GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. JORGE CHAVEZ N° 154 - MIRAFLORES
☎ (511) 219-3400

Informe N° 127-2024-GRT

Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra

Periodo mayo 2024 - abril 2025

(Prepublicación)

Lima, marzo de 2024

Resumen Ejecutivo

Los Precios en Barra, en los sistemas que se alimentan desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), varían, con respecto a los precios vigentes[1], en -3,0 % para el Precio de Energía, en 3,1% para el Precio de Potencia y en 17,6 % para el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión[2] (donde se encuentra incluido el Peaje Unitario de Transmisión), tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. Resumen de los Precios en Barra

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de febrero de 2024	Fijación Osinergmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,81	22,38	-1,9%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	21,88	22,56	3,1%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	33,368	39,283	17,7%
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	35,71	36,83	3,1%

1) El Cuadro N° 2 muestra la variación de los Precios en Barra a nivel de generación, con relación a los valores vigentes, en algunas ciudades del país.

2) Para la determinación de los Precios en Barra del SEIN, se emplearon las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES (en adelante el "ESTUDIO"), la absolución de observaciones (en adelante la "ABSOLUCIÓN") y, los estudios elaborados por Osinergmin.

[1] Al 04 de febrero de 2024.

[2] En el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, adicionalmente al Peaje del Sistema Principal de Transmisión, incluye también los cargos unitarios que ordenan los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041, el cargo unitario que ordena la Ley N° 29852, Ley que Crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, el cual fue modificado con la Ley N° 29969, así como el Cargo de Confiabilidad de Suministro que ordena el Decreto Supremo Nº 044-2014-EM y el cargo por Capacidad de Generación Eléctrica para las centrales del Nodo Energético del Sur que se realizaron en amparo de la Ley N° 29970.

Cuadro N° 2 Precios en Barra de las principales ciudades del Perú

Barras Principales	Potencia PPB S/ /kW-mes	Energía HP PEBP ctm. S/ /kWh	Energía HFP PEBF ctm. S/ /kWh	Precio Medio ctm. S/ /kWh	Fijación VS Vigente
Piura	61,84	23,93	22,89	38,45	3,4%
Chiclayo	61,84	23,74	22,74	38,29	3,5%
Trujillo	61,84	23,53	22,56	38,10	3,4%
Lima	**61,84**	**23,08**	**22,17**	**36,83**	**3,1%**
Ica	61,84	22,64	21,94	37,38	3,0%
Marcona	61,84	23,12	22,27	37,73	3,3%
Tingo María	61,84	23,36	22,42	37,96	4,3%
Cusco	61,84	23,79	22,62	38,22	3,6%
Combapata	61,84	24,16	22,98	38,58	3,4%
Tintaya	61,84	24,43	23,32	38,91	3,3%
Juliaca	61,84	24,26	23,11	38,71	3,5%
Socabaya	61,84	23,89	22,83	38,39	3,3%
Toquepala	61,84	24,11	23,06	38,61	3,3%
Tacna	61,84	23,97	22,87	38,43	3,3%

3) Las principales diferencias consideradas para la fijación de las tarifas en el SEIN, respecto de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES son las siguientes:

a) Se consideraron las ventas de energía del año 2023, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores.

b) Respecto de las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2023, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Shougang Hierro Perú, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Chinalco (Toromocho), Quellaveco, Hudbay y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Unión Andina de Cementos, etc.

c) Se modificó el precio del gas natural para las unidades de generación térmica que utilizan el gas de Camisea, y se verificó que los precios de gas natural de las centrales térmicas de Aguaytía y Malacas no superen el precio límite a considerar para efectos tarifarios, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (ver Anexo C del informe).

d) Se consideró el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.

e) Se actualizaron los valores de CVNC para las centrales conforme a lo aprobado por el COES en aplicación del Procedimiento Técnico N° 34, de acuerdo con lo señalado en el Anexo B.

f) Se incluyeron en el modelo PERSEO 2.0 nuevas instalaciones de transmisión conforme se detalla en el Anexo D del presente informe, con finalidad de dar cumplimiento al artículo 128 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

g) Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO 2.0.

h) Se modificó el Precio Básico de la Potencia, respecto a los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible, sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD, y modificada con la Resolución N° 525-2007-OS/CD (ver Anexo N del informe).

i) Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión Unitario como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO, y la respectiva absolución de observaciones.

j) En los cálculos para el proyecto que fija los Precios en Barra se tomaron los costos al 31 de enero de 2024, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LCE[3].

4) Se comparó el precio teórico con el precio promedio ponderado de las licitaciones, de acuerdo con lo establecido en el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD. Como resultado se obtuvo que el precio teórico difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones; por lo cual, se tuvo que aplicar un Factor de Ajuste de 1,86 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de ±10% exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

5) Se determinó el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución N° 651-2008-OS/CD, igual a 0,313 S/ /kW-mes para las Centrales duales que no son Reserva Fría. Mientras que, para las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa se determinaron un cargo igual a 1,016; 2,199; 1,149; 0,139 y 0,242 S/ /kW-mes, respectivamente (ver Anexo O del informe).

6) Se determinó el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto en la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, de acuerdo a la Resolución N° 001-2010-OS/CD y su modificatoria la Resolución N° 072-2016-OS/CD, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002, igual a 6,877 S/ /kW-mes (ver Anexo P del informe).

7) Se determinó el Cargo Unitario por Compensación FISE conforme a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, el cual es igual a 0,433 S/ /kW-mes (ver Anexo Q del informe).

8) Se determinó el Cargo Unitario de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro Eléctrico (CUCCSE), el cual es igual a 0,438 S/ /kW-mes (ver Anexo R del informe).

9) Se determinó el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), el cual es igual a 4,802 S/ /kW-mes (ver Anexo S del informe).

10) Para los Sistemas Aislados se ha considerado lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley N° 28832 en lo relacionado con la determinación de los Precios en Barra de Sistemas Aislados, y la aplicación del Mecanismo de Compensación, el cual incluye los criterios y metodología para la aplicación del contrato suscrito entre Genrent del Perú S.A.C. con la empresa Electro Oriente S.A. para el sistema aislado de Iquitos.

---

[3] **Artículo 50°.-** Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 5

1.1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA 5
1.2. ASPECTOS METODOLÓGICOS 6
1.3. RESUMEN DE RESULTADOS 7
1.4. PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DEL COES 9
1.5. COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN 10

2. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA 12

2.1. PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES 14
2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA 14
2.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES 15
2.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES 15
2.5. PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA 16

3. PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA 17

3.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO 17
3.1.1 Precio Básico de la Energía 17
3.1.2 Precio Básico de la Potencia 19
3.2. PREMISAS Y RESULTADOS 20
3.2.1 Previsión de Demanda 20
3.2.2 Programa de Obras 21
3.2.3 Costos Variables de Operación (CVT) 26
3.2.4 Canon del Agua 31
3.2.5 Costo de Racionamiento 32
3.2.6 Precio Básico de la Energía 33
3.2.7 Precio Básico de la Potencia 33

4. CARGOS POR TRANSMISIÓN 35

4.1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 35
4.2. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN 36
4.2.1 SGT de Transmantaro 37
4.2.2 SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN) 38
4.2.3 SGT de ABY Transmisión Sur S.A. 38
4.2.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR) 39
4.2.5 SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM) 39
4.2.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2) 40
4.2.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA) 40
4.3. VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT 40
4.3.1 REP 41
4.3.2 Eteselva S.R.L. (Eteselva) 41
4.3.3 Compañía Minera Antamina (Antamina) 41
4.3.4 San Gabán S.A (San Gabán) 41

4.3.5 Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A 42
4.3.6 Consorcio Transmantaro 42
4.3.7 Redesur 43
4.3.8 Inteconexión Isa Perú S.A. 43
4.4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT 44
4.4.1 REP 44
4.4.2 Inteconexión Isa Perú S.A. (Ex - Eteselva) 44
4.4.3 Antamina 45
4.4.4 San Gabán 45
4.4.5 Egemsa 45
4.4.6 Transmantaro 45
4.4.7 Redesur 45
4.4.8 ISA 45
4.5. ACTUALIZACIÓN DE INVERSIONES Y COYM DEL SGT 46
4.5.1 SGT de Transmantaro 46
4.5.2 SGT de ATN 47
4.5.3 SGT de ABY 47
4.5.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR) 47
4.5.5 SGT de CCNCM 47
4.5.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2) 48
4.5.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA) 48
4.6. FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA 50
4.7. INGRESO TARIFARIO 54
4.7.1 Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales 54
4.7.2 Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales 54
4.8. PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT 56
4.8.1 Liquidación según contratos específicos 56
4.8.2 Compensación Tarifaria 60
4.8.3 Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica 60
4.8.4 Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro 60
4.8.5 Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables 61
4.8.6 Cargo Unitario por Compensación FISE 61
4.8.7 Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico 61
4.8.8 Determinación del Peaje por Conexión 61

5. PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE 63

5.1. TARIFAS TEÓRICAS 63
5.2. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS CON EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LAS LICITACIONES 66
5.3. PRECIOS EN BARRA 67

6. SISTEMAS AISLADOS 71

6.1. MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA 71
6.2. CRITERIOS GENERALES 72
6.3. CONTRATO DE SUMINISTRO AL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS 74
6.4. SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS 76

6.4.1 Precios por Sistema Aislado Típico 77
6.5. PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS 77
6.6. MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS 78
7. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS 82
7.1. SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL 82
7.1.1 Actualización del Precio de la Energía 82
7.1.2 Actualización del Precio de la Potencia 84
7.1.3 Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión 84
7.2. SISTEMAS AISLADOS 85
7.2.1 Actualización de los Precios en Barra Efectivos 86
8. ANEXOS 89
ANEXO A: PROYECCIÓN DE DEMANDA 90
ANEXO B: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE 96
ANEXO C: PRECIO DE GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM 98
ANEXO D: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 105
ANEXO E: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN 119
ANEXO F: ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA 120
ANEXO G: CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 121
ANEXO H: VALOR NUEVO DE REMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EGEMSA 124
ANEXO I: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL REP 128
ANEXO J: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ISA 133
ANEXO K: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA 136
ANEXO L: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABÁN 140
ANEXO M: DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) 145
ANEXO N: PRECIO BÁSICO DE POTENCIA 169
ANEXO O: DETERMINACIÓN DEL CUCSS 179
ANEXO P: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES 189
ANEXO Q: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO 197
ANEXO R: CONFIABILIDAD DE LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO 200
ANEXO S: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 206
ANEXO T: ÍNDICES CUUR0000SA0 Y WPSFD4131 209

ANEXO U: INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA 210
ANEXO V: RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA 217

1. Introducción

El informe contiene el estudio que sustenta el proyecto de fijación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2024 – abril 2025. Para su elaboración se ha considerado los estudios técnico-económicos presentados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES") de acuerdo con el artículo 119 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú se encuentran establecidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"); el RLCE; la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley 28832"); la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético[4] (en adelante "Ley 29852"); la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (en adelante "Ley 29970"); el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante "DL-1002"); el Decreto Legislativo N° 1041 (en adelante "DL-1041"); y el Decreto Supremo Nº 044-2014-EM (en adelante "DS-044"); los reglamentos de estas leyes; y, en el Anexo A del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; así como, en los procedimientos que para efectos tarifarios ha aprobado Osinergmin.

El presente estudio determina los precios básicos, definidos en el artículo 47 de la LCE y los artículos 125 y 126 del RLCE. Estos están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas y nodales, respectivamente.

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El presente proceso de regulación tarifaria se inició el 14 de noviembre de 2023, con la presentación a Osinergmin del *"Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de mayo 2024 – abril 2025" y "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Periodo mayo 2024 – abril 2025"* por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante las cartas SCG-024-2023 y STCOES Nº 10-2023,

[4] La Ley N° 29969 publicada el 22 de diciembre de 2012 modificó, entre otros aspectos, el numeral 4.3 de la Ley N° 29852.

respectivamente (en adelante "ESTUDIO"). Seguidamente, como parte del proceso regulatorio se convocó a una audiencia pública, llevándose a cabo el 28 de noviembre de 2023. En dicha audiencia, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibiendo comentarios y observaciones de los asistentes y dando respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 29 de diciembre de 2022, Osinergmin remitió a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante Oficios N° 2365-2023-GRT y N° 2366-2023-GRT, los Informes N° 857-2023-GRT y N° 858-2023-GRT, respectivamente, con las observaciones encontradas a sus propuestas de tarifas.

Las observaciones señaladas fueron analizadas y absueltas por los Subcomités de Generadores y Transmisores, mediante cartas SCG-01-2024 recibida el 26 de enero de 2024 y STCOES N° 004-2024 recibida del 29 de enero de 2024, respectivamente (en adelante "ABSOLUCIÓN").

En la preparación del presente informe se ha tomado en cuenta toda la información recolectada a lo largo del proceso regulatorio descrito.

1.2. Aspectos Metodológicos

El Precio Básico de Energía se determina utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas eléctricos denominado PERSEO 2.0.

Por otro lado, el Precio Básico de la Potencia de Punta, de acuerdo con el mandato de los literales e) y f) del artículo 47 de la LCE, corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la unidad de generación más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión. Dicho precio ha sido determinado conforme a lo dispuesto por el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

Ahora, los Precios en Barra resulta de agregar a los precios básicos de energía y potencia los cargos por la transmisión correspondientes a los Sistemas Principales de Transmisión (en adelante "SPT") y Sistemas Garantizados de Transmisión (en adelante "SGT"). Los cargos por ambos sistemas de transmisión se calculan aplicando el método establecido en la LCE, que consiste en determinar el costo marginal de esta actividad (su ingreso tarifario) y complementarlo con el peaje; definido éste como la diferencia entre el costo medio del sistema de transmisión y el costo marginal.

Los cargos de peaje secundario corresponden a las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT") del periodo mayo 2021 – abril de 2025, fijados mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD.

El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica, el Cargo por Prima de Energía Renovables, el Cargo Unitario por Compensación FISE y el Cargo por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de

Energía, que se agregan al peaje por el SPT, corresponden a aquellos determinados conforme se describe en el presente informe.

Los precios (teóricos) determinados mediante los modelos de optimización y simulación fueron comparados con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones de conformidad con lo dispuesto por la Ley 28832. La información de contratos de licitaciones fue proporcionada por las empresas distribuidoras.

