

aprobado con Resolución N° 078-2004-OS/CD, se regula la forma de cálculo de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal de Transporte y Distribución, así como el de liquidación de los Pagos Adelantados por la GRP y su Factor de Descuento;

Que, los pagos adelantados por concepto de GRP, tienen naturaleza de un pago adelantado del servicio, lo cual origina un Costo del Servicio descontado, es decir, un Costo del Servicio afecto a un Factor de Descuento (en adelante "FD"). Es así que, la Tarifa Base, al ser determinada como el cociente del Costo del Servicio entre la Capacidad Garantizada Total, es afectada por el FD, lo cual originaría que los usuarios de la Red Principal se beneficien por dicho pago adelantado;

Que, posteriormente, producto del incremento de la capacidad contratada en la Red Principal de Transporte, que superaba la Capacidad Garantizada, con Resolución N° 082-2010-OS/CD se aprobó la Norma "Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de la Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el Ingreso Garantizado" (en adelante "Norma FDA"), donde se establece la naturaleza, el procedimiento y los criterios de aplicación del Factor de Descuento Aplicable (en adelante "FDA");

Que, el FD y el FDA no constituyen tarifas por el servicio de la Red Principal, sino factores que permiten compensar a los usuarios por el adelanto de la GRP, diferenciándose en que, mientras el FD se calcula y aplica cuando el Ingreso Garantizado es superior a los Ingresos Reales del servicio, el FDA se utiliza cuando el Ingreso Garantizado es inferior a los Ingresos Reales del servicio, como sucede en la actualidad;

Que, de acuerdo a lo establecido en la Norma FDA, el valor del FDA tiene una vigencia de 12 meses y se aplica a partir del 1 de mayo de cada año. En ese sentido, habiéndose aprobado mediante Resolución N° 076-2023-OS/CD el valor del FDA para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2023 y el 30 de abril de 2024; resulta necesario aprobar el nuevo valor para el periodo mayo 2024 – abril 2025;

Que, finalmente se han emitido el Informe Técnico N° 254-2024-GRT y el Informe Legal N° 255-2024-GRT, los cuales han sido elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, y que complementan la motivación de la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

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 Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin; en la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural; en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y en el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General, así como en sus normas modificatorias y complementarias, y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 014-2024 de fecha 25 de abril de 2024;

SE RESUELVE:

#### Artículo 1.- Factor de Descuento Aplicable

Aprobar el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA), que debe aplicarse a la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2024 y el 30 de abril 2025, de acuerdo a lo siguiente:

Empresa	FDA
Transportadora de Gas del Perú S.A.	0,95477

#### Artículo 2.- Incorporación de Informes

Incorporar el Informe Técnico N° 254-2024-GRT y el Informe Legal N° 255-2024-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

#### Artículo 3.- Publicación de la Resolución

Disponer que la presente resolución sea publicada en el Diario Oficial "El Peruano", y consignada, junto con su exposición de motivos y los Informes N° 254-2024-GRT y N° 255-2024-GRT, en el Portal Institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

#### EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La Garantía por Red Principal (GRP) es un mecanismo definido en el Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM y en los Contratos BOOT de Concesión de Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) y Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), como el cargo que Osinergmin debía incorporar anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica Nacional que se refiere el artículo 59 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

De acuerdo a lo establecido en la Norma "Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el Ingreso Garantizado", aprobada con Resolución N° 082-2010-OS/CD, el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA) representa un factor de descuento que se aplica a los usuarios de la Red Principal de Transporte y Distribución de gas natural, a consecuencia del Pago Adelantado Total de la GRP que se efectuó durante el periodo comprendido entre noviembre del 2002 hasta el 19 de agosto del 2004 y que no representa una tarifa, señalándose que el FDA es aplicable cuando los Ingresos Estimados superan a los Ingresos Garantizados.

