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

Artículo 10.- Disponer que el Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG), a que se refiere el artículo 107 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 274,304 ctm. S/ /kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12.- Fijar en USD 99 655 281 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en USD 97 236 319 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 2025 y el 30 de abril de 2026.

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° 15 y N° 16.

Cuadro N° 15

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
SPT de REP	413 720 062	73 318
Ampliación 24-1	5 871 585	0
SPT de Egemsa	336 660	0
SPT de San Gabán	455 168	0
SPT de Isa Perú (EX - Eteselva)	15 252 136	364
SPT de Antamina	456 022	0
SPT de Redesur	71 696 637	9 269
SPT de Transmantaro (Contrato Boot, Addendum N° 5 y N° 10)	233 044 322	0
SPT de Transmantaro (Addendum 8)	23 809 258	0
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional N° 1)	4 412 097	0
SPT de ISA (Contrato Boot, Ampliación N° 1 y N° 2)	49 794 932	225 482

Cuadro N° 16

Sistema de Transmisión	Peaje por Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
L.T. Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	52 325 352	1 595 071
L.T. Talara - Piura 220 kV (2do Circuito)	11 570 110	0
L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV	122 171 975	9 979 983
L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV	57 230 026	518 842
L.T. Trujillo - Chiclayo 500 kV	77 890 668	553 655
L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	12 401 539	1 971
L.T. Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500 kV	205 069 064	5 590 641
SE Carapongo (1° Etapa)	30 974 222	601 257
SE Carapongo (Monto Complementario)	398 192	0
Banco Reactores Trujillo – Chiclayo (Refuerzo 1)	4 289 439	0
L.T. Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV ⁽¹⁾	85 577 622	0
L.T. Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500 kV	105 069 439	326 618
Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabaylo Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca Ampliación de barras 500 kV en SE Carabaylo	10 888 353	0
Refuerzo 2: Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	11 249 768	0
L.T. Carhuamayo - Paragsha 220 kV	7 442 980	1 026 962
L.T. Paragsha - Conococha 220 kV	11 470 216	0
L.T. Conococha - Huallanca 220 kV	21 198 122	0
L.T. Huallanca - Cajamarca 220 kV	39 556 318	0
SVC - SE Cajamarca	9 263 544	0
L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	230 087 866	1 709 244
CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	9 232 543	0
Doble barra - SE Montalvo	469 312	0
Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do Transformador) ⁽¹⁾	7 114 029	0
Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (2do Transformador) ⁽¹⁾	7 305 261	0
L.T. Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya 220kV ⁽¹⁾	84 805 133	0
L.T. Aguaytía - Pucallpa 138 kV (2° Circuito)	6 629 090	13 609
L.T. Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220 kV	82 338 383	334 509

Sistema de Transmisión	Peaje por Transmisión (S/)	Ingreso Tarifario Esperado (S/)
L.T. Tintaya - Socabaya 220 kV	33 118 161	235 699
L.T. Azángaro - Juliaca - Puno 220 kV	27 940 405	0
L.T. Tintaya - Azángaro 220 kV	8 550 604	80 742
Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾	42 056 390	0
Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾	15 765 851	0
Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾	10 596 944	0
SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT ⁽¹⁾	5 713 947	0
Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero ⁽¹⁾	10 209 529	0
Lambayeque Norte 220 kV ⁽¹⁾	12 933 897	0

Nota:

(1) Los valores de Peaje de Transmisión y del 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 2026; (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 2026; (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 Resolución N° 055-2020-OS/CD, 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 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 los mismos, 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° 047-2025-OS/CD y en sus modificatorias y/o resoluciones complementarias.

Artículo 17.- Disponer, respecto respecto del procedimiento regulatorio en curso, que las empresas de generación RER, adjudicadas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002, que comuniquen a Osinergmin hasta el 15 de junio de 2025, su solicitud para el pago de los saldos acumulados (negativos) de las primas a liquidar para el presente periodo tarifario, éstos se efectuarán luego de su evaluación, conforme a la resolución que apruebe la primera actualización de los cargos unitarios de agosto – octubre de 2025. En dicha resolución se incluirá la devolución de Orygen Perú S.A.A., según se encuentra analizado en los informes de sustento.

Artículo 18.- Disponer que la vigencia de la presente resolución comprende desde el 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2026.

Artículo 19.- Disponer la publicación de la presente resolución y su exposición de motivos en el diario oficial El Peruano y en el portal institucional: <https://www.gob.pe/osinergmin> y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnicos N° 225-2025-GRT, N° 226-2025-GRT y el Informe Legal N° 227-2025-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

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 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 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, Osinergmin desarrolló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado con Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Con 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 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 el precio en barra no puede 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.

Así, en concordancia con la LCE y 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 los cuales contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2026, habiéndose 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, es menester resaltar lo siguiente:

Conforme lo 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, publicada el 22 de diciembre de 2012; el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, entendido como Cargo Unitario por Compensación FISE, el cual debe ser publicado en la resolución con la que se establezcan los Precios en Barra, cuyo "Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos", fue aprobado con Resolución N° 151-2013-OS/CD.

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, 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 (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 Osinergmin, se procede a publicar la presente resolución con la cual se fijan los Precios en Barra para el periodo mayo 2025 – abril 2026, cumpliéndose así con la fijación de los distintos valores y 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 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 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.