1.3. Resumen de Resultados

Como resultado de la comparación del Precio en Barra, se tiene que este difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de licitaciones. Por tal motivo, fue necesario realizar el reajuste en los precios teóricos, resultando un Factor de Ajuste igual a 1,86, para constituir los Precios en Barra definitivos. En consecuencia, los precios resultantes para la regulación de Precios en Barra del SEIN se resumen en el Cuadro N° 1.1

Cuadro N° 1.1

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	Kv	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	22,56	24,14	23,05
Talara	220	22,56	23,95	22,90
Valle Chira	220	22,56	22,53	21,71
Piura Oeste	220	22,56	23,93	22,89
La Niña	220	22,56	23,69	22,69
Chiclayo Oeste	220	22,56	23,74	22,74
Carhuaquero	220	22,56	23,40	22,45
Carhuaquero	138	22,56	23,40	22,45
Cutervo	138	22,56	23,61	22,58
Jaen	138	22,56	23,79	22,76
Guadalupe	220	22,56	23,65	22,67
Guadalupe	60	22,56	23,69	22,71
La Ramada	220	22,56	23,26	22,33
Cajamarca	220	22,56	23,43	22,47
Trujillo Norte	220	22,56	23,53	22,56
Chimbote 1	220	22,56	23,38	22,43
Chimbote 1	138	22,56	23,42	22,47
Paramonga Nueva	220	22,56	23,09	22,22
Paramonga Nueva	138	22,56	23,04	22,19
Paramonga Existente	138	22,56	22,90	22,12
Medio Mundo	220	22,56	23,07	22,20
Huacho	220	22,56	23,05	22,18
Lomera	220	22,56	23,10	22,17
Zapallal	220	22,56	23,11	22,14
Carabayllo	220	22,56	23,09	22,11
Ventanilla	220	22,56	23,12	22,17
La Planicie	220	22,56	23,12	22,18

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	Kv	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Lima (1)	220	22,56	22,79	21,94
Cantera	220	22,56	22,65	21,89
Chilca	220	22,56	22,52	21,73
Asia	220	22,56	22,57	21,79
Alto Praderas	220	22,56	22,70	21,87
Independencia	220	22,56	22,67	21,97
Ica	220	22,56	22,64	21,94
Marcona	220	22,56	23,12	22,27
Chincha Nueva	220	22,56	23,58	22,59
Nazca Nueva	220	22,56	22,60	21,79
Chiribamba	220	22,56	23,28	22,25
Mantaro	220	22,56	22,39	21,59
Huayucachi	220	22,56	22,57	21,71
Pachachaca	220	22,56	22,69	21,86
Pomacocha	220	22,56	22,71	21,88
Huancavelica	220	22,56	22,49	21,71
Callahuanca	220	22,56	22,81	21,94
Cajamarquilla	220	22,56	23,01	22,10
Huallanca	138	22,56	22,96	22,05
Vizcarra	220	22,56	23,11	22,24
Tingo María	220	22,56	23,33	22,40
Aguaytía	220	22,56	23,41	22,46
Aguaytía	138	22,56	23,48	22,51
Aguaytía	22,9	22,56	23,45	22,49
Pucallpa	138	22,56	24,03	22,92
Pucallpa	60	22,56	24,05	22,93
Aucayacu	138	22,56	23,61	22,64
Tocache	138	22,56	23,81	22,82
Belaunde	138	22,56	23,82	22,77
Caclic	220	22,56	23,67	22,65
Tingo María	138	22,56	23,36	22,42
Huánuco	138	22,56	23,17	22,22
Paragsha II	138	22,56	22,71	21,87
Paragsha	220	22,56	22,64	21,81
Yaupi	138	22,56	22,28	21,49
Yuncan	138	22,56	22,42	21,61
Yuncan	220	22,56	22,48	21,67
Oroya Nueva	220	22,56	22,65	21,82
Oroya Nueva	138	22,56	22,44	21,66
Oroya Nueva	50	22,56	22,53	21,74
Carhuamayo	138	22,56	22,56	21,74
Carhuamayo Nueva	220	22,56	22,60	21,78
Caripa	138	22,56	22,30	21,53

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	Kv	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Desierto	220	22,56	22,69	21,96
Condorcocha	138	22,56	22,32	21,55
Condorcocha	44	22,56	22,94	21,87
Machupicchu	138	22,56	23,69	22,56
Cachimayo	138	22,56	23,79	22,62
Cusco (2)	138	22,56	23,79	22,62
Combapata	138	22,56	24,16	22,98
Tintaya	138	22,56	24,43	23,32
Tintaya Nueva	220	22,56	24,34	23,24
Ayaviri	138	22,56	24,23	23,12
Azángaro	138	22,56	24,11	23,00
San Gaban	138	22,56	22,90	21,94
Mazuco	138	22,56	23,44	22,21
Puerto Maldonado	138	22,56	24,85	22,50
Juliaca	138	22,56	24,26	23,11
Puno	138	22,56	24,24	23,09
Puno	220	22,56	24,19	23,06
Callalli	138	22,56	24,30	23,22
Santuario	138	22,56	23,96	22,90
Arequipa (3)	138	22,56	23,93	22,85
Socabaya	220	22,56	23,89	22,83
Cotaruse	220	22,56	23,40	22,33
Cerro Verde	138	22,56	23,99	22,89
Repartición	138	22,56	24,15	22,92
Mollendo	138	22,56	24,29	23,03
Moquegua (4)	220	22,56	23,89	22,82
Moquegua (4)	138	22,56	23,91	22,85
Ilo ELS (5)	138	22,56	24,13	23,02
Botiflaca	138	22,56	24,07	23,00
Toquepala	138	22,56	24,11	23,06
Aricota	138	22,56	24,01	23,04
Aricota	66	22,56	23,96	23,03
Tacna (Los Héroes)	220	22,56	23,97	22,87
Tacna (Los Héroes)	66	22,56	24,05	22,90

1.4. Principales Modificaciones a la Propuesta de los Subcomités del COES

Los Precios en Barra mostrados en las secciones anteriores, se obtienen a partir de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES con las modificaciones efectuadas por Osinergmin. La siguiente relación describe los principales cambios incorporados:

- Se ha considerado el año 2023 como año representativo para la proyección de demanda del periodo 2024-2026, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores.
- Respecto de las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2023, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras.
- Asimismo, para la proyección 2024-2026, se ha considerado las cargas de proyectos que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también conforme a información comercial disponible.
- Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas de Camisea y se verificó que los precios de gas natural de las centrales térmicas de Aguaytía y Malacas no superen el precio límite a considerar para efectos tarifarios, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (ver Anexo C del informe).
- Se modificó el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
- Se actualizaron los valores del Costo Variable No Combustible (en adelante "CVNC") para las centrales, conforme a los últimos CVNC aprobados por el COES en aplicación del Procedimiento Técnico N° 34 (en adelante "PR-34"), de acuerdo con lo señalado en el Anexo B.
- Se incluyeron en el modelo PERSEO 2.0 nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al artículo 128 del RLCE.
- Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO 2.0.
- Se modificó el Precio Básico de la Potencia en los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible, sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD y modificada con la Resolución N° 525-2007-OS/CD (ver Anexo N del informe).
- Se modificó el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO y la ABSOLUCIÓN. Adicionalmente, se agregó dentro del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión los Cargos Unitarios que ordenan el DL-1041, el DL-1002, la Ley 29852, la Ley 29970 y el DS-044.
- En los cálculos de la publicación de la resolución que fija los Precios en Barra (en cumplimiento al ítem j) del Anexo A.1 de la Norma "Procedimiento para la Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD), se tomaron los costos al 31 de enero de 2024, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LCE.

1.5. Comparación de las Variaciones de los Precios en Barra en el SEIN

Los Precios en Barra resultantes se comparan con los precios vigentes a febrero de 2024, obteniéndose los resultados que se muestran en el Cuadro N° 1.2.

Cuadro N° 1.2. Comparación de Precios en Barra en el SEIN

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2023 (VIGENTES AL 04 DE FEBRERO DE 2024)

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					a. PRECIOS EN BARRA			
	Potencia PPM S/ /kW-mes	Peaje Conex. PCSPT S/ /kW-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm.S/ /kWh	Energía HP PEMP ctm.S/ /kWh	Energía HFP PEMF ctm.S/ /kWh	Potencia PPB S/ /kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S/ /kWh	Energía HFP PEBF ctm.S/ /kWh	Precio Medio ctm.S/ /kWh
Piura	21,88	33,368	0,00	24,05	23,36	55,25	24,05	23,36	37,20
Chiclayo	21,88	33,368	0,00	23,81	23,18	55,25	23,81	23,18	37,01
Trujillo	21,88	33,368	0,00	23,63	23,02	55,25	23,63	23,02	36,84
Lima	21,88	33,368	0,00	23,26	22,67	**55,25**	**23,26**	**22,67**	**35,71**
Ica	21,88	33,368	0,00	22,98	22,54	55,25	22,98	22,54	36,30
Marcona	21,88	33,368	0,00	23,32	22,75	55,25	23,32	22,75	36,53
Tingo María	21,88	33,368	0,00	23,11	22,57	55,25	23,11	22,57	36,38
Cusco	21,88	33,368	0,00	23,77	23,05	55,25	23,77	23,05	36,90
Combapata	21,88	33,368	0,00	24,19	23,45	55,25	24,19	23,45	37,31
Tintaya	21,88	33,368	0,00	24,52	23,82	55,25	24,52	23,82	37,67
Juliaca	21,88	33,368	0,00	24,30	23,53	55,25	24,30	23,53	37,40
Socabaya	21,88	33,368	0,00	23,99	23,31	55,25	23,99	23,31	37,14
Toquepala	21,88	33,368	0,00	24,22	23,53	55,25	24,22	23,53	37,37
Tacna	21,88	33,368	0,00	24,10	23,35	55,25	24,10	23,35	37,20

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2024

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					b. PRECIOS EN BARRA				Variación
	Potencia PPM S/ /kW-mes	Peaje Conex. PCSPT S/ /kW-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm.S/ /kWh	Energía HP PEMP ctm.S/ /kWh	Energía HFP PEMF ctm.S/ /kWh	Potencia PPB S/ /kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S/ /kWh	Energía HFP PEBF ctm.S/ /kWh	Precio Medio ctm.S/ /kWh	P.BARRA b / a - 1
Piura	22,56	39,283	0,00	23,93	22,89	61,84	23,93	22,89	38,45	3,4%
Chiclayo	22,56	39,283	0,00	23,74	22,74	61,84	23,74	22,74	38,29	3,5%
Trujillo	22,56	39,283	0,00	23,53	22,56	61,84	23,53	22,56	38,10	3,4%
Lima	22,56	39,283	0,00	23,08	22,17	**61,84**	**23,08**	**22,17**	**36,83**	**3,1%**
Ica	22,56	39,283	0,00	22,64	21,94	61,84	22,64	21,94	37,38	3,0%
Marcona	22,56	39,283	0,00	23,12	22,27	61,84	23,12	22,27	37,73	3,3%
Tingo María	22,56	39,283	0,00	23,36	22,42	61,84	23,36	22,42	37,96	4,3%
Cusco	22,56	39,283	0,00	23,79	22,62	61,84	23,79	22,62	38,22	3,6%
Combapata	22,56	39,283	0,00	24,16	22,98	61,84	24,16	22,98	38,58	3,4%
Tintaya	22,56	39,283	0,00	24,43	23,32	61,84	24,43	23,32	38,91	3,3%
Juliaca	22,56	39,283	0,00	24,26	23,11	61,84	24,26	23,11	38,71	3,5%
Socabaya	22,56	39,283	0,00	23,89	22,83	61,84	23,89	22,83	38,39	3,3%
Toquepala	22,56	39,283	0,00	24,11	23,06	61,84	24,11	23,06	38,61	3,3%
Tacna	22,56	39,283	0,00	23,97	22,87	61,84	23,97	22,87	38,43	3,3%

2. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza de conformidad con lo establecido en la LCE, el RLCE y la Ley 28832 y sus reglamentos. Osinergmin, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido, dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, la publicación del proyecto de resolución que fija la tarifa, así como la realización de audiencias públicas.

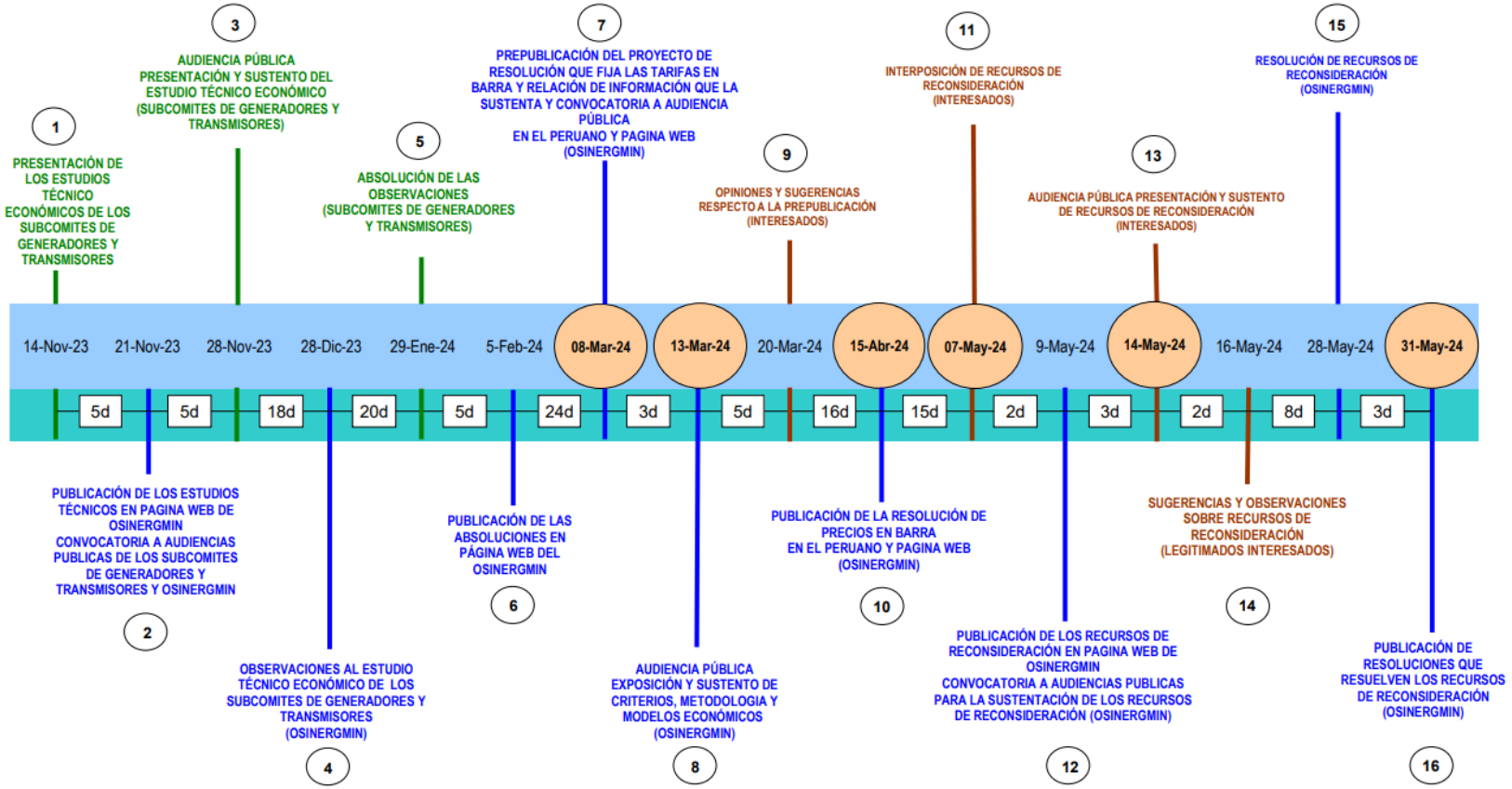
El cronograma ilustrado en el Esquema N° 2.1 resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de las Tarifas en Barra, obedeciendo a las disposiciones legales vigentes, mediante el cual se establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que éstas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de los Precios en Barra.

En el esquema indicado, las fechas señaladas corresponden a la presente fijación de tarifas, donde a partir de la etapa “8” representan fechas límites que pueden variar en caso de adelantarse la fecha de término de alguna de las etapas.

Asimismo, con posterioridad a la decisión, se prevé la instancia de los recursos de reconsideración a través de la cual se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

Esquema N° 2.1

CRONOGRAMA PROCESO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA MAYO 2024 - ABRIL 2025*
(Considera Decreto Supremo N° 151-2022-PCM)



***Nota:** El presente cronograma no es vinculante y tiene carácter referencial. Considera lo previsto en la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en la Ley N° 27838, en la Ley N° 27444, así como en su última modificatoria mediante Ley N° 31603 que recorta el plazo para resolver los recursos de reconsideración, consecuentemente impacta en los plazos de las etapas asociadas. Las fechas incorporadas responden a plazos máximos, por tanto, en caso se cumpla alguna etapa en fecha distinta a la prevista en el presente cronograma u otra discrepancia y origine cambios en las fechas posteriores, prevalecerá la contabilidad que se realice al amparo de las normas aplicables.

2.1. Propuesta de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 51 de la LCE[5], y por el Anexo A del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación del ESTUDIO.

En el Cuadro N° 2.1 se resume, en términos económicos, las propuestas tarifarias.

Cuadro N° 2.1

Tarifas	Unidades	Propuesta Subcomités COES
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/ /kWh	22,42
Precio de la Potencia	S/ /kW-mes	23,73
Peaje por Conexión	S/ /kW-mes	33,723

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,00%

2.2. Primera Audiencia Pública

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra, el Consejo Directivo de Osinergmin convocó a una primera Audiencia Pública para el 28 de noviembre de 2023, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES expongan sus propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2024 − abril 2025.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación en la página Web de Osinergmin, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso al ESTUDIO y contaran con la información necesaria que les permitiera

[5] **Artículo 51º.-** Antes del 15 de noviembre de cada año, el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, los siguientes:

a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el periodo de estudio;
b) El programa de obras de generación y transmisión;
c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
e) Los costos marginales;
f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
g) Los factores nodales de energía;
h) El Costo Total de Transmisión considerado;
i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
j) La fórmula de reajuste propuesta; y,

Asimismo, el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

expresar sus observaciones y/o comentarios durante la realización de la Audiencia Pública.