La aprobación del FDA que Osinergmin tiene a su cargo no es una tarifa regulada, por lo que en su determinación no resulta aplicable las etapas del Procedimiento para la Fijación de Precios Regulados aprobado con Resolución N° 080-2012-OS/CD ni le corresponde la aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, sino más bien se rige por los principios de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

Considerando que mediante Resolución N° 076-2023-OS/CD se aprobó el valor del FDA vigente hasta el 30 de abril de 2024, corresponde a Osinergmin aprobar el nuevo valor del FDA para el periodo mayo 2024 – abril 2025 para la empresa TGP, teniendo en cuenta que en el caso de la empresa Cálidda la Red Principal, para efectos tarifarios, ha dejado de existir al haber sido unificada con las Otras Redes en la Tarifa Única de Distribución.

Para tales efectos, se considera los Ingresos Estimados del Mercado Nacional para el periodo de mayo 2024 – abril 2025 y el Ajuste del Monto Liquidado del periodo anterior, el cual es el resultado de la determinación de los montos realmente descontados a los usuarios de la Red Principal de Transporte de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. durante el periodo marzo 2023 – febrero 2024, con base al cual se estima el Monto de Descuento Corregido para el periodo de mayo 2024 – abril 2025.

2283533-1

**Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio a Nivel Generación, a partir del 1 de mayo hasta el 3 de agosto de 2024**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 062-2024-OS/CD**

Lima, 26 de abril de 2024

## CONSIDERANDO:

Que, mediante el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley N° 28832"), se creó el Precio a Nivel Generación a ser aplicado a los consumidores finales de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN") sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho precio, en general es calculado como el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación y de los contratos resultantes de licitaciones;

Que, en el citado artículo se estableció un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN" ("Reglamento"), en cuyo numeral 2.3 se dispone que Osinergrmin apruebe los procedimientos para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias del mecanismo de compensación entre empresas aportantes y receptoras;

Que, mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD se aprobó el Texto Único Ordenado de la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios" ("TUO del PNG"), el cual contiene el procedimiento de aplicación para la determinación del precio y para el funcionamiento del indicado mecanismo;

Que, mediante Resolución N° 117-2023-OS/CD se incorporó una Disposición Complementaria Final y el Anexo 3 en la Norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", a efectos de la aplicación de la modificación de la Norma de Opciones Tarifarias, realizada mediante la Resolución N° 116-2023-OS/CD, que incorporó la opción tarifaria BT5-I (tres energías – Sistema de Medición Inteligente) a la lista de las opciones tarifarias; correspondiendo incorporar en la aprobación del Precio a Nivel Generación los precios de energía en tres bloques para la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I;

Que, en el TUO del PNG se establece que trimestralmente se calcula el Precio a Nivel Generación y se dispone que mensualmente se determinen las transferencias entre empresas aportantes y receptoras a través de comunicados de la Gerencia de Regulación de Tarifas publicados en la web institucional, producto de los reportes dentro del periodo de cálculo. Posteriormente, en caso se adviertan saldos no cubiertos por las transferencias ordenadas, se realiza una actualización del Precio a Nivel de Generación que refleje dichas diferencias en el siguiente trimestre, a fin de saldarlas con el nuevo precio aprobado;

Que, el cálculo de las transferencias correspondientes a los saldos ejecutados acumulados del respectivo trimestre (programa de transferencias entre aportantes y receptores), a que se refiere el artículo 29 de la Ley N° 28832 y el artículo 3.2 del Reglamento, fue detallado mediante los Comunicados N° 004-2024-GRT, N° 010-2024-GRT y N° 014-2024-GRT en aplicación del numeral 4.2 del TUO del PNG;

Que, con Resolución N° 051-2024-OS/CD, se fijaron los Precios en Barra para el periodo mayo de 2024 a abril de 2025 y se dispuso en el artículo 5 de dicha resolución que los precios máximos a partir de los cuales se determinan los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras del SEIN, se calculan sobre la base del Precio a Nivel de Generación, de conformidad con lo establecido por el artículo 63 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctrica ("LCE");