De esta forma, se busca lograr la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.) en el proceso de toma de decisiones, dentro de un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas contenidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado y la Ley del Procedimiento Administrativo General.

2.3. Observaciones a las Propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES

Con fecha 28 de diciembre de 2023, Osinergmin mediante los Oficios N° 2365-2023-GRT y N° 2366-2023-GRT comunicó por escrito sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas presentadas por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES.

Inmediatamente después de remitidos los informes de observaciones, se procedió a la publicación de los mismos en la página Web de Osinergmin.

2.4. Absolución de las Observaciones

El 26 y 29 de enero de 2024, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, respectivamente, remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin y presentaron sus informes con los resultados modificados del ESTUDIO.

En el Cuadro N° 2.2 se resumen las propuestas después de la absolución de las observaciones.

Cuadro N° 2.2

Tarifas	Unidades	Absolución Subcomités COES
Precio Promedio de la Energía	ctm S/ /kWh	22,66
Precio de la Potencia	S/ /kW-mes	23,06
Peaje por Conexión	S/ /kW-mes	33,105

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 122 del RLCE[6], en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de Osinergmin, corresponde a este organismo, de acuerdo con el análisis que se indica posteriormente, establecer los valores correspondientes y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la LCE.

[6] **Artículo 122º.-** En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53º y 71º de la LCE.

2.5. Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, tanto en sus propuestas iniciales, como en la respuesta a las observaciones formuladas a sus propuestas para la Fijación de los Precios en Barra del periodo mayo 2024 – abril 2025. Hecho el análisis, se elaboraron los informes técnicos de sustento con el resultado de los estudios realizados.

Asimismo, de acuerdo al "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD, se comparó el precio obtenido de potencia y energía con el precio promedio de las licitaciones, resultando que el mismo se encuentra en menos del 10% del precio promedio de las licitaciones, por lo cual se tuvo que determinar el Factor de Ajuste a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de ±10% exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832. De igual manera dentro de los Peajes por Conexión y Transmisión se incluyeron los cargos adicionales.

El Cuadro N° 2.3 resume los precios determinados por Osinergmin después del análisis efectuado.

Cuadro N° 2.3

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de febrero de 2024	Fijación Osinergmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,80	22,38	-1,9%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	21,88	22,56	3,1%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	33,368	39,283	17,7%
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	35,71	36,83	3,1%

De acuerdo con lo señalado en el literal "g" del Anexo A.1 la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", con un mínimo de 15 días hábiles de anticipación a la publicación de la resolución que fije los Precios en Barra, Osinergmin publicará en el diario oficial El Peruano y en su página Web el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y la relación de información que la sustenta.

3. Precios Básicos de Energía y Potencia

El SEIN se extiende desde Tacna por el sur hasta Tumbes por el norte, y enlaza la mayor parte de ciudades del Perú.

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de los Precios en Barra para el periodo mayo 2024 - abril 2025.

3.1. Procedimientos de Cálculo

Esta sección describe los procedimientos generales y modelos empleados para el cálculo de los precios básicos en el SEIN.

3.1.1 Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de la Energía, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el RLCE, se calculó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 36 meses del periodo de análisis, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 47 al 50 de la LCE[7] para el horizonte comprendido entre el 01 de enero de

[7] **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo.

La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.

b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley.

El periodo de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.

c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior.

2023 y el 31 de diciembre de 2026. Los costos marginales se determinan a partir del programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la LCE.

El programa de operación se obtiene haciendo uso del modelo PERSEO 2.0 Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales; utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda (2023 - 2026) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología, el modelo PERSEO 2.0 utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés. Para el presente estudio se utilizan los datos de caudales naturales de los últimos 58 años, con información histórica, hasta el año 2022.

La representación de la demanda del sistema se realizó para cada barra, en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 36 meses del periodo de estudio. En consecuencia, los costos marginales esperados se calcularon para cada uno de los bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resume en sólo dos periodos: punta y fuera de punta (para el periodo fuera de punta se consideran los bloques de media y base).

Para representar la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) asignada a las centrales de generación con potencia mayor a 10 MW, se está considerando el porcentaje de reserva de 2,1%, para el periodo de avenida en los meses de enero a mayo y diciembre 2024; y 2,5% para el periodo de

---

d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.

e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley.

f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.

g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía.

h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48º.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49º.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 50º.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.

estiaje en los meses de junio a noviembre de 2024. En el caso del mantenimiento, se establece el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Se considera, además, las restricciones impuestas por la Resolución Directoral N° 538-2023-ANA-AAA.MAN y Resolución Ministerial N° 0149-98-AG, en el control de los desembalses del lago Junín.

Asimismo, se ha incluido el modelamiento de las centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables (Eólicas y Solares), e hidroeléctricas de menos de 20 MW de capacidad, en base a la información histórica de su forma de operación anual, llevadas a cabo hasta la fecha.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO 2.0, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en el portal del modelo consignado en la página Web de Osinergmin: https://www.gob.pe/osinergmin.

3.1.2 Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el artículo 126 del RLCE[8], se determina a partir de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El Precio Básico de Potencia corresponde a la anualidad de la inversión de la unidad de punta (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, conforme al Procedimiento para la

[8] **Artículo 126°.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:
   - I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
   - II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
   - III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
   - IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
   - V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
   - VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
   - I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
   - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
     1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
     2) El costo de instalación y conexión al sistema.
   - III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, se considera los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución N° 199-2020-OS/CD, publicada el 27 de noviembre de 2020. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

3.2. Premisas y Resultados

En este numeral se detalla la previsión de demanda, el programa de obras, los costos variables de operación y el costo de racionamiento que se utilizan para el cálculo de los costos marginales y los precios básicos de potencia y energía. Finalmente, se presenta la integración de precios básicos y peajes de transmisión para constituir los Precios en Barra.

3.2.1 Previsión de Demanda

Para efectuar el pronóstico de la demanda para el periodo 2024 – 2026 se ha tomado en cuenta la propuesta remitida por el Subcomité de Generadores del COES. (ver Anexo A para mayor detalle):

- La demanda vegetativa del periodo 2024 a 2026 ha sido proyectada con el Modelo de Corrección de Errores, conforme a fijaciones tarifarias anteriores.
- Se ha considerado la serie histórica del Producto Bruto Interno (PBI) correspondiente a precios constantes del año 2007, según la publicación disponible del Instituto Nacional de Estadística e Informática- INEI.
- Las tasas de crecimiento del PBI para el periodo 2024 – 2026 han sido tomadas de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI con fecha de 31.01.2024 realizadas a Analistas Económicos y publicadas por el BCRP.
- Respecto de las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2023, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Shougang Hierro Perú, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Chinalco (Toromocho), Quellaveco, Hudbay y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Unión Andina de Cementos, etc.
- Para la proyección 2024-2026, se ha considerado las cargas de seis proyectos: Shougang, Shouxin S.A., Pampas del Pongo (Jinzhao Mining Peru S.A), Ariana, Unidad Minera de Shahuindo y Minsur que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también conforme a información comercial disponible.
- En cuanto a los valores de ventas, tarifa, pérdidas eléctricas y la participación en las ventas (en muy alta, alta y media tensión) correspondientes al año 2023, se ha considerado la información comercial disponible de las empresas eléctricas a diciembre de ese año. Por otro lado, al consumo de energía, se le ha agregado un porcentaje de pérdidas, a fin de compensar las pérdidas transversales no consideradas en el modelamiento de la red de transmisión.

- Los factores de carga y simultaneidad para el año 2023 son los registrados durante ese periodo. Así también, la proyección de demanda 2024-2026 se ha realizado considerando la representatividad del año 2023 como último periodo histórico.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el Cuadro N° 3.1. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO 2.0 ha sido necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro N° 3.1

Proyección de Demanda
Período 2024-2026

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2024	7 840	60 347	87,6%	3,1%	3,3%
2025	8 094	62 198	87,7%	3,2%	3,1%
2026	8 408	64 535	87,6%	3,9%	3,8%

3.2.2 Programa de Obras

El programa de obras es el equipamiento que comprende los equipos de generación y transmisión y sus fechas esperadas de puesta en servicio dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del artículo 47 de la LCE. Dicho periodo de estudio se extiende a los 24 meses posteriores, y los 12 meses previos, al 31 de marzo del año de la fijación.

En este sentido, la LCE dispone que para efectos de los 12 meses previos se considere el programa de obras histórico; en tanto que, para los 24 meses posteriores se considere las obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo. Para ello Osinergmin presta especial atención al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda, orientado al reconocimiento de costos de eficiencia y a la estructuración de los mismos, de manera que promuevan la eficiencia del sector.

Adicionalmente, en el plan de obras de generación se han incluido los proyectos de energía renovables que fueron adjudicados en los procesos de subastas de generación eléctrica con RER, conforme se detalla en el Anexo D. De este modo, el programa de obras de generación en el SEIN que se emplea para la presente fijación tarifaria se muestra en el Cuadro N° 3.2.

Cuadro N° 3.2
Proyectos de Generación (Periodo 2024 – 2026)

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Quitaracsa - G1 (*)	58,9	Mar-24
C.H. Pachachaca (*)	9,74	Mar-24
C.E. Wayra Extensión	177,0	Mar-24
C.S. Clemesí	114,9	Mar-24
C.T. Cogeneración Refinería Talara (**)	102,3	May-24
C.E. San Juan	135,7	May-24
C.H. Centauro I - III	9,9	Jun-24
C.H. Anashironi	20	Nov-24
C.S. Matarani	80	Ene-25
C.S. San Martín	252,4	Jul-25
C.S. Sunny	204	Nov-25
C.S. Wayra Solar	94,2	Dic-25
C.S. Solimana	250	Ene-26
C.S. Characato	30	Mar-26
C.H. San Gabán III	205,8	May-26
C.E. Caravelí	219,6	Jul-26
C.S. Expansión Intipampa	39,6	Dic-26

(*) Reingresos.
(**) Inyectará excedentes al SEIN (en promedio 5,3 MW)

Respecto al plan de obras del sistema de transmisión, lo propuesto por el Subcomité de Transmisión del COES se ha consolidado con los aprobados en los Planes de Transmisión, previstos para entrar en operación comercial dentro de los 24 meses posteriores, asi también con aquellos que se encuentran en ejecución o están programados para que ingresen dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO 2.0, tal como se muestra en el Cuadro N° 3.3.

Cuadro N° 3.3
Proyectos de Transmisión (Periodo 2024 – 2026)

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ago-24	L.T. 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)
Set-24	Cambio de nivel de tensión L.T. Chilca - La Planicie - Carabayllo
Set-24	L.T. 500 kV Chilca - Carabayllo
Oct-24	Enlace 500 kV La Niña - Piura
Ene-25	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes Enlace
Ene-25	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabayllo 250 MVA
Ene-25	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas
Feb-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
May-25	S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA
Jun-25	Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)
Jun-25	Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)
Nov-25	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVA en S.E. San Juan 220 kV

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ene-26	Enlace 220 kV Cajamarca-Cadic-Moyobamba (Segundo Circuito)
Mar-26	ITC Ampliación de la SE Planicie, ampliaciones y subestaciones asociadas
Mar-26	Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito)
Abr-26	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero
Abr-26	SE Nueva Carhuaquero 220 kV
Set-26	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo
Set-26	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en S.E. Trujillo 500 kV
Set-26	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando LT 220 kV Chidayo Oeste – La Niña/Felam

En el Cuadro N° 3.4 se presenta información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el SEIN; mientras que, en el Cuadro N° 3.5 se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del SEIN. Finalmente, en el Cuadro N° 3.6 se presenta la relación de las centrales con recurso energéticos renovables que operan en el SEIN.

Cuadro N° 3.4
Centrales Hidroeléctricas Existentes

Central	Potencia Efectiva MW (1)	Energía 2023 GWh	Factor de Planta 2023	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
C.H. Cahua	45,4	285,0	71,5%	24,31	0,519
C.H. Cañón del Pato	265,6	1 405,7	60,3%	75,58	0,976
C.H. Carhuaquero	94,5	564,5	68,0%	21,06	1,246
C.H. Carhuaquero IV	10,0	71,2	81,0%	2,56	1,085
C.H. Caña Brava	5,7	30,2	60,3%	19,39	0,082
C.H. Mantaro	678,7	4 677,5	78,5%	106,00	1,779
C.H. Restitución	219,4	1 512,6	78,5%	105,13	0,580
C.H. Callahuanca	84,4	561,1	75,7%	24,70	0,949
C.H. Huampaní	30,9	215,7	79,5%	21,19	0,405
C.H. Huinco	277,9	1 035,8	42,4%	27,17	2,841
C.H. Matucana	137,0	872,4	72,5%	15,84	2,402
C.H. Moyopampa	69,2	524,8	86,3%	19,32	0,995
C.H. Yanango	43,1	213,2	56,3%	20,03	0,598
C.H. Chimay	152,3	780,5	58,3%	90,20	0,469
C.H. Malpaso	48,5	170,1	39,9%	80,39	0,168
C.H. Oroya	9,1	58,7	73,4%	6,56	0,385
C.H. Yaupi	113,7	777,3	77,8%	29,05	1,087
C.H. Gallito Ciego	35,3	167,6	54,0%	41,11	0,239
C.H. Pariac	4,8	21,6	51,1%	2,70	0,494
C.H. Huanchor	19,8	142,5	81,9%	10,93	0,503
C.H. Misapuquio	3,9	18,5	54,1%	2,16	0,502
C.H. San Antonio	0,6	1,9	35,9%	2,39	0,070
C.H. San Ignacio	0,4	1,4	38,7%	2,52	0,044
C.H. Huayllacho	0,2	0,6	32,7%	0,16	0,347
C.H. Yuncán	136,7	799,5	66,6%	29,91	1,270
C.H. Quitaracsa - G2	58,8	120,3	23,3%	7,80	2,095
C.H. Santa Rosa I	1,0	4,6	52,2%	5,79	0,048
C.H. Santa Rosa II	1,6	8,6	61,3%	4,69	0,095
C.H. Poechos II (2)	9,6	50,2	59,5%	60,91	0,044
C.H. Charcani I	1,6	13,6	96,5%	10,24	0,043
C.H. Charcani II	0,6	4,7	89,4%	6,16	0,027
C.H. Charcani III	4,7	39,0	94,6%	10,10	0,129

Central	Potencia Efectiva MW (1)	Energía 2023 GWh	Factor de Planta 2023	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
C.H. Charcani IV	15,4	91,9	67,9%	15,04	0,284
C.H. Charcani V	146,6	598,3	46,5%	26,20	1,554
C.H. Charcani VI	8,9	52,5	67,2%	14,97	0,165
C.H. Aricota I	22,1	55,5	28,6%	4,54	1,352
C.H. Machupicchu	168,8	1 183,1	79,8%	55,83	0,840
C.H. San Gabán	115,7	707,8	69,6%	19,88	1,617
C.H. La Joya (2)	9,1	44,7	55,9%	8,95	0,282
C.H. Santa Cruz I (2)	6,6	32,4	55,9%	6,54	0,280
C.H. Santa Cruz II (2)	6,5	37,5	65,7%	6,27	0,288
C.H. Roncador (2)	3,7	23,0	70,7%	8,45	0,122
C.H. Platanal	227,1	1 114,0	55,8%	40,70	1,550
C.H. Marañon	19,9	146,3	83,7%	26,41	0,209
C.H. Purmacana (2)	1,8	4,8	30,1%	2,14	0,234
C.H. Huasahuasi I (2)	9,9	45,2	51,9%	6,49	0,424
C.H. Huasahuasi II (2)	10,0	48,7	55,5%	6,54	0,425
C.H. Yanapampa (2)	3,9	25,3	74,0%	19,87	0,055
C.H. Nuevo Imperial (2)	4,0	27,9	79,5%	7,46	0,149
C.H. Pizarras (2)	19,2	101,4	60,1%	22,97	0,232
C.H. Huanza	98,3	324,0	37,5%	16,32	1,673
C.H. Runatullo III (2)	20,0	115,2	65,6%	5,51	1,008
C.H. Runatullo II (2)	20,0	97,5	55,5%	7,17	0,775
C.H. Canchayllo (2)	5,2	33,9	74,2%	6,69	0,216
C.H. Cheves	179,6	817,2	51,8%	34,34	1,453
C.H. Santa Teresa	89,9	628,6	79,6%	53,07	0,471
C.H. Cerro del Águila	582,5	2 715,8	53,1%	242,77	0,667
MCH. Cerro del Águila	10,4	52,8	57,8%	19,19	0,151
C.H. Chancay (2)	20,3	153,5	86,1%	3,48	1,620
C.H. Rucuy (2)	20,3	134,0	75,2%	3,48	1,620
C.H. Potrero (2)	20,2	110,8	62,4%	18,40	0,305
C.H. Yarucaya (2)	18,1	140,1	88,1%	13,48	0,373
C.H. Chaglla	470,4	1 757,5	42,5%	148,37	0,881
C.H. PCH. Chaglla	6,4	53,0	94,3%	3,68	0,483
C.H. Renovandes H1 (2)	20,9	165,6	90,2%	7,57	0,767
C.H. Her I (2)	0,7	4,2	67,7%	18,27	0,011
C.H. Angel I (2)	20,1	88,3	50,0%	8,15	0,685
C.H. Angel II (2)	20,0	108,7	61,9%	8,12	0,684
C.H. Angel III (2)	20,1	106,2	60,1%	8,19	0,682
C.H. Carhuac (2)	20,4	102,1	57,0%	14,19	0,399
C.H. El Carmen (2)	8,6	44,9	59,5%	4,35	0,549
C.H. 8 de Agosto (2)	20,6	117,6	65,0%	17,55	0,326
C.H. Manta (2)	20,8	79,9	43,7%	6,00	0,963
C.H. La Virgen	84,0	374,8	50,8%	28,58	0,816
Total	5 162,1	27 817,4	63,2%		

Notas:

(1) Potencias Efectivas actualizadas al 31.01.2024
(2) Central hidroeléctrica adjudicada de subasta RER.