Que, mediante Resolución N° 010-2024-OS/CD se aprobó el Precio a Nivel Generación aplicable al trimestre febrero – abril 2024, correspondiendo en esta oportunidad aprobar y publicar, de acuerdo con el artículo 4 del Reglamento, el Precio a Nivel Generación para el siguiente trimestre correspondiente a mayo – julio 2024;

Que, todo beneficio adicional pactado en el marco de un contrato de suministro, está siendo considerado (como beneficio económico compartido) a efectos del cálculo del

Precio a Nivel Generación y aplicación del Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados, al amparo de lo establecido en el artículo 29.1 de la Ley N° 28832, como fuera desarrollado en los pronunciamientos previos de Osinergrmin sobre la materia, en el año 2023;

Que, se han expedido el Informe Técnico N° 272-2024-GRT y el Informe Legal N° 037-2024-GRT, elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales forman parte integrante de la presente resolución y complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin, cumpliéndose de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, 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 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y 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 el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN aprobado por Decreto Supremo N° 019-2007-EM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergrmin aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; y, en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo del Osinergrmin en su Sesión N° 14-2024, de fecha 25 de abril de 2024.

## SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Aprobar el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base (o Barras de Referencia de Generación - BRG) para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aplicables para el siguiente trimestre, a partir del 01 de mayo de 2024.

**1.1 PRECIO A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN**

Cuadro N° 1

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN S./kW-mes	PENP ctm. S./kW.h	PENF ctm. S./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	28,67	29,01	24,02
Talara	220	28,67	28,78	23,86
Valle Chira	220	28,67	27,27	22,77
Piura Oeste	220	28,67	28,81	23,90
Chiclayo Oeste	220	28,67	28,64	23,79
Carhuaquero	220	28,67	28,26	23,51
Carhuaquero	138	28,67	28,26	23,50
Cutervo	138	28,67	28,50	23,64
Jaen	138	28,67	28,72	23,83
Guadalupe	220	28,67	28,55	23,73
Guadalupe	60	28,67	28,60	23,77
Cajamarca	220	28,67	28,30	23,53
Trujillo Norte	220	28,67	28,41	23,61
Chimbote 1	220	28,67	28,24	23,49
Chimbote 1	138	28,67	28,29	23,53
Paramonga Nueva	220	28,67	27,89	23,29
Paramonga Nueva	138	28,67	27,83	23,26
Paramonga Existente	138	28,67	27,66	23,17