Cuadro N° 3.5
Centrales Termoeléctricas Existentes

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und. /kWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,6	Gas Natural	9,951
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	91,6	Gas Natural	11,227
Turbo Gas Natural Oquendo	32,2	Gas Natural	9,800
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	53,7	Gas Natural	12,622
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	47,9	Gas Natural	12,829
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	110,7	Gas Natural	11,502
Turbo Vapor de Shougesa	61,8	Residual 500	0,326
G. Diesel Shougesa	1,2	Diesel B5 S-50	0,218
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	90,1	Gas Natural	11,464
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	90,0	Gas Natural	11,474
G. Diesel Tumbes	17,3	Diesel B5 S-50	0,180
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	224,0	Gas Natural	7,084
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	12,9	Gas Natural	7,122
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	225,3	Gas Natural	7,156
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	14,0	Gas Natural	7,186
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	191,2	Gas Natural	10,188
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	321,8	Gas Natural	6,505
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	10,3	Diesel B5 S-50	0,222
Chilina TG	12,2	Diesel B5 S-50	0,360
Mollendo I GD	24,5	Diesel B5 S-50	0,202
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	23,1	Gas Natural	8,859
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	297,3	Gas Natural	6,931
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	297,4	Gas Natural	6,782
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	296,3	Gas Natural	6,954
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	302,6	Gas Natural	6,840
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	285,7	Gas Natural	6,699
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	286,3	Gas Natural	6,682
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	257,5	Gas Natural	6,952
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	257,4	Gas Natural	6,752
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	288,5	Gas Natural	7,110
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	114,0	Gas Natural	6,976
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	184,9	Diesel B5 S-50	0,238
Reserva Fria Puerto Eten	225,1	Diesel B5 S-50	0,237
NEPI	618,6	Diesel B5 S-50	0,230
Reserva Fria Ilo	502,8	Diesel B5 S-50	0,230
Reserva Fría Pucallpa	44,1	Diesel B5	0,260
Reserva Fría Puerto Maldonado	17,4	Diesel B5 S-50	0,254
Puerto Bravo	723,4	Diesel B5 S-50	0,234
Recka TG1	179,4	Diesel B5 S-50	0,240
Total	6883,9		

Notas:

GD: Grupo Diesel
TV: Turbina a vapor
TG: Turbugas operando con Gas Natural, Diesel B5 o B5 S-50
Und.: Kg. para el Diesel B5 o B5 S-50, Residual y Carbón. MBTU para el Gas Natural

Cuadro N° 3.6
Centrales RER en Operación Comercial

Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia MW	Energía Anual Adjudicada GWh
C.T. Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Biomasa	13,45	97,75
C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	4,28	28,30
C.T. Biomasa La Gringa V	Petramas S.A.C.	Biomasa	2,93	14,02

Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia MW	Energía Anual Adjudicada GWh
C.T. Doña Catalina	Petramas S.A.C.	Biomasa	2,38	14,50
C.T. Callao	Petramas S.A.C.	Biomasa	2,35	14,50
C.S. Repartición Solar 20T	Repartición Arcus S.A.C.	Solar	20	37,44
C.S. Majes Solar 20T	Majes Arcus S.A.C.	Solar	20	37,63
C.S. Tacna Solar 20T	Tacna Solar S.A.C.	Solar	20	47,20
C.S. Panamericana Solar 20TS	Panamericana Solar S.A.C.	Solar	20	50,68
C.S. Moquegua FV	Moquegua FV S.A.C.	Solar	16	43,00
C.E. Marcona	Parque Eólico Marcona S.A.C.	Eólica	32	148,38
C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30,86	119,67
C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	83,15	302,95
C.E. Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97,15	415,76
C.S. Rubí	Enel Generación Perú S.A.A.	Solar	144,48	415,00
C.S. Intipampa	Engie Energía Perú	Solar	44,54	108,40
C.E. Wayra I	Enel Generación Perú S.A.A.	Eólica	132,3	573,00
C.E. Dunas (1)	GR Taruca S.A.C.	Eólica	18,37	81,00
C.E. Huambos (1)	GR Paino S.A.C.	Eólica	18,37	84,60
C.T. Maple (2)	Agroaurora S.A.C.	Biomasa	20,69	-
C.T. San Jacinto (2)	Agroindustrias San Jacinto S.A.	Biomasa	8,15	-
C.T. Caña Brava (2)	Bioenergía del Chira S.A.	Biomasa	11,59	-
C.S. Yarucaya (2)	Colca Solar S.A.C.	Solar	1,29	-
C.S. Carhuaquero (2)	Kondu S.A.C.	Solar	0,55	-
		Total	764,88	2 663,8

Notas:

(1) Mediante los Oficios N° 318-2021-MINEM/DGE y 320-2021-MINEM/DGE, se informó que dicho Ministerio decidió resolver los Contratos RER suscritos.

(2) No corresponde a Subastas RER.

3.2.3 Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se calculan a partir de los costos variables relacionados directamente con la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce.

De otro lado, en aplicación del artículo 10[9] del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 037-2006-EM, se

[9] **Artículo 10º.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra**

Para el cálculo de las tarifas en barra, la oferta de las Centrales de Cogeneración Calificadas será proyectada como una constante que será igual a los valores históricos de producción de potencia y energía registrados de cada Central en el último año. Para la simulación del despacho se considerará los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Artículo 7°.

ha procedido a modelar a las centrales de Cogeneración Calificadas con una oferta constante.

3.2.3.1 Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (Diésel N° 2[10], Residual Nº 6 y Residual Nº 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

Con base en lo establecido en el artículo 124 del RLCE[11], en el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se considera como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. para generación eléctrica en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publique Osinergmin.

Los precios de referencia se determinan conforme a lo dispuesto en el "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica", aprobado por Resolución N° 062-2005-OS/CD.

El Cuadro N° 3.7 presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima[12] (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2024. Para la etapa de publicación se actualizará al 31 de marzo de 2024, a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 50 de la LCE. También, se presenta el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6, Residual 500 y Diésel B5 o B5-S50.

Cuadro N° 3.7

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precio de Lista - Petroperú)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad
		S/. / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	kg / Gln
Callao	Diesel B5 S-50	**14,56**	3,82	160,59	1177,2	3,248
	Residual 6	**n/d**	n/d	n/d	n/d	3,612
	Residual 500	**n/d**	n/d	n/d	n/d	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	**15,13**	3,97	166,88	1223,3	3,248
	Residual 500	**9,96**	2,61	109,80	711,4	3,675
Ilo	Diesel B5	**15,28**	4,01	168,53	1235,4	3,248

n/d: No hay Datos

Tipo de Cambio	**S/./USD**	**3,808**
ISC DB5	**S/./Galon**	**1,700**
ISC DB5S50	**S/./Galon**	**1,490**
ISC R6	**S/./Galon**	**0,920**
ISC R500	**S/./Galon**	**1,000**

Fuente Petroperu: Precios al 31 de Enero de 2024

[10] En este informe deberá entenderse que la referencia al combustible Diesel Nº 2 corresponde indistintamente también a la denominación Diesel B5 o B5-S50, que publica PetroPerú S.A.

[11] **Artículo 124º**. El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47º de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

a) ...

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

[12] Desde noviembre 2015, se tiene que PetroPerú S.A. no se está publicando el precio de combustibles de Residual 500 y Residual 6 para la planta Callao, por lo que no se está considerando en la presente regulación.

El Cuadro N° 3.8 presenta los precios de referencia ponderados de Osinergmin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2024.

Cuadro N° 3.8

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad
		S/ / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	kg / Gln
Callao	Diesel B5 S-50	**10,38**	2,73	114,49	839,2	3,248
	Residual Nº 6	**7,31**	1,92	80,63	531,5	3,612
	Residual 500	**7,19**	1,89	79,30	513,8	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	**10,80**	2,84	119,12	873,2	3,248
	Residual 500	**7,55**	1,98	83,27	539,5	3,675
Ilo	Diesel B5	**10,90**	2,86	120,22	881,3	3,248

Tipo de Cambio	S/./USD	3,808
ISC DB5	S/ /Galon	1,700
ISC DB5S50	S/ /Galon	1,490
ISC R6	S/ /Galon	0,920
ISC R500	S/ /Galon	1,000

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de Enero de 2024

En aplicación del artículo 124 del RLCE, se compararon los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de Osinergmin, resultando que, para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro N° 3.9.

Cuadro N° 3.9

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios Comparados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad
		S/. / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	kg / Gln
Callao	Diesel B5 S-50	**10,38**	2,73	114,49	839,2	3,248
	Residual Nº 6	**7,31**	1,92	80,63	531,5	3,612
	Residual Nº 500	**7,19**	1,89	79,30	513,8	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	**10,80**	2,84	119,12	873,2	3,248
	Residual Nº 500	**7,55**	1,98	83,27	539,5	3,675
Ilo	Diesel B5	**10,90**	2,86	120,22	881,3	3,248

Tipo de Cambio	S/./USD	3,808
ISC DB5	S/./Galon	1,700
ISC DB5S50	S/./Galon	1,490
ISC R6	S/./Galon	0,920
ISC R500	S/./Galon	1,000

Precios al 31 de Enero de 2024

Finalmente, a los valores resultantes, cuando corresponda, se les agrega el Impuesto Selectivo al Consumo que grave al combustible debido a que no genera crédito fiscal.

3.2.3.2 Precio del Gas Natural

De acuerdo al artículo 124 del RLCE, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, del 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (hoy Osinergmin).

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como

precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del artículo 124 del RLCE, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31, teniendo como límite superior aquél que resulte del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra" establecido por Osinergmin.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales termoeléctricas de Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, y Malacas TG6 fueron de 3,9116; 2,7906; 2,8148; y 1,1390 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2024, resultan ser los mismos, a excepción del correspondiente a la C.T. Aguaytía por superar el precio límite. Cabe mencionar que, el precio referencial para la C.T. Oquendo TG1 es 3,9763 USD/MMBTU; sin embargo, al ser una central de Cogeneración Calificada, y en aplicación del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 037-2006-EM, corresponde considerarla con una oferta constante y un costo de combustible de cero (0) para efectos del modelo.

3.2.3.3 Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calculan tomando en cuenta el precio del combustible en el respectivo punto de compra, el flete, el tratamiento del combustible y los stocks (almacenamiento) para cada central eléctrica. En este sentido, es posible tomar como referencia la información del Cuadro N° 3.9 y calcular un valor denominado "Otros" para relacionar el precio del combustible en cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el Cuadro N° 3.10.

Cuadro N° 3.10. Precios de Combustibles

Central	Combustible	Precio
Turbo Gas Natural Malacas TG6	Gas Natural	1,1390
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	2,7906
Turbo Gas Natural Oquendo	Gas Natural	3,9763
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Gas Natural	3,9129
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	586,61
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	962,00
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	Gas Natural	3,9116
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	Gas Natural	3,9116
G. Diesel Tumbes	Diesel B5 S-50	1008,34
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,9129
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	3,9351
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	Gas Natural	3,9127
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	Diesel B5 S-50	1016,29
Chilina TG	Diesel B5 S-50	1016,29
Mollendo I GD	Diesel B5 S-50	1004,17
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	3,3274
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Gas Natural	3,9115
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	3,9127
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	3,9127
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	3,9127
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Gas Natural	3,9138
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Gas Natural	3,9138
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Gas Natural	3,9163
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Gas Natural	3,9163
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Gas Natural	3,9163
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Gas Natural	3,9144
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Diesel B5 S-50	975,93
Reserva Fria Puerto Eten	Diesel B5 S-50	984,29
NEPI	Diesel B5 S-50	1014,01
Reserva Fria Ilo	Diesel B5 S-50	1050,00
Reserva Fría Pucallpa	Diesel B5	940,40
Reserva Fría Puerto Maldonado	Diesel B5 S-50	1001,44
Puerto Bravo	Diesel B5 S-50	996,203
Recka TG1	Diesel B5 S-50	988,41

Nota:
(1) El Precio del Diesel B5 o B5 S-50, Residual Nº 6, Residual Nº 500 y Carbón está expresado en USD/Ton.
(2) El Precio del Gas Natural está expresado en USD/MMBTU.
(3): Se incluye el ISC para los combustibles Diesel B5 o B5 S-50, Residual N° 6 y Residual N° 500

Con los precios anteriores y los consumos específicos del Cuadro N° 3.5 se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el Cuadro N° 3.11.

Cuadro N° 3.11. Costos Variables de Operación

Central	Consumo Específico Unid/MWh	Costo del Combustible USD/Unid	CVC USD/MWh	CVNC USD/MWh	CVT USD/MWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,951	1,1390	11,33	0,173	11,51
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,227	2,7906	31,33	1,499	32,83
Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,9763	38,97	3,770	42,74
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,622	3,9129	49,39	7,895	57,28
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,829	3,9129	50,20	6,891	57,09
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,502	3,9129	45,01	4,405	49,41
Turbo Vapor de Shougesa	0,326	586,6055	191,38	3,052	194,43
G. Diesel Shougesa	0,218	962,0049	209,63	2,251	211,88
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,464	3,9116	44,84	0,048	44,89
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,474	3,9116	44,88	1,525	46,41
G. Diesel Tumbes	0,180	1008,3417	181,67	2,664	184,33
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,084	3,9129	27,72	1,791	29,51
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,122	3,9129	27,87	1,855	29,72
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,156	3,9129	28,00	1,794	29,80
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,186	3,9129	28,12	1,859	29,98
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,188	3,9351	40,09	2,335	42,42
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	6,505	3,9127	25,45	1,005	26,46
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	0,222	1016,2862	226,07	3,810	229,88
Chilina TG	0,360	1016,2862	365,43	17,445	382,88
Mollendo I GD	0,202	1004,1664	202,51	2,025	204,53
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,859	3,3274	29,48	3,517	33,00
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	6,931	3,9115	27,11	1,438	28,55
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6,782	3,9127	26,53	1,116	27,65
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6,954	3,9127	27,21	0,932	28,14
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6,840	3,9127	26,76	0,937	27,70
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	6,699	3,9138	26,22	1,872	28,09
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	6,682	3,9138	26,15	1,925	28,08
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6,952	3,9163	27,22	1,548	28,77
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6,752	3,9163	26,44	1,491	27,93
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	7,110	3,9163	27,85	1,072	28,92
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	6,976	3,9144	27,31	1,555	28,86
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	0,238	975,9304	232,74	4,000	236,74
Reserva Fria Puerto Eten	0,237	984,2903	233,62	4,000	237,62
NEPI	0,230	1014,0121	233,20	2,231	235,43
Reserva Fria Ilo	0,230	1050,0043	241,97	4,000	245,97
Reserva Fría Pucallpa	0,260	940,3951	244,73	21,787	266,52
Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1001,4400	254,32	21,640	275,96
Puerto Bravo	0,234	996,2031	232,91	6,713	239,62
Recka TG1	0,240	988,4110	237,05	4,000	241,05

NOTAS :

Consumo Específico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = USD/Ton; Gas Natural = USD/MMBtu.

3.2.4 Canon del Agua

Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica que establece el artículo 107 de la LCE y el artículo 214 de RLCE[13], cuyo monto es de 2,4 S//MWh, conforme al valor

[13] **Artículo 107º.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley Nº.17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 214° (RLCE).- La compensación única al Estado a que se refiere el artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

a) El titular de la central generadora, efectuará una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación;

vigente del 1% del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) vigente, al 31 de enero de 2024, de la Barra Base Lima 220 kV para el SEIN.

Al respecto, cabe mencionar que el SUBCOMITÉ considera el valor del "Precio en Barra" en horas de fuera de punta (PEMF) de la barra Lima y no el "Precio a Nivel de Generación" (PNG), debido a que el Valor del Agua que corresponde a la retribución por parte de los concesionarios que utilizan recursos hídricos corresponde a un valor de hasta 1% del "Precio Básico de Energía", lo cual es calculado conforme al artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y 124° del Reglamento de la LCE (RLCE). Por este motivo, el SUBCOMITÉ refiere que debe utilizarse el "Precio en Barra" en la barra Lima como referencia para determinar el Valor del Agua en las simulaciones con el modelo PERSEO y no el "Precio a Nivel de Generación", ya que según su apreciación el "Precio a Nivel de Generación" corresponde al artículo 29 de la Ley N° 28832 a ser aplicado a los consumidores finales de electricidad del SEIN.

Con relación a lo manifestado por el SUBCOMITÉ, se debe considerar que en el artículo 107° de la LCE SE establece que el pago que corresponde a los concesionarios de generación hidroeléctricos y geotérmicos constituye una retribución única a favor del Estado por el uso de los recursos naturales, el cual no puede ser superior al 1% del precio promedio de energía a nivel generación. Por su parte, en el artículo 214 del RLCE se establece que el titular de la central de generación abona mensualmente el referido pago, para lo cual efectúa una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación.

Como puede apreciarse de las disposiciones normativas citadas, el criterio para determinar el canon hídrico implica observar el precio promedio de la energía a nivel generación. Ahora, si bien es cierto que antes el precio de la energía correspondía a los precios en barra, esto cambió con la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, mediante la cual se creó el Precio a Nivel Generación que viene a ser un promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación (promedio de los precios en barra y los contratos suscritos) y los contratos resultantes de las licitaciones de largo plazo. Esta Ley también modificó el artículo 63 de la LCE que antes disponía que las tarifas máximas a los usuarios regulados comprendían las tarifas en barra, reemplazándolas por el PNG.

Por lo tanto, los artículos 107 de la LCE y 214 del RLCE deben ser interpretados conforme la legislación vigente, debiendo entenderse que cuando se refieren al precio promedio de la energía a nivel generación se refieren al PNG o no a los Precios en Barra, pues hoy el precio representativo de la generación eléctrica viene a ser el primero, en virtud de las licitaciones de suministro de energía y potencia que se han llevado a cabo.

3.2.5 Costo de Racionamiento

Se mantiene el costo de racionamiento establecido por Osinergmin para la anterior fijación de Precios en Barra igual a 746 USD/MWh.

(...)

3.2.6 Precio Básico de la Energía

El Cuadro N° 3.12 presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determina con la optimización y simulación de la operación del SEIN para un horizonte de 36 meses, siendo por ello un precio teórico que será comparado con los precios resultantes de las licitaciones, conforme se describe en el capítulo 5 del presente informe.

Cuadro N° 3.12. Precio Básico de la Energía

FIJACION DE TARIFAS : 2024 - 2025

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Barra Santa Rosa 220 kV

(USD/MWh)

Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
Mayo	32,59	31,30	31,54	1,04

Participación de la Energía

Mes	Punta	F.Punta
Mayo	18,47%	81,53%

Mes	Punta	Media	Base	Total
Mayo	28016	70882	52768	151665

3.2.7 Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia para la presente fijación se determina a partir de los costos de una unidad de punta, turbogas operando con combustible diésel, conforme a la aplicación del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro N° 3.13 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro N° 3.13. Precio Básico de la Potencia

FIJACION DE TARIFAS : 2024 - 2025
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
USD/kW-año

				Costos Fijos (*)		
Ítems		**Generador**	**Conexión**	**Personal**	**Otros**	**Total**
1	**Costo Total: Millon USD**	59,116	3,431			**62,547**
2	**Millón USD/Año**	7,914	0,426	1,077	0,856	**10,273**
3	**Sin FIM : USD/kW-año**	45,56	2,45	6,20	4,93	**59,14**
4	**Con FIM : USD/kW-año**	57,73	3,11	7,86	6,24	**74,93**
	Acumulado : USD/kW-año	**57,73**	**60,83**	**68,69**	**74,93**	

Descripción de Items:

1. Costo de una unidad de 182,51 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.
2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO.
4. Costo anual incluyendo los FIM del sistema (1,3028).
(*) Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.
FIM. Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema
El FIM considera en su cálculo el valor vigente del MRFO que es igual a 21,41%, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 199-20120-OS/CD que fijó el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional para el período del 01 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025.

4. Cargos por Transmisión

4.1. Sistema Principal de Transmisión

Las instalaciones de transmisión consideradas en la regulación de tarifas en barra corresponden a dos categorías: i) Las que conforman el SPT[14], y ii) Las que conforman el SGT[15].

El SPT comprende un conjunto de instalaciones que antes de la expedición de la Ley 28832 fueron calificadas como tales por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MINEM"). Este sistema, redefinido a inicios de 2001, no necesariamente forma una red continua. Las instalaciones que lo integran; así como sus titulares, se detallan en el Cuadro N° 4.1.

Cuadro N° 4.1. Instalaciones que conforman el SPT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP
L-2212	Huacho	Zapallal	REP
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP

[14] La definición 16 del Anexo de la LCE indica que el SPT es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

[15] La definición 30 contenida en el artículo 30 de la Ley 28832 indica que el SGT es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

CODIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP
L-1030	Repartición	Mollendo	REP
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP
C. Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP
C. Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		REP
SE Dolorespata	Celda en 138 kV		Egemsa
SE Azángaro	Celda en 138 kV		San Gabán
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		Eteselva
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		Eteselva
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	Eteselva
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		Minera Antamina
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	Redesur
L-2029	Montalvo	Tacna	Redesur
L-2030	Montalvo	Puno	Redesur
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	C. Transmantaro
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA

De igual modo, se han determinado el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables, el Cargo Unitario por Compensación FISE, el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica y el Cargo por unitario por Confiabilidad de Suministro iguales a 5,058; 6,877; 0,433; 4,802 y 0,438 S/ /kW-mes, respectivamente.

Para el caso de los contratos de concesión suscritos por el Estado con las empresas Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “Transmantaro”)), Red Eléctrica del Sur (en adelante “Redesur”), Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (en adelante “ISA”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), que involucran instalaciones del SPT, la valorización y/o actualización de los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento se rige según criterios y/o procedimientos señalados en los respectivos contratos de concesión.

Asimismo, mediante Oficio N° 335-2017-MEM/DGE, recibido el 16.02.2017, el MINEM remitió, entre otras, las Adendas de los contratos de concesión de Transmantaro, Redesur, ISA y REP, mediante las cuales se ha reemplazado el Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy) por el Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicados ambos por el Departamento del Trabajo del Gobierno de Estados Unidos de Norteamérica (Bureau of Labor Statistics).

4.2. Sistema Garantizado de Transmisión

El SGT comprende el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que conforman el Plan de Transmisión a que se refiere el artículo 21 de la Ley 28832 y, cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. Seguidamente, se describen las instalaciones del SGT agrupadas por concesionaria.

4.2.1 SGT de Transmantaro

Transmantaro es concesionario de los proyectos de línea de transmisión que se muestran en el Cuadro N° 4.2.

Cuadro N° 4.2. Proyectos de SGT de Transmantaro

N°	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)	Puesta en Operación Comercial
1	Etapa 1: L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE Etapa 2: L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	16 714 849 35 519 051	1 333 924,00 2 176 403,00	Jun.11
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo)	167 500 000	5 025 000,00	Dic.2012
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	14 580 022	466 562,00	May.2013
4	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y Subestaciones Asociadas	16 407 891	410 197,00	Set.2013
5	L.T. 500 kV, Trujillo – Chiclayo	101 406 434	3 168 153,00	Jul.2014
6	L.T. 220 kV, Machupicchu – Abancay – Cotaruse	75 005 299 (i)	1 989 931,00	Set.2015
7	L.T. 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya –Montalvo y Subestaciones Asociadas	278 365 620	6 959 140,00	Nov.2017
8	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV – Refuerzo 1	5 549 890(ii)	189 251(ii)	Mar.2018
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	42 170 830 (iii)	1 252 906 (iii)	Dic.2018
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" – Monto Complementario	532 579,11 (iv)	15 823,07(iv)	Jun 2019
11	SGT LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	149 605 957	3 753 407	Jul 2023
12	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 2	19 002 860(v)	632 795(v)	Nov. 2023
	Total de Inversión y COyM	**922 361 283**	**27 373 494**	

(i) Inversión que resulta de la suma aritmética entre la cantidad indicada en el numeral 8.1 del Contrato y la cantidad indicada en el numeral 4 de la Adenda 1 al Contrato.
(ii) Corresponde a los montos determinados para calcular la Base Tarifaria publicada en la Resolución Osinergmin N° 100-2015-OS/CD
(iii) Montos indicados en el numeral 8.1 del Contrato, descontando los montos indicados en la Adenda 2 del Contrato
(iv) Montos indicados en la Adenda 2 del Contrato
(v) Corresponde a los montos determinados para calcular la Base Tarifaria publicada en la Resolución Osinergmin N° 037-2019-OS/CD

Cabe señalar que los valores de inversión corresponden a los que resultaron del proceso de licitación pública llevado a cabo por PROINVERSIÓN en el marco de la Ley 28832, el Reglamento de Transmisión, la LCE, el RLCE, el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos (D.S. N° 059-96-PCM) y otras leyes aplicables y disposiciones específicas emitidas para el efecto. Asimismo, es del caso mencionar que, según el contrato de concesión correspondiente, a partir de la Puesta en Operación Comercial de cada etapa, la Sociedad Concesionaria está autorizada a cobrar la respectiva Base Tarifaria, a ser fijada por Osinergmin.

4.2.2 SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)

El SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante "ATN") comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca Norte – Cerro Corona – Carhuaquero, cuyo Contrato de Concesión fue suscrito el 22 de mayo de 2008.

De conformidad con lo establecido en el numeral 2.1 y el literal h) del numeral 2.2 del Anexo Nº 1 del Contrato y Adendas suscritas el 28 de mayo de 2010 y el 05 de noviembre de 2010, la línea de transmisión está compuesta por tramos. Por otro lado, de acuerdo a lo señalado en la Adenda N° 4 del Contrato de Concesión de ATN, a partir del 03 de marzo de 2011, los costos de inversión y de Operación y Mantenimiento son los que se describen en el Cuadro N° 4.3.

Cuadro N° 4.3. SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)	Puesta en Operación Comercial
1	L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	9 057 347,07	409 173,79	15.Feb.11
2	L.T. 220 kV, Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	12 720 739,08	574 670,68	24.Feb.11
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 273 487,55	464 113,93	01.Feb.11
4	L.T. 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	24 082 891,73	1 087 966,58	28.Dic.11
5	L.T. 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	44 340 365,57	2 003 115,02	26.Jun.11
	Total de Inversión y COyM	**100 474 831,00**	**4 539 040,00**	

4.2.3 SGT de ABY Transmisión Sur S.A.

El SGT de ABY Transmisión Sur S.A. (en adelante "ABY") comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo y subestaciones asociadas. La fecha de cierre del Contrato de Concesión fue el 22 de julio de 2010.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 291 027 958,00, expresado a la fecha de Puesta en Operación Comercial. La fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 17 de enero de 2014 de acuerdo con el Oficio N° 134-2014/MEM-DGE.

Conforme a lo señalado originalmente en la Cláusula 8.1 del Contrato de Concesión de SGT de la Línea de Transmisión 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo, los valores que se tendrán en cuenta para la aplicación de la Base Tarifaria son los costos de Inversión y los costos de OyM, expresados a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), el periodo de Recuperación, la Tasa de Actualización y la correspondiente formula de actualización.

Con fecha 20 de agosto de 2014, la Dirección General de Electricidad remitió a Osinergmin la Primera Adenda al Contrato de Concesión señalado en el párrafo anterior, a efectos de que sea aplicada para el cálculo de la Base Tarifaria respecto de las infraestructuras (compensación serie y la

doble barra en 220 kV en la subestación Montalvo) ingresadas con posterioridad a la POC de la Línea de Transmisión.

En dicha Adenda, ABY y el MINEM acordaron, entre otras, las modificaciones al Contrato respecto a los componentes de inversión, costo de operación y mantenimiento, cuyos valores finales se transcriben en el Cuadro N° 4.4.

Cuadro N° 4.4. SGT de ABY

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD)
1	L.T. 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo	279 248 358	11 577 355
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	11 206 313	464 602
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	573 287	23 768
	Total de Inversión y COyM	291 027 958	12 065 725

4.2.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "TESUR") comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Tintaya – Socabaya y subestaciones asociadas. La fecha de cierre del Contrato de Concesión fue el 30 de setiembre de 2010.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 43 568 414,54 y el Costo de Operación y Mantenimeinto es USD 1 285 268, expresado a la fecha de Puesta en Operación Comercial. Cabe señalar que, la fecha prevista de Puesta en Operación Comercial era el 31 de marzo de 2013; sin embargo, ante las solicitudes de ampliación de plazo para la Puesta en Operación Comercial, el MINEM modificó esta fecha inicialmente para el 13 de julio de 2013, luego para el 31 de diciembre de 2013 y, posteriormente, mediante Oficio N° 2400-2013-MEM/DGE, para el 30 de abril de 2014.

Finalmente, mediante oficio N° 0524-2014-GART, Osinergmin comunicó que la fecha de puesta en operación comercial ocurrió el 01 de junio de 2014.

4.2.5 SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM)

El SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (en adelante "CCNCM") comprende la construcción de líneas de transmisión en 220 kV, subestaciones e instalaciones complementarias, desde las barras de 220 kV de la SE Carhuaquero 220 kV, hasta una subestación cercana de la actual SE Moyobamba, en adelante SE Moyobamba Nueva 220/138/22,9 kV. Este proyecto incluye además: 1) la ampliación de la actual subestación Cajamarca Norte, 2) una subestación intermedia de transformación 220/138/22,9 kV, en el tramo SE Cajamarca Norte – SE Moyobamba Nueva, de maniobra y compensación reactiva, ubicada alrededor de la ciudad de Chachapoyas, en adelante SE Cáclic, desde donde se conectará el actual sistema de distribución de la ciudad de Chachapoyas que es atendido por la

CH Cáclic; la conexión al sistema de distribución no forma parte de la concesión ni del presente proyecto.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 106 887 489,07 y el Costo de Operación y Mantenimeinto es USD 2 892 060, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 26 de noviembre de 2017.

4.2.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (en adelante "TESUR 2") comprende la construcción de líneas de transmisión en 220 kV, ampliaciones en subestaciones existentes, SE Puno en 220 kV y SE Azángaro en 138 kV, construcción de nuevas subestaciones, SE Juliaca Nueva 220/138 kV y SE Azángaro Nueva 220/138 kV; así como, enlaces en 138 kV, entre la SE Azángaro Nueva y la SE Azángaro Existente y derivación de la L-1012 existente (Juliaca –Puno).

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 36 812 000,00 y el Costo de Operación y Mantenimeinto es USD 1 118 000, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 8 de junio de 2018.

4.2.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)

El SGT de Terna Perú S.A.C. (en adelante "TERNA") comprende la construcción de línea de transmisión en 138 kV, ampliaciones en subestaciones existentes para la instalación de celdas de línea en SE Aguaytía en 138 kV y SE Pucallpa en 138 kV.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 8 830 000,00 y el Costo de Operación y Mantenimeinto es USD 307 000, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 16 de mayo de 2021.

4.2.8 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A. (TESUR 4)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A. (en adelante "TESUR 4") comprende la construcción de la línea de transmisión en 220 kV, ampliaciones en subestaciones existentes, SE Tintaya Nueva en 220 kV y SE Azángaro Nueva (Pumiri) en 220 kV.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 12 131 848 y el Costo de Operación y Mantenimeinto es USD 334 468, expresado a la fecha de presentación de oferta. La fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 14 de enero de 2023.