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/./kW-mes	ctm. S/./kW.h	ctm. S/./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Medio Mundo	220	28,67	27,86	23,27
Huacho	220	28,67	27,83	23,25
Zapallal	220	28,67	27,88	23,20
Ventanilla	220	28,67	27,93	23,23
Lima	220	28,67	27,92	23,23
Cantera	220	28,67	27,48	22,96
Chilca	220	28,67	27,32	22,78
Independencia	220	28,67	27,52	23,05
Ica	220	28,67	27,48	23,02
Marcona	220	28,67	28,02	23,32
Chincha Nueva	220	28,67	28,46	23,63
Nazca Nueva	220	28,67	27,38	22,85
Chiribamba	220	28,67	28,07	23,32
Mantaro	220	28,67	27,11	22,63
Huayucachi	220	28,67	27,30	22,76
Pachachaca	220	28,67	27,47	22,91
Pomacocha	220	28,67	27,50	22,94
Huancavelica	220	28,67	27,26	22,77
Callahuanca	220	28,67	27,60	23,00
Cajamarquilla	220	28,67	27,82	23,16
Huallanca	138	28,67	27,74	23,10
Vizcarra	220	28,67	27,95	23,31
Tingo María	220	28,67	28,20	23,47
Aguaytía	220	28,67	28,32	23,54
Aguaytía	138	28,67	28,39	23,59
Aguaytía	22.9	28,67	28,36	23,57
Pucallpa	138	28,67	29,05	24,02
Pucallpa	60	28,67	29,08	24,03
Aucayacu	138	28,67	28,53	23,72
Tocache	138	28,67	28,76	23,90
Tingo María	138	28,67	28,24	23,50
Huánuco	138	28,67	28,03	23,29
Paragsha II	138	28,67	27,49	22,93
Paragsha	220	28,67	27,40	22,87
Yaupi	138	28,67	26,97	22,54
Yuncan	138	28,67	27,14	22,67
Yuncan	220	28,67	27,21	22,72
Oroya Nueva	220	28,67	27,42	22,88
Oroya Nueva	138	28,67	27,16	22,71
Oroya Nueva	50	28,67	27,28	22,80
Carhuamayo	138	28,67	27,31	22,80
Carhuamayo Nueva	220	28,67	27,36	22,83
Caripa	138	28,67	27,01	22,58
Desierto	220	28,67	27,54	23,04
Condorcocha	138	28,67	27,03	22,60
Condorcocha	44	28,67	27,03	22,60
Machupicchu	138	28,67	27,83	22,93
Cachimayo	138	28,67	28,73	23,63
Cusco	138	28,67	28,85	23,70
Combapata	138	28,67	29,28	24,07
Tintaya	138	28,67	29,59	24,41
Ayaviri	138	28,67	29,36	24,21
Azángaro	138	28,67	29,21	24,08
San Gabán	138	28,67	27,76	22,99
Mazuco	138	28,67	28,41	23,27
Puerto Maldonado	138	28,67	30,09	23,57
Juliaca	138	28,67	29,40	24,19

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/./kW-mes	ctm. S/./kW.h	ctm. S/./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Puno	138	28,67	29,37	24,17
Puno	220	28,67	29,31	24,14
Callalli	138	28,67	29,44	24,30
Santuario	138	28,67	29,03	23,98
Arequipa	138	28,67	28,99	23,93
Socabaya	220	28,67	28,95	23,90
Cerro Verde	138	28,67	29,07	23,96
Repartición	138	28,67	29,26	23,99
Mollendo	138	28,67	29,43	24,10
Moquegua	220	28,67	28,94	23,89
Moquegua	138	28,67	28,97	23,92
Ilo ELS	138	28,67	29,23	24,10
Botiflaca	138	28,67	29,16	24,08
Toquepala	138	28,67	29,21	24,14
Aricota	138	28,67	29,08	24,12
Aricota	66	28,67	29,02	24,11
Tacna (Los Héroes)	220	28,67	29,04	23,94
Tacna (Los Héroes)	66	28,67	29,13	23,97
La Niña	220	28,67	28,57	23,73
Cotaruse	220	28,67	28,39	23,40
Carabayllo	220	28,67	27,85	23,17
La Ramada	220	28,67	28,09	23,39
Lomera	220	28,67	27,88	23,23
Asia	220	28,67	27,39	22,85
Alto Praderas	220	28,67	27,53	22,93
La Planicie	220	28,67	27,88	23,18
Belaunde	138	28,67	28,76	23,84
Tintaya Nueva	220	28,67	29,49	24,33
Caclic	220	28,67	28,58	23,72

Donde:

- PPN : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta  
PENP : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta  
PENF : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta

## 1.2 PRECIO A NIVEL GENERACIÓN EN BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1

El Precio a Nivel Generación de la energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) para barras diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, es el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía.

El Precio a Nivel Generación de la Potencia para tales barras es el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia.

Se define:

- PENP1 = PENP0 x FNE ..... (1)  
PENF1 = PENF0 x FNE ..... (2)  
PPN1 = PPN0 x FPP..... (3)

Donde:

- PENP0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, definido.  
PENF0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.



- PPN0 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, definido.  
 PENP1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, por determinar.  
 PENF1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.  
 PPN1 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, por determinar.  
 FNE : Factor Nodal de Energía.  
 FPP : Factor de Pérdidas de Potencia.