4.3. Valorización de las Instalaciones del SPT

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 77 de la LCE[1], en esta oportunidad no corresponde actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en

[1] **Artículo. 77º**.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

adelante "VNR") de una parte de las instalaciones de transmisión para la mayoría de empresas a excepción de REP, ya que fueron revisadas previamente en el año 2021.

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en los respectivos Contratos BOOT[2] suscritos por el Estado con Redesur y Transmantaro, se procede a actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. Asimismo, no corresponde en este año la actualización del VNR de la empresa ISA.

En cuanto a las inversiones de las instalaciones que forman parte del SGT, estas se actualizarán según lo establecido en sus respectivos contratos.

4.3.1 REP

En la regulación de fijación de tarifas en barra correspondiente a mayo de 2022, se revisó el VNR de parte de las instalaciones de transmisión de REP que forman el SPT; por lo tanto, en la presente fijación no corresponde actualización alguna.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN, asciende a USD 126 839 399 (Ver Anexo I).

4.3.2 Eteselva S.R.L. (Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo 2021, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de Eteselva que forman parte del SPT; por lo tanto, en la presente fijación no corresponde efectuar la actualización respectiva.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT del SEIN, asciende a USD 20 378 485 (Ver Anexo J).

4.3.3 Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo 2021, se revisó el VNR de la celda en la subestación Vizcarra de la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV de Antamina, la cual integra el SPT del SEIN; por lo tanto, en la presente fijación no corresponde efectuar la actualización respectiva.

En ese sentido, el VNR de las instalaciones de Antamina que forman parte de la celda la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV, asciende a USD 886 588 (Ver Anexo K).

4.3.4 San Gabán S.A (San Gabán)

La instalación de transmisión de San Gabán que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea 138 kV en la subestación Azángaro, la misma que fuera separada de la valorización de la L.T. Tintaya – Azángaro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 1472-2002-OS/CD.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2021, por lo que en esta oportunidad no corresponde efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de San Gabán que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 474 215 (Ver Anexo L).

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

[2] Build Own Operate and Transfer

4.3.5 Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A

La instalación de transmisión de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante "Egemsa") que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea 138 kV en la SE Dolorespata, de acuerdo a lo señalado por el MINEM a través de su Oficio N° 1105-2017-MEM/DGE del 06 de junio de 2017.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2021, por lo que en esta oportunidad no corresponde efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de Egemsa que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 393 950 (Ver Anexo H).

4.3.6 Consorcio Transmantaro

De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT de Transmantaro con el Gobierno del Perú, el VNR de sus instalaciones de transmisión que pertenecen al SPT se reajusta utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. El VNR base del SPT de Transmantaro fue de USD 179 179 000 y su valor reajustado asciende a USD 299 443 945.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la Cláusula Cuarta del Addendum N° 5 al Contrato BOOT, firmado el 20 de mayo de 2005, al VNR de las instalaciones de transmisión de Transmantaro que forman parte del SPT, se le sumará un Monto a Restituir (en adelante "MAR") cuyo valor base se estableció en USD 7 145 626 conforme a lo dispuesto en la Decisión Definitiva del Experto, el cual es considerado por Osinergmin con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT y que se reajustará en cada fijación tarifaria utilizando las actualizaciones correspondientes de acuerdo al Contrato BOOT, es decir, utilizando el índice WPSFD4131. El MAR reajustado asciende a USD 11 412 279.

Además, con fecha 12 de junio de 2009, el Estado Peruano y Transmantaro, suscribieron el Addendum N° 8 de su Contrato de Concesión, mediante el cual se acordó la ejecución del proyecto: "Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya". El valor estimado de inversión, que también forma parte del SPT, fue de USD 93 009 425. Posteriormente, mediante comunicación CS-049-12032377, Transmantaro comunicó a Osinergmin el Informe de Auditoría de la Ampliación N° 8, el cual se determinó que la inversión que correspondiente a este proyecto es de USD 74 439 833. Cabe señalar que la Remuneración Anual por Ampliaciones es reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSFD4131), a partir de su fecha de puesta en operación comercial. El VNR actualizado de la Ampliación N° 1 asciende a USD 103 449 036.

Por otro lado, con fecha 31 de octubre de 2013, el Estado Peruano y Transmantaro, suscribieron el Addendum N° 10 de su Contrato de Concesión, mediante el cual el Concedente acepta a restituir a la Sociedad Concesionaria los montos dejados de percibir en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2005 y 30 de abril de 2014. El monto base establecido en la adenda asciende a USD 19 960 468, el cual será considerado por Osinergmin con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT, a partir del 1 de mayo de 2014. Asimismo, según

se indica en el numeral 3.2 de dicho Addendum, se deberá agregar en cada fijación tarifaria, los reajustes correspondientes según las variaciones del índice establecido en el Contrato BOOT desde el 1 de mayo de 2014. El VNR actualizado de la Addendum N° 10 asciende a USD 26 409 695.

Finalmente, se considera la Ampliación Adicional N° 1, donde el monto de inversión establecido en la adenda asciende a USD 5 889 486. El VNR actualizado de la Ampliación Adicional N°1 asciende a USD 7 338 889.

4.3.7 Redesur

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5[3] y en concordancia con la cláusula 14[4] del Contrato BOOT de Redesur con el Gobierno Peruano, el VNR de las instalaciones de transmisión de Redesur que forman parte del SPT del SEIN se reajusta utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSFD4131, publicadas por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor (ver Anexo U). En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000) [5], II (feb 2001) [6] y del Addendum N° 5 reajustados, ascienden a USD 31 117 522, USD 85 091 126 y USD 7 725 252, respectivamente.

4.3.8 Inteconexión Isa Perú S.A.

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5[7] del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la presente fijación de mayo de 2022 corresponde actualizar el VNR de las instalaciones de ISA Perú que integran el SPT del SEIN, utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSFD4131, publicadas por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En ese sentido, para el presente proceso tarifario, el VNR de las instalaciones de ISA asciende a USD 85 099 862.

Se ha tomado en cuenta las dos (2) ampliaciones que se suscribieron el 16 de julio de 2012 y el 18 de octubre de 2013 respectivamente, las cuales comprenden:

- Ampliación N° 1, que comprende realizar las obras necesarias para que la línea de transmisión en 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva tenga una capacidad de transmisión de 250 MVA en operación normal y de 300 MVA en operación en contingencia. Dicha ampliación tiene como fecha de Puesta en Operación Comercial el 03 de agosto de 2011.

---

[3] **Cláusula 5.2.5.1 (i) (a)**.- La tarifa comprenderá la anualidad de la inversión que será calculada aplicando el VNR determinado por el organismo regulador el que será siempre igual al Monto de la Inversión del Adjudicatario, ajustado en cada periodo de revisión por la variación del Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.

[4] **Cláusula 14 (i)**.- Conforme al sistema legal de Tarifas vigente en el Perú, cuyo órgano regulador es la Comisión de Tarifas Eléctricas, la Sociedad Concesionaria tiene derecho a cobrar al conjunto de concesionarios de generación que entregan electricidad al Sistema Principal de Transmisión, las sumas necesarias para cubrir el valor efectivo de su Costo Total de Transmisión, reajustado anualmente según contempla la cláusula 5.2.5.1.(i) de este contrato.

[5] Corresponde a la L.T 220 kV Montalvo – Socabaya.

[6] Corresponde a las L.T. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno.

[7] 5.2.5 (i) la anualidad de la Inversión que será calculada aplicando:

(a) el VNR determinado por la CTE, el que será siempre igual al Inversión de cada una de las líneas eléctricas del Sistema de Transmisión, ajustado en cada periodo de revisión previsto por el D.L. 25844, a partir de la Puesta en Operación Comercial, por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 1, se establece la retribución por un monto ascendió a USD 454 858, reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSSOP3500 y WPSFD4131), a partir de su fecha de puesta en operación comercial. El valor actualizado de dicha inversión es de USD 614 058.

- Ampliación N° 2, que comprende realizar las obras necesarias para que la línea de transmisión en 220 kV Paragsha – Vizcarra tenga una capacidad de transmisión de 250 MVA en operación normal y de 300 MVA en operación en emergencia. Dicha ampliación tuvo como fecha prevista de Puesta en Operación Comercial el 18 de octubre de 2014.

  Para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 2, se estableció en la Segunda Cláusula Adicional al Contrato, un costo de inversión de USD 1 047 480, valor que será reajustado anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie WPSFD4131), a partir de su fecha de puesta en operación comercial. Sin embargo, el monto de inversión determinado en el Informe de Auditoría de costos incurridos en la ejecución de las instalaciones de la Ampliación N° 2, estableció el monto base de inversión a reconocer en USD 1 538 932. El valor actualizado de dicha inversión es de USD 2 028 312.

4.4. Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) del SPT

En vista que la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES sobre el Costo de Operación y Mantenimiento anual de las instalaciones que forman parte del SPT, no absuelve completamente las observaciones hechas al ESTUDIO, Osinergmin ha determinado revisar integralmente todas las propuestas presentadas sobre el COyM y calcular dichos costos bajo criterios y procedimientos uniformes para las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, en aplicación del principio regulatorio de no discriminación.

Es importante destacar que el COyM se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a otras actividades desarrolladas por la misma.

A continuación, se presenta el resultado del análisis que ha efectuado Osinergmin respecto del COyM, de cada una de las empresas que tienen bajo concesión instalaciones que pertenecen al SPT. Los detalles de dicho análisis se presentan en los Anexos H, I, J, K y L.

4.4.1 REP

Osinergmin ha procedido a revisar el COyM propuesto para las instalaciones de REP que pertenecen al SPT sobre la base de la mejor información disponible (ver Anexo I), habiéndose determinado que dicho valor asciende a USD 4 512 869.

4.4.2 Inteconexión Isa Perú S.A. (Ex - Eteselva)

Según el análisis contenido en el Anexo J se determina que el monto que corresponde asignar como COyM de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT asciende a USD 727 088.

4.4.3 Antamina

Según el análisis contenido en el Anexo K, se determina que el COyM de las instalaciones de Antamina que pertenecen al SPT asciende a USD 22 014.

4.4.4 San Gabán

Según el análisis contenido en el Anexo L, se ha determinado que el COyM de las instalaciones de San Gabán que pertenecen al SPT, asciende a USD 28 475.

4.4.5 Egemsa

Según el análisis contenido en el Anexo H se determina que el monto que corresponde asignar como COyM de las instalaciones de Egemsa que integran el SPT asciende a USD 28 651

4.4.6 Transmantaro

De conformidad con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Transmantaro, que modifica la Cláusula 5.2.5 (ii) de dicho contrato, firmado el 01 de octubre de 2004, se establece que durante todo el periodo de la Concesión, la retribución anual por costos de operación y mantenimiento (COyM) será de USD 5 171 779, ajustada anualmente por la variación en los índices WPSSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5. En aplicación de este Addendum, el COyM actualizado de Transmantaro asciende a USD 8 477 580.

Asimismo, para el caso de las instalaciones del Addendum N° 8 y la Ampliación Adicional N° 1, se establece la retribución por los costos de operación y mantenimiento (COyM) ascendente a USD 1 960 000 y USD 147 237; respectivamente, los que serán reajustados anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSSOP3500 y WPSFD4131), a partir de su fecha de puesta en operación comercial. El COyM actualizado de la Ampliación 1 y de la Ampliación Adicional 1 es USD 2 723 812 y USD 183 472, respectivamente.

4.4.7 Redesur

De acuerdo con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Redesur suscrito con el Estado peruano el 15 de junio de 2006, la retribución anual por los costos de operación y mantenimiento será de USD 2 216 371, ajustada anualmente por la variación en los índices WPSSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3.

El COyM actualizado del SPT de Redesur es USD 3 521 592.

4.4.8 ISA

Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del SPT de ISA se determinan de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión correspondiente. Así, el valor del COyM actualizado del SPT de ISA asciende a USD 2 552 996.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de las adendas de la ampliación suscritas a la fecha (Ampliación N° 1, Ampliación N° 2 y Ampliación N° 3), se establece que el COyM es el 3% del Valor de Inversión de cada Ampliación, según lo estipulado en el Contrato de Concesión.

El COyM actualizado de la Ampliación 1 y de la Ampliación Adicional 1 es USD 18 422 y USD 60 849, respectivamente.

4.5. Actualización de Inversiones y COyM del SGT

4.5.1 SGT de Transmantaro

En aplicación de lo señalado en los respectivos contratos de concesión, los valores de inversión y costo de operación y mantenimiento actualizados de cada uno de los contratos de concesión suscritos por Transmantaro se presenta en el Cuadro N° 4.5:

Cuadro N° 4.5. Contratos de Concesión de SGT de Transmantaro

N°	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	Etapa 1: L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE Etapa 2: L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	72 960 312	4 903 225
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo)	226 560 500	6 796 815
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	19 582 428	626 639
4	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y Subestaciones Asociadas	21 978 370	549 459
5	L.T. 500 kV, Trujillo – Chiclayo	133 390 023	4 167 388
6	L.T. 220 kV, Machupicchu – Abancay – Cotaruse	101 287 156	2 687 203
7	L.T. 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya –Montalvo y Subestaciones Asociadas	373 288 296	9 332 207
8	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV – Refuerzo 1	7 185 998	245 043
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	54 235 906	1 611 364
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" – Monto Complementario	684 950	20 350
11	SGT LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	185 765 717	4 660 605
12	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 2	18 947 752	630 960
	Total	**1 215 867 407**	**36 231 258**

Con respecto al Refuerzo 2 "LT Chilca - La Planicie – Zapallal", cabe indicar que se ha actualizado anualmente el Costo de Inversión y COyM considerando el IPPo (Índice de Actualización WPSFD4131)

correspondiente al mes de la fecha POC y el IPPn (WPSFD4131) considerando el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación.

4.5.2 SGT de ATN

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada se presenta en el Cuadro N° 4.6:

Cuadro N° 4.6. Contratos de Concesión de SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	12 817 052	579 022
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	17 960 412	811 378
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	14 505 137	655 282
4	L.T. 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	33 191 041	1 499 436
5	L.T. 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	61 934 623	2 797 951
	Total	140 408 264	6 343 068

4.5.3 SGT de ABY

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de ABY se presenta en el Cuadro N° 4.7:

Cuadro N° 4.7. Contrato de Concesión de SGT de ABY

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo	369 864 450	15 334 207
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	14 780 006	612 764
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	751 293	31 148
	Total	385 395 749	15 978 118

4.5.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR se presenta en el Cuadro N° 4.8:

Cuadro N° 4.8. Contrato de Concesión de SGT de TESUR

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Tintaya - Socabaya	57 370 888	1 692 441

4.5.5 SGT de CCNCM

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de CCNCM se presenta en el Cuadro N° 4.9:

Cuadro N° 4.9. Contrato de Concesión de SGT de CCNCM

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte – Cádic – Moyobamba	144 501 196	3 909 776

4.5.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR 2 se presenta en el Cuadro N° 4.10:

Cuadro N° 4.10. Contrato de Concesión de SGT de TESUR 2

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Azángaro – Juliaca - Puno	47 789 338	1 451 388

4.5.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TERNA se presenta en el Cuadro N° 4.11:

Cuadro N° 4.11. Contrato de Concesión de SGT de TERNA

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	11 047 213	384 088

4.5.8 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A. (TESUR 4)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR se presenta en el Cuadro N° 4.12:

Cuadro N° 4.12. Contrato de Concesión de SGT de TESUR 4

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Tintaya - Azángaro	15 026 507	414 272

En los Cuadros N° 4.13, N° 4.14 y N° 4.15, se muestra el resumen de la valorización y costos de operación de las instalaciones SPT y SGT:

Cuadro N° 4.13. Valorización del SPT y SGT del SEIN

Código/Instalación	De Subestación	A Subestación	Titular	VNR (US$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	6 173 836
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	8 212 245
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 294 580
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	816 648
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 760 813
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 647 601
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 044 274