**Artículo 2.-** Aprobar los precios de energía en tres bloques para la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I, según lo dispuesto en la Norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", aprobada con Resolución N° 206-2013-OS/CD y sus modificatorias, a partir del 01 de mayo de 2024.

Cuadro N° 2

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN S./kW-mes	PENP ctm. S./kW.h	PENFM ctm. S./kW.h	PENFB ctm. S./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>					
Zorritos	220	28,67	29,01	24,14	23,87
Talara	220	28,67	28,78	23,98	23,72
Valle Chira	220	28,67	27,27	22,78	22,74
Piura Oeste	220	28,67	28,81	24,02	23,76
Chiclayo Oeste	220	28,67	28,64	23,89	23,67
Carhuaquero	220	28,67	28,26	23,58	23,41
Carhuaquero	138	28,67	28,26	23,58	23,40
Cutervo	138	28,67	28,50	23,74	23,52
Jaen	138	28,67	28,72	23,96	23,67
Guadalupe	220	28,67	28,55	23,81	23,63
Guadalupe	60	28,67	28,60	23,85	23,66
Cajamarca	220	28,67	28,30	23,61	23,44
Trujillo Norte	220	28,67	28,41	23,69	23,51
Chimbote 1	220	28,67	28,24	23,56	23,40
Chimbote 1	138	28,67	28,29	23,60	23,45
Paramonga Nueva	220	28,67	27,89	23,34	23,22
Paramonga Nueva	138	28,67	27,83	23,31	23,19
Paramonga Existente	138	28,67	27,66	23,22	23,11
Medio Mundo	220	28,67	27,86	23,31	23,20
Huacho	220	28,67	27,83	23,29	23,18
Zapallal	220	28,67	27,88	23,24	23,14
Ventanilla	220	28,67	27,93	23,28	23,17
Lima	220	28,67	27,92	23,28	23,17
Cantera	220	28,67	27,48	22,97	22,93
Chilca	220	28,67	27,32	22,81	22,74
Independencia	220	28,67	27,52	23,04	23,05
Ica	220	28,67	27,48	22,99	23,04
Marcona	220	28,67	28,02	23,28	23,36
Chincha Nueva	220	28,67	28,46	23,70	23,53
Nazca Nueva	220	28,67	27,38	22,87	22,83
Chiribamba	220	28,67	28,07	23,39	23,23
Mantaro	220	28,67	27,11	22,63	22,62
Huayucachi	220	28,67	27,30	22,78	22,73
Pachachaca	220	28,67	27,47	22,94	22,88
Pomacocha	220	28,67	27,50	22,96	22,90
Huancavelica	220	28,67	27,26	22,77	22,76
Callahuana	220	28,67	27,60	23,03	22,96
Cajamarquilla	220	28,67	27,82	23,20	23,11
Huallanca	138	28,67	27,74	23,17	23,02
Vizcarra	220	28,67	27,95	23,37	23,23