Código/Instalación	De Subestación	A Subestación	Titular	VNR (US$)
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 074 087
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	839 206
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 576 307
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	15 925 197
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	455 999
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	4 788 774
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		REP	213 118
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	1 012 054
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	10 383 497
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa	REP	3 754 828
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 370 494
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	8 574 929
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	191 184
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	8 925 391
SE Tíngo María	Banco 2.2 MVAR		REP	194 227
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	3 847 952
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	5 745 929
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	11 871 258
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 155 740
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 314 139
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	952 396
C.Control Principal	Lima		REP	654 475
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	68 221
SE Dolorespata	Celda en 138 Kv		Egemsa	393 950
SE Azángaro	Celda en 138 Kv		San Gabán	474 215
SE Tingo María SE Tingo María L-253	Reactor 30 MVAR Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA Vizcarra - Paramonga Nueva		Isa Perú (EX - Eteselva)	20 378 485
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		Compañía Minera Antamina	886 588

Instalación	Titular	Inversión (USD)
Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	Transmantaro	72 960 312
Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	Transmantaro	19 582 428
Zapallal - Trujillo 500 kV	Transmantaro	226 560 500
Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	Transmantaro	101 287 156
Trujillo - Chiclayo 500 kV	Transmantaro	133 390 023
Pomacocha - Carhuamayo 220kV	Transmantaro	21 978 370
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	Transmantaro	373 288 296
SE Carapongo (1° Etapa)	Transmantaro	54 235 906
SE Carapongo (Monto Complementario)	Transmantaro	684 950
Banco Reactores Trujillo – Chiclayo (Refuerzo 1)	Transmantaro	7 185 998
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	185 765 717
Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	Transmantaro	18 947 752
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	Tema Perú	11 047 213
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	12 817 052
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	17 960 412
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	33 191 041
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	61 934 623
SVC - SE Cajamarca	ATN	14 505 137
Socabaya - Tintaya 220kV	TESUR	57 370 888
Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	369 864 450
CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	14 780 006
Doble barra - SE Montalvo	ABY	751 293
Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220kV Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	CCNCM TESUR 2	144 501 196 47 789 338
Tintaya - Azángaro 220kV	TESUR 4	15 026 507

Cuadro N° 4.14. Costo de Operación y Mantenimiento del SPT

Titular	Costo de O&M (USD/Año)
REP	4 512 869
Egemsa	28 651
San Gabán	28 475
Isa Perú (EX - Eteselva)	727 088
Compañía Minera Antamina	22 014
Redesur	3 521 592
Transmantaro (Boot, Addendum 5, Addendum 10)	8 477 580
Transmantaro - Addemdum 8	2 723 812
Transmantaro - Ampliación Adicional N° 1	183 472
Isa Perú	2 552 996
Isa Perú - Ampliación 1	18 422
Isa Perú - Ampliación 2	60 849

Cuadro N° 4.15. Costo de Operación y Mantenimiento del SGT

Titular	Instalación	Costo de O&M (USD/Año)
Transmantaro	Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	4 903 225
	Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	626 639
	Zapallal - Trujillo 500 kV	6 796 815
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	2 687 203
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	4 167 388
	Pomacocha - Carhuamayo 220kV	549 459
	Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	9 332 207
	SE Carapongo (1° Etapa)	1 611 364
	SE Carapongo (Monto Complementario)	20 350
	Banco Reactores Trujillo – Chiclayo (Refuerzo 1)	245 043
	Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	4 660 605
	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	630 960
Terna Perú	Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	384 088
ATN	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	579 022
	Paragsha - Conococha 220 kV	811 378
	Conococha - Huallanca 220 kV	1 499 436
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	2 797 951
	SVC - SE Cajamarca	655 282
TESUR	Socabaya - Tintaya 220kV	1 692 441
ABY	Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	15 334 207
	CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	612 764
	Doble barra - SE Montalvo	31 148
CCNCM	Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cádic - Moyobamba 220kV	3 909 776
TESUR 2	Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	1 451 388
TESUR 4	Tintaya - Azángaro 220kV	414 272

4.6. Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia

Los factores nodales utilizados para expandir el Precio Básico de la Energía se calculan considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, se utiliza el modelo PERSEO 2.0 que permite una ponderación apropiada de los factores nodales determinados para las diferentes

situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.

Para el caso de los factores de pérdidas de potencia se considera lo dispuesto por la Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832[16], por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

Los resultados de los factores nodales de energía y factores de pérdidas de potencia se muestran en el Cuadro N° 4.16.

Cuadro N° 4.16. Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdida de Potencia

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	1,0458	1,0398
Talara	220	1,0000	1,0375	1,0330
Valle Chira	220	1,0000	0,9762	0,9794
Piura Oeste	220	1,0000	1,0365	1,0325
La Niña	220	1,0000	1,0262	1,0235
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0283	1,0256
Carhuaquero	220	1,0000	1,0138	1,0126
Carhuaquero	138	1,0000	1,0138	1,0124
Cutervo	138	1,0000	1,0227	1,0185
Jaen	138	1,0000	1,0305	1,0267
Guadalupe	220	1,0000	1,0246	1,0227
Guadalupe	60	1,0000	1,0264	1,0243
La Ramada	220	1,0000	1,0075	1,0072
Cajamarca	220	1,0000	1,0149	1,0136
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0195	1,0174
Chimbote 1	220	1,0000	1,0130	1,0117
Chimbote 1	138	1,0000	1,0147	1,0136
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0005	1,0023
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9983	1,0011
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9921	0,9975
Medio Mundo	220	1,0000	0,9995	1,0015
Huacho	220	1,0000	0,9986	1,0006
Lomera	220	1,0000	1,0007	1,0001
Zapallal	220	1,0000	1,0010	0,9986

[16] **QUINTA. - Adecuación de factores de pérdidas de potencia**

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

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
Carabayllo	220	1,0000	1,0002	0,9972
Ventanilla	220	1,0000	1,0014	1,0001
La Planicie	220	1,0000	1,0017	1,0005
Lima (1)	220	1,0000	0,9873	0,9896
Cantera	220	1,0000	0,9810	0,9872
Chilca	220	1,0000	0,9754	0,9800
Asia	220	1,0000	0,9777	0,9827
Alto Praderas	220	1,0000	0,9836	0,9865
Independencia	220	1,0000	0,9823	0,9908
Ica	220	1,0000	0,9810	0,9895
Marcona	220	1,0000	1,0015	1,0045
Chincha Nueva	220	1,0000	1,0216	1,0188
Nazca Nueva	220	1,0000	0,9792	0,9830
Chiribamba	220	1,0000	1,0086	1,0036
Mantaro	220	1,0000	0,9698	0,9737
Huayucachi	220	1,0000	0,9776	0,9793
Pachachaca	220	1,0000	0,9830	0,9858
Pomacocha	220	1,0000	0,9839	0,9868
Huancavelica	220	1,0000	0,9745	0,9791
Callahuanca	220	1,0000	0,9884	0,9896
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9967	0,9969
Huallanca	138	1,0000	0,9945	0,9946
Vizcarra	220	1,0000	1,0013	1,0030
Tingo María	220	1,0000	1,0107	1,0101
Aguaytía	220	1,0000	1,0142	1,0129
Aguaytía	138	1,0000	1,0171	1,0152
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0160	1,0143
Pucallpa	138	1,0000	1,0409	1,0338
Pucallpa	60	1,0000	1,0420	1,0341
Aucayacu	138	1,0000	1,0227	1,0212
Tocache	138	1,0000	1,0313	1,0295
Belaunde	138	1,0000	1,0318	1,0270
Caclic	220	1,0000	1,0253	1,0217
Tingo María	138	1,0000	1,0121	1,0114
Huánuco	138	1,0000	1,0039	1,0020
Paragsha II	138	1,0000	0,9838	0,9864
Paragsha	220	1,0000	0,9809	0,9837
Yaupi	138	1,0000	0,9652	0,9691
Yuncan	138	1,0000	0,9712	0,9748
Yuncan	220	1,0000	0,9738	0,9773

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
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9811	0,9843
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9720	0,9768
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9762	0,9805
Carhuamayo	138	1,0000	0,9774	0,9805
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9791	0,9821
Caripa	138	1,0000	0,9663	0,9710
Desierto	220	1,0000	0,9831	0,9907
Condorcocha	138	1,0000	0,9671	0,9719
Condorcocha	44	1,0000	0,9938	0,9866
Machupicchu	138	1,0000	1,0265	1,0174
Cachimayo	138	1,0000	1,0306	1,0202
Cusco (2)	138	1,0000	1,0304	1,0201
Combapata	138	1,0000	1,0467	1,0366
Tintaya	138	1,0000	1,0581	1,0519
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0546	1,0484
Ayaviri	138	1,0000	1,0497	1,0429
Azángaro	138	1,0000	1,0443	1,0375
San Gaban	138	1,0000	0,9921	0,9895
Mazuco	138	1,0000	1,0157	1,0018
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0767	1,0149
Juliaca	138	1,0000	1,0512	1,0424
Puno	138	1,0000	1,0501	1,0415
Puno	220	1,0000	1,0480	1,0399
Callalli	138	1,0000	1,0528	1,0472
Santuario	138	1,0000	1,0382	1,0331
Arequipa (3)	138	1,0000	1,0365	1,0308
Socabaya	220	1,0000	1,0350	1,0297
Cotaruse	220	1,0000	1,0136	1,0070
Cerro Verde	138	1,0000	1,0395	1,0325
Repartición	138	1,0000	1,0463	1,0338
Mollendo	138	1,0000	1,0525	1,0387
Moquegua (4)	220	1,0000	1,0348	1,0295
Moquegua (4)	138	1,0000	1,0359	1,0307
Ilo ELS (5)	138	1,0000	1,0454	1,0385
Botiflaca	138	1,0000	1,0426	1,0376
Toquepala	138	1,0000	1,0447	1,0399
Aricota	138	1,0000	1,0401	1,0390
Aricota	66	1,0000	1,0379	1,0389
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0385	1,0316
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0418	1,0330

4.7. Ingreso Tarifario

4.7.1 Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el artículo 4 del RIEE, constituye Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales el monto de dinero que resulta de la diferencia entre la valorización de la energía entregada en el Nodo Frontera del Sistema importador y la valorización de la correspondiente energía retirada del Nodo Frontera del Sistema exportador, por cada Enlace Internacional.

Al respecto, a la fecha la línea L-2280 Zorritos – Zarumilla se constituye en el único enlace internacional.

Cabe señalar que la Decisión 816 de la Comunidad Andina de Naciones, no se encuentra vigente, por lo que se aplica la Decisión 757, el cual a su vez aprueba como Anexo II el "Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Perú y Ecuador", complementado mediante el Reglamento Interno aprobado mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM publicado el 06 de mayo de 2012.

4.7.2 Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales

Los Ingresos Tarifarios (IT) de energía de las líneas de transmisión y de los transformadores de enlaces nacionales que forman parte del SPT y SGT se determinan con el modelo PERSEO 2.0, pero en el caso de las nuevas barras, los precios se han calculado en función de las distancias con las barras existentes y el sentido de flujo; asimismo, los ingresos tarifarios de potencia son cero debido a que los factores de pérdidas de potencia son la unidad para todas las barras. Para el caso de las celdas se considera que éstas no tienen ingreso tarifario; debido a ello, los IT determinados se asignan a las líneas de transmisión y subestaciones de transformación correspondientes.

En el Cuadro N° 4.17 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.

Cuadro N° 4.17. Ingreso Tarifario en las Instalaciones del SPT y SGT

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
L-2280	Zorritos – Zarumilla	0
L-248	Talara – Piura Oeste	0
L-236	Chiclayo Oeste – Guadalupe	199
L-234	Guadalupe – Trujillo Norte	877
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA	3 900
L-215	Chimbote 1 – Paramonga Nueva	0
L-213	Paramonga Nueva - Zapallal	133
L-2003 L-2004	Chavarria – Santa Rosa	360
L-120	Paragsha II – Huánuco	49
L-121	Huánuco – Tingo María	0
L-1019	Cerro Verde – Mollendo	185

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
L-1006A	Tintaya – Azángaro	13 327
L-1005A	Dolorespata - Quencoro	0
SE Dolorespata	Celda de LT en 138 kV	0
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA	0
L-253	Vizcarra -Paramonga Nueva	10 681
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV	0
L-2025 L-2026	Socabaya – Montalvo	0
L-2029	Montalvo – Tacna	1 510
L-2030	Montalvo - Socabaya	59 454
L-2053 L-2054	Mantaro	0
L-2103 L-2104 L-2105 L-2106	Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV	46 678
L-5001 L-5003	Chilca - Zapallal 500 kV	266 355
	Talara - Piura (2do Circuito)	0
L-5006 L-5008	Zapallal - Trujillo 500 kV	861 418
L-2050 L-2059 L-2060	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	198 008
L-5010	Trujillo - Chiclayo 500 kV	139 078
L-2294	Pomacocha - Carhuamayo	0
L-5035 L-5033 L-5031	Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	2 219 430
AT114-523	SE Carapongo y enlaces de conexión - Primera Etapa	76 349
L-224	Pachachaca – Oroya Nueva	0
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra	60 744
L-2267 L-2268	Carhuamayo-Paragsha	2 119
L-2264	Paragsha-Conococha	36 060
L-2269 L-2270	Conococha-Huallanca	14
L-2274 L-2275 L-2283 L-2272 L-2273 - L2287	Huallanca-Cajamarca	79 294
	SVC-Cajamarca	0
L-2022 L-2023	Socabaya - Tintaya	157 549
L-5032 L-5034 L-5036 L-5037	Chilca - Marcona - Moquegua 500 kV	1 014 082
	Instalación doble barra SET Montalvo	0
L-2190 L-2192 L-2194	Carhuaquero- Cajamarca Norte-Cáclic- Moyobamba	63 884
	Machupicchu–Quencoro–Onocora–Tintaya	0
	Azangaro 220 kv-Puno 220kV	1 480
	Tintaya Nueva 220 kV - Azangaro 220 kV	36 353

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
	Carapongo 500 kV- Mantaro 500 kV	104 403
	Aguaytia 138Kv-Pucallpa 138Kv (2do circuito)	3 904

4.8. Peaje por Conexión al SPT

Dado que el Ingreso Tarifario no cubre el 100% del costo medio de transmisión, se determina un cargo complementario que es igual al Peaje por Conexión del SPT, el cual se define como la diferencia entre el costo medio de transmisión y el ingreso tarifario. El costo medio de transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es decir, se reconocen costos estándares en base a la noción de un Sistema Económicamente Adaptado a la demanda.

En consecuencia, el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión se calcula de acuerdo a la fórmula (1).

$$Peaje = aVNR + COyM - IT \ldots (1)$$

Donde:

aVNR : Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el SPT

COyM : Costo de Operación y Mantenimiento Anual

IT : Ingreso Tarifario

4.8.1 Liquidación según contratos específicos

Para el caso de las instalaciones pertenecientes a: Transmantaro, Redesur, ISA, ATN, ATS, TESUR, CCNCM, TESUR 2, TERNA y TESUR 4; es necesario considerar la fórmula (2) para la determinación del Peaje por Conexión.

$$Peaje = (aVNR + COyM) \pm L_A - IT \ldots (2)$$

El nuevo término que aparece en la expresión anterior (L_A) corresponde a la liquidación anual que es necesario determinar en cumplimiento de lo dispuesto en los respectivos Contratos de Concesión y las Leyes Aplicables. En los siguientes numerales, se detallan los cálculos efectuados para determinar la liquidación.

Por otro lado, en el caso específico de la empresa REP − *además de la liquidación de sus ingresos anuales* − se debe actualizar su Remuneración Anual (en adelante "RA"), con base a lo especificado en su contrato de concesión.

Cabe señalar que, las empresas del Grupo ISA (Transmantaro, REP e ISA) han incluído en sus propuestas montos que son materia de procesos judiciales y/o arbitrajes, los cuales no han sido considerados en los cálculos realizados en el presente proceso, conforme lo señala el Informe Legal.

4.8.1.1 Liquidación de los Contratos BOOT y Contratos SGT

Para determinar el saldo de liquidación, los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por

Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación.