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN S./kW-mes	PENP ctm. S./kW.h	PENFM ctm. S./kW.h	PENFB ctm. S./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>					
Tingo María	220	28,67	28,20	23,57	23,33
Aguaytia	220	28,67	28,32	23,66	23,39
Aguaytia	138	28,67	28,39	23,72	23,43
Aguaytia	22,9	28,67	28,36	23,70	23,41
Pucallpa	138	28,67	29,05	24,21	23,78
Pucallpa	60	28,67	29,08	24,22	23,79
Aucayacu	138	28,67	28,53	23,85	23,55
Tocache	138	28,67	28,76	24,05	23,73
Tingo María	138	28,67	28,24	23,61	23,35
Huánuco	138	28,67	28,03	23,37	23,17
Paragsha II	138	28,67	27,49	22,97	22,88
Paragsha	220	28,67	27,40	22,90	22,82
Yaupi	138	28,67	26,97	22,55	22,50
Yuncan	138	28,67	27,14	22,69	22,63
Yuncan	220	28,67	27,21	22,75	22,68
Oroya Nueva	220	28,67	27,42	22,91	22,84
Oroya Nueva	138	28,67	27,16	22,73	22,68
Oroya Nueva	50	28,67	27,28	22,81	22,77
Carhuamayo	138	28,67	27,31	22,82	22,76
Carhuamayo Nueva	220	28,67	27,36	22,86	22,79
Caripa	138	28,67	27,01	22,60	22,54
Desierto	220	28,67	27,54	23,05	23,03
Condorcocha	138	28,67	27,03	22,62	22,56
Condorcocha	44	28,67	27,03	22,62	22,56
Machupicchu	138	28,67	27,83	22,92	22,93
Cachimayo	138	28,67	28,73	23,65	23,63
Cusco	138	28,67	28,85	23,71	23,68
Combapata	138	28,67	29,28	24,05	24,11
Tintaya	138	28,67	29,59	24,36	24,51
Ayaviri	138	28,67	29,36	24,15	24,30
Azángaro	138	28,67	29,21	24,03	24,18
San Gabán	138	28,67	27,76	22,93	23,06
Mazuco	138	28,67	28,41	23,24	23,30
Puerto Maldonado	138	28,67	30,09	23,58	23,56
Juliaca	138	28,67	29,40	24,14	24,29
Puno	138	28,67	29,37	24,11	24,27
Puno	220	28,67	29,31	24,08	24,24
Callalli	138	28,67	29,44	24,24	24,41
Santuario	138	28,67	29,03	23,91	24,08
Arequipa	138	28,67	28,99	23,86	24,03
Socabaya	220	28,67	28,95	23,84	24,00
Cerro Verde	138	28,67	29,07	23,89	24,08
Repartición	138	28,67	29,26	23,86	24,18
Mollendo	138	28,67	29,43	23,98	24,29
Moquegua	220	28,67	28,94	23,81	24,02
Moquegua	138	28,67	28,97	23,84	24,05
Ilo ELS	138	28,67	29,23	23,99	24,27
Botiflaca	138	28,67	29,16	23,99	24,22
Toquepala	138	28,67	29,21	24,05	24,28
Aricota	138	28,67	29,08	24,01	24,27
Aricota	66	28,67	29,02	24,00	24,28
Tacna (Los Héroes)	220	28,67	29,04	23,86	24,07
Tacna (Los Héroes)	66	28,67	29,13	23,89	24,10

Subestaciones Base - BRG	Tensión kV	PPN S./kW-mes	PENP ctm. S./kW.h	PENFM ctm. S./kW.h	PENFB ctm. S./kW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>					
La Niña	220	28,67	28,57	23,82	23,62
Cotaruse	220	28,67	28,39	23,37	23,43
Carabayllo	220	28,67	27,85	23,21	23,12
La Ramada	220	28,67	28,09	23,46	23,30
Lomera	220	28,67	27,88	23,28	23,17
Asia	220	28,67	27,39	22,87	22,81
Alto Praderas	220	28,67	27,53	22,97	22,87
La Planicie	220	28,67	27,88	23,22	23,12
Belaunde	138	28,67	28,76	23,94	23,71
Tintaya Nueva	220	28,67	29,49	24,28	24,43
Caclic	220	28,67	28,58	23,82	23,60

Donde:

PENFM : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta en Media

PENFB : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta en Base

**Artículo 3.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, junto con el Informe N° 272-2024-GRT y el Informe N° 037-2024-GRT, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2283537-1

## Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión del periodo 1 mayo 2024 al 30 de abril 2025

### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 063-2024-OS/CD

Lima, 26 de abril de 2024

#### CONSIDERANDO

Que, mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM se estableció un mecanismo de compensación para aquellos generadores eléctricos (GGEE) que se encontraban en operación comercial y que transfieren en propiedad ductos de uso propio (DUP) conectados directamente al sistema de transporte de gas natural al concesionario de distribución de gas natural, de modo que se permita a dichos generadores, continuar operando en las mismas condiciones económicas que se encontraban antes de ser atendidos por la concesionaria de distribución de gas natural;

Que, con Resoluciones Ministeriales N° 168-2015-MEM/DM y N° 169-2015-MEM/DM se aprobó el acceso al mecanismo para la Empresa de Generación Eléctrica del Sur ("Egesur") y la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. ("Egasa"), respectivamente -en la actualidad Egasa no se encuentra en servicio-;

Que, de acuerdo con el numeral 1.2 del Decreto Supremo N° 035-2013-EM, el Mecanismo de Compensación se rige conforme a lo siguiente: i) el Generador Eléctrico paga al Distribuidor de Gas Natural las tarifas [de distribución de gas natural] que se

aprueben; ii) El Generador Eléctrico solicita a Osinergmin la compensación por el pago efectuado, por el tiempo señalado en la respectiva Resolución Ministerial; y iii) el Osinergmin ordena el pago de la compensación a los Agentes que recaudan las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios ("SST") y Complementarios de Transmisión ("SCT"), de las Áreas de Demanda que concentran más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

Que, para tal efecto, mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM" ("PROCEDIMIENTO"), la cual, establece los criterios para la determinación y aplicación de un Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, cuya vigencia anual comprende desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente, aplicando ajustes trimestrales;

Que, mediante Resolución N° 068-2023-OS/CD se aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, aprobado para el período mayo 2023 – abril 2024, a fin de compensar a los Operadores de las Centrales de Generación Eléctrica Beneficiadas del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM;

Que, conforme a lo establecido en el artículo 5 del PROCEDIMIENTO, se ha determinado el Monto a Compensar para el período mayo 2024 – abril 2025, el cual asciende a USD 3 634 023. Cabe señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 9 del PROCEDIMIENTO, el referido Monto a Compensar incluye, de aplicar, el Saldo de Compensación correspondiente al período marzo 2023 – febrero 2024, que en este caso constituye un saldo de ingresos en exceso que son descontados en el cálculo del cargo;

Que, según el PROCEDIMIENTO, la aprobación del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP (Generadores Eléctricos que contaron con Ductos de Uso Propio) se determina como el cociente del Monto Estimado a Compensar entre el valor presente de las demandas mensuales estimadas para el período mayo 2024 – abril 2025;

Que, de acuerdo a lo definido en los procesos previos, a partir de la comunicación de Egasa, mediante carta N° GG-0093/2019-EGASA, en cuanto al retiro de la Central Térmica Pisco y los efectos sobrevinientes, no se ha considerado a dicha empresa para las estimaciones del Monto a Compensar en el Período de Evaluación;

Que, la demanda utilizada en el cálculo del valor del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, corresponde a la demanda proyectada, que se emplea en la resolución que aprueba la Liquidación Anual de Ingresos de los SST y SCT del año 2024, y que se desarrolla sobre la base de la demanda utilizada en la resolución que fijó las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, aplicable al período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025;

Que, de la evaluación de la participación del consumo de energía del SEIN en las áreas de demanda aprobadas mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD, se ha determinado que el Área de Demanda 15, es aquella que concentra más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía, la cual deberá asumir el pago, según el mandato del Decreto Supremo N° 035-2013-EM;

Que, los Agentes Recaudadores de la Compensación deberán efectuar las transferencias a favor del titular de la central generadora beneficiada dentro del plazo establecido en el numeral 8.3 del PROCEDIMIENTO;

Que, en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, con Resolución N° 038-2024-OS/CD se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, así como de la relación de información que la sustenta, con la finalidad de recibir comentarios de los interesados. Dentro del plazo se recibieron los comentarios de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. y la Empresa de Generación Eléctrica del Sur;

Que, del mismo modo, se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los