Los resultados de los Saldos de Liquidación asociados a los Contratos BOOT y Contratos SGT se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.18. Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión

Liquidación Anual de Ingresos de los Contratos BOOT

Contratos BOOT	Liquidación Anual (USD/Año)
Redesur	- 530 575
Transmantaro (Boot, Addendum 5, Addendum 10)	-1 239 631
Transmantaro (Addendum 8)	- 464 035
Transmantaro - Ampliación Adicional N° 1	- 32 645
Isa Perú	- 407 038

Instalación	Titular	Liquidación Anual (USD/Año)
Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2) (incluye Refuerzo 2)	Transmantaro	- 236 987
Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	Transmantaro	- 85 613
Zapallal - Trujillo 500 kV	Transmantaro	- 977 782
Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	Transmantaro	- 427 313
Trujillo - Chidayo 500 kV (Incluye Refuerzo 1)	Transmantaro	- 612 144
Pomacocha - Carhuamayo 220kV	Transmantaro	- 91 778
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	Transmantaro	-1 558 723
SE Carapongo (1° Etapa) (incluye monto complementario)	Transmantaro	- 236 581
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	1 033 689
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	Tema Perú	- 54 857
LT Carhuamayo - Paragsha - Conocoha - Huallanca - Cajamarca 220 kV (incluye los 4 tramos y SVC)	ATN	- 665 615
Socabaya - Tintaya 220kV	TESUR	- 246 798
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	ABY	-1 786 926
Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cádic - Moyobamba 220kV	CCNCM	- 611 732
Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	TESUR 2	- 206 742
Tintaya - Azángaro 220kV	TESUR 4	118 213

Cabe señalar que, en el caso de la liquidación anual del SPT de Transmantaro (BOOT, Addendum 5, Addendum 10), se expresa al 30 de abril de 2025, utilizando la tasa anual de 2% que señala el último párrafo del numeral 5.2.5 del Contrato BOOT de Transmantaro.

Asimismo, es importante indicar que, se han presentado diferencias en lo reportado por algunos concesionarios respecto a la información de

transferencias efectuados por el COES, considerándose esta última información para la Liquidación Anual correspondiente.

4.8.1.2 Liquidación de Contrato ETECEN-ETESUR (REP)

Para la liquidación anual de la Remuneración Anual (en adelante "RA") correspondiente a REP, se ha considerado lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral 7.0 (Procedimiento de liquidación anual) del Contrato de Concesión "Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR" (en adelante "CONTRATO") y el Procedimiento de Liquidación, aprobado mediante Resolución Nº 055-2020-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación de REP se aplica lo señalado la Resolución N° 057-2023-OS/CD y su modificatoria.

Los valores esperados correspondientes al periodo de liquidación (Remuneración Anual Garantizada – RAG - mensual) se comparan con las mensualidades facturadas por REP según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En este caso, el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2025 es de USD 3 627 532, valor a deducirse a la RA de REP para el siguiente periodo regulatorio, el mismo que se detalla en el Anexo M y que se resume en siguiente cuadro.

Cuadro N° 4.19. Liquidación de la RA

Periodo: Mayo 2023 a Abril 2024

LIQUIDACION DE LA RA
Periodo: Mayo 2023 a Abril 2024

Mes		Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente					RA mensual		Saldo de liquidación
			US D	RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2024 USD	USD	Valor a Abril del 2024 USD	Valor a Abril del 2024 USD
1	Mayo	vie, 12/05/2023	3.659	16,013,649	38,782,026	54,795,675	14,975,588	16,615,002	14,432,858	16,012,858	-602,144
2	Junio	mié, 14/06/2023	3.652	16,013,649	38,556,226	54,569,875	14,942,463	16,422,422	14,432,858	15,862,344	-560,078
3	Julio	vie, 14/07/2023	3.567	16,013,649	38,520,772	54,534,421	15,288,596	16,644,897	14,432,858	15,713,244	-931,653
4	Agosto	lun, 14/08/2023	3.703	16,013,649	38,720,202	54,733,851	14,780,948	15,940,954	14,432,858	15,565,546	-375,408
5	Septiembre	jue, 14/09/2023	3.712	16,013,649	38,677,415	54,691,064	14,733,584	15,740,514	14,432,858	15,419,236	-321,278
6	Octubre	vie, 13/10/2023	3.850	16,013,649	38,975,859	54,989,508	14,282,989	15,115,695	14,432,858	15,274,301	158,606
7	Noviembre	mar, 14/11/2023	3.777	16,013,649	38,897,212	54,910,861	14,538,221	15,241,186	14,432,858	15,130,729	-110,458
8	Diciembre	jue, 14/12/2023	3.772	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,611,000	15,173,506	14,432,858	14,988,506	-185,000
9	Enero	vie, 12/01/2024	3.696	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,911,443	15,339,958	14,432,858	14,847,620	-492,338
10	Febrero	mié, 14/02/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,486,345	14,432,858	14,708,058	221,713
11	Marzo	jue, 14/03/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,350,179	14,432,858	14,569,808	219,629
12	Abril	vie, 12/04/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,215,293	14,432,858	14,432,858	217,565
	Total							**185,285,952**		**182,525,108**	**-2,760,844**

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 22 (Valores expresados al 30/04/2024)

RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliaciones (USD) (B)	(R)	Recalculo RA a Liquidar 22 (USD) (C=A+B+R)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidacion USD (E=C-D)	Recuperación del ITF (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD) (M)	Liquidación Total (USD) (H=E+F+G+M)	Valor al 30/04/2025 Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I)
182,525,108			182,525,108	185,285,952	-2,760,844	21,863	514		**-2,738,467**	-3,627,532

Monto percibido por	**560,450**

ACTUALIZACIÓN DE LA RA (Valores expresados al 30/04/2025)

RAG (Actualizada Año 23) (USD) (J)	RAA (USD) (K)	RA (USD) (L=J+K)	Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I)	RA año 23 (USD) (L+I)
97,145,575	92,666,374	189,811,949	-3,627,532	**186,184,417**

Al respecto, en el presente proceso se ha determinado un monto en exceso percibido por REP en el periodo mayo 2023 – abril 2024, por un error material en el cálculo del tipo de cambio para los meses de enero a abril 2024, equivalente a USD 560 450. Este monto se procede a descontar en la Liquidación Anual del presente proceso.

Adicionalmente, cabe señalar que, se ha verificado la información reportada por REP en el portal SILIPEST; no observándose ningún cambio en los reportes de enero a abril 2023. Sin perjucio de ello, conforme al numeral 6.1 del Procedimiento de Liquidación (resolución N° 055-2020-OS/CD), es importante acalarar que, en caso el Concesionaria proporcionó información

no veraz y/o incompleta, Osinergmin podrá proceder a iniciar un procedimiento administrativo sancionador; del mismo modo, en caso se determine que, el Concesionario ha presentado información no veraz y/o incompleta, se requerirá la devolución a los afectados correspondientes de lo cobrado en exceso, debidamente actualizado con la tasa destablecida en el artículo 79 de la LCE.

4.8.1.3 Determinación y Asignación de la RAG y la RAA

Con la información existente a la fecha, y la liquidación anual de la RA, obtenida conforme se indica en el numeral anterior, se determinó la RA para el periodo mayo 2024 – abril 2025, conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.20:

Cuadro N° 4.20. Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	**186 184 417**
Remuneración Anual Garantizada RAG	97 145 575
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	92 666 374
Total RA	**189 811 949**
Liquidación Anual de la RA	-3 092 145
Saldo a favor del ITF	24 487
Recuperación del ITF Adic a la RAG	576
Ampliación menor	0
Total RA	**186 744 866**

De este modo, se ha determinado que para el periodo mayo 2024 – abril 2025, los ingresos por concepto del SST (RASST) que sería de USD 25 280 179 (USD 23 589 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 25 256 589 por concepto de Peajes del SST), así mismo, de acuerdo con el análisis efectuado en la presente fijación, el costo total anual del SPT (RASPT) sería de USD 20 259 176. La suma de ambos montos resulta en USD 45 539 355, que es menor a la RA2(23), en USD 86 855 798. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en USD 107 114 974, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.21:

Cuadro N°4.21. Determinación de la RASST y RASPT (21)

Concepto	USD
RA	**186 184 417**
RA1	**53 789 264**
RA2	**132 395 153**
RA2 SST	**25 280 179**
ITA	23 589
PSST	25 256 589
RA2 SPT	**107 114 974**

RA_1: Parte de la RA asignada a los generadores
RA_2: Parte de la RA asignada a los consumidores finales

4.8.2 Compensación Tarifaria

De acuerdo con el artículo 30[17] del RIEE[18], corresponde que Osinergmin efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se destina a la reducción de los peajes del SPT, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte Osinergmin.

4.8.3 Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento "Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica", aprobado por Resolución N° 073-2016-OS/CD, en cumplimiento de la Ley 29970, del Decreto Supremo N° 038-2013-EM y de los contratos de compromiso de inversión con Samay I S.A. y ENGIE Energía Perú S.A.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo S, la compensación prevista para los próximos 12 meses se muestra en el Cuadro N° 4.22.

Cuadro N° 4.22

Detalle	S//kW-mes
CUCGE para C.T. Puerto Bravo (Samay I)	2,699
CUCGE para C.T. NEPI (ENGIE)	2,103

4.8.4 Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución N° 651-2008-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD[19].

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo O, la compensación considera el pago para los próximos 12 meses para las centrales térmicas que se muestran en el Cuadro N° 4.23.

Cuadro N° 4.23

Detalle	S//kW-mes
CUCSS para No Reserva Fría	0,313
CUCSS para Reserva Fría de Talara	1,016

[17] **Artículo 30º.- Compensación tarifaria**

Los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, serán asignados a la demanda nacional a través de la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión, deducidos los tributos de ley, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte OSINERG.

[18] En tanto se encuentre vigente el periodo de suspensión de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones, el Artículo 2° de la Decisión 757 aprueba como Anexo II el "Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Perú y Ecuador", complementado mediante el Reglamento Interno aprobado mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM publicado el 6 de mayo de 2012.

[19] Esta modificación se realizó con la finalidad de incluir el pago de las unidades de generación que presente el servicio de Reserva Fría (RF), que fueron adjudicadas en los procesos de licitación llevados por PROINVERSION por encargo de MINEM.

CUCSS para Reserva Fría de Ilo	2,199
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Eten	1,149
CUCSS para Reserva Fría de Puerto Maldonado	0,139
CUCSS para Reserva Fría de Pucallpa	0,242

4.8.5 Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobada por Resolución N° 001-2010-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo Nº 050-2008-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo P. El cargo unitario resultante es de 6,877 S//kW-mes.

4.8.6 Cargo Unitario por Compensación FISE

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación FISE de acuerdo con lo dispuesto en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley 29852.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es de S/ 37 641 473. El cargo unitario resultante es de 0,433 S//kW-mes.

4.8.7 Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29970.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo R, la compensación prevista es de S/ 38 120 521. El cargo unitario resultante es de 0,438 S//kW-mes.

4.8.8 Determinación del Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión Unitario se calcula dividiendo el monto del Peaje por Conexión entre la Máxima Demanda Anual proyectada a ser entregada a los clientes. Para el presente caso, se ha considerado una Máxima Demanda Anual esperada igual a 7249,48 MW, a nivel de ventas.

Con el VNR reconocido para el sistema de transmisión y los costos de operación y mantenimiento señalados anteriormente, el Peaje por Conexión al SPT resulta igual a 84,507 USD/kW-año.

De igual manera para el Peaje de Transmisión al SGT se tiene 42,670 USD/kW-año.

Todos los cargos son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

Los peajes de proyectos previstos a ingresar en el año tarifario, se aplicarán conforme las instalaciones de transmisión ingresen en operación comercial.

Asimismo, se ha procedido agrupar los cargos que corresponden a un mismo Contrato de Transmisión.

5. Precios en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia para la aplicación del Precio Básico de la Energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa, Chavarría, Los Industriales y Carapongo a 220 kV). Asimismo, Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el Precio Básico de la Potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 kV, por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN.

5.1. Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada Subestación Base, que se determinan expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y nodales, se muestran en el Cuadro N° 5.1. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión.

Cuadro N° 5.1. Tarifas Teóricas

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Zorritos	22,56	39,283	12,98	12,39
Talara	22,56	39,283	12,88	12,31
Valle del Chira 220kV	22,56	39,283	12,12	11,67
Piura Oeste	22,56	39,283	12,86	12,31
La Niña	22,56	39,283	12,74	12,20
Chiclayo Oeste	22,56	39,283	12,76	12,23
Carhuaquero 220	22,56	39,283	12,58	12,07
Carhuaquero 138	22,56	39,283	12,58	12,07
Cutervo 138	22,56	39,283	12,69	12,14
Jaen 138	22,56	39,283	12,79	12,24
Guadalupe 220	22,56	39,283	12,72	12,19

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Guadalupe 60	22,56	39,283	12,74	12,21
La Ramada	22,56	39,283	12,50	12,01
Cajamarca	22,56	39,283	12,60	12,08
Trujillo Norte	22,56	39,283	12,65	12,13
Chimbote 1 220	22,56	39,283	12,57	12,06
Chimbote 1 138	22,56	39,283	12,59	12,08
Paramonga N 220	22,56	39,283	12,42	11,95
Paramonga N 138	22,56	39,283	12,39	11,93
Paramonga 138	22,56	39,283	12,31	11,89
Medio Mundo 220kV	22,56	39,283	12,40	11,94
Huacho	22,56	39,283	12,39	11,93
Lomera	22,56	39,283	12,42	11,92
Zapallal	22,56	39,283	12,42	11,90
Carabayllo	22,56	39,283	12,41	11,89
Ventanilla	22,56	39,283	12,43	11,92
La Planicie	22,56	39,283	12,49	11,89
Chavarría	22,56	39,283	12,43	11,93
Santa Rosa	22,56	39,283	12,41	11,92
San Juan	22,56	39,283	12,25	11,80
Cantera	22,56	39,283	12,18	11,77
Chilca 220	22,56	39,283	12,11	11,68
Asia 220	22,56	39,283	12,13	11,71
Alto Praderas 220	22,56	39,283	12,21	11,76
Independencia	22,56	39,283	12,19	11,81
Ica	22,56	39,283	12,17	11,80
Marcona	22,56	39,283	12,43	11,97
Chincha Nueva 220kV	22,56	39,283	12,68	12,14
Nazca Nueva 220kV	22,56	39,283	12,15	11,72
Chiribamba 220kV	22,56	39,283	12,52	11,96
Mantaro	22,56	39,283	12,04	11,61
Huayucachi	22,56	39,283	12,13	11,67
Pachachaca	22,56	39,283	12,20	11,75
Pomacocha	22,56	39,283	12,21	11,76
Huancavelica	22,56	39,283	12,09	11,67
Callahuanca ELP	22,56	39,283	12,27	11,80
Cajamarquilla	22,56	39,283	12,37	11,88
Huallanca 138	22,56	39,283	12,34	11,86
Vizcarra	22,56	39,283	12,43	11,96
Tingo María 220	22,56	39,283	12,54	12,04
Aguaytía 220	22,56	39,283	12,59	12,07
Aguaytía 138	22,56	39,283	12,62	12,10

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Aguaytía 22,9	22,56	39,283	12,61	12,09
Pucallpa 138	22,56	39,283	12,92	12,32
Pucallpa 60	22,56	39,283	12,93	12,33
Aucayacu	22,56	39,283	12,69	12,17
Tocache	22,56	39,283	12,80	12,27
Belaunde 138	22,56	39,283	12,81	12,24
Cadic	22,56	39,283	12,72	12,18
Tingo María 138	22,56	39,283	12,56	12,06
Huánuco 138	22,56	39,283	12,46	11,94
Paragsha II 138	22,56	39,283	12,21	11,76
Paragsha 220	22,56	39,283	12,17	11,73
Yaupi 138	22,56	39,283	11,98	11,55
Yuncan 138	22,56	39,283	12,05	11,62
Yuncan 220	22,56	39,283	12,09	11,65
Oroya Nueva 220	22,56	39,283	12,18	11,73
Oroya Nueva 138	22,56	39,283	12,06	11,64
Oroya Nueva 50	22,56	39,283	12,11	11,69
Carhuamayo 138	22,56	39,283	12,13	11,69
Carhuamayo 220	22,56	39,283	12,15	11,71
Caripa 138	22,56	39,283	11,99	11,57
Desierto 220	22,56	39,283	12,20	11,81
Condorcocha 138	22,56	39,283	12,00	11,58
Condorcocha 44	22,56	39,283	12,00	11,58
Machupicchu	22,56	39,283	12,33	11,76
Cachimayo	22,56	39,283	12,74	12,13
Dolorespata	22,56	39,283	12,79	12,16
Quencoro	22,56	39,283	12,79	12,16
Combapata	22,56	39,283	12,99	12,36
Tintaya	22,56	39,283	13,13	12,54
Tintaya Nueva	22,56	39,283	13,09	12,50
Ayaviri	22,56	39,283	13,03	12,43
Azángaro	22,56	39,283	12,96	12,37
San Gaban	22,56	39,283	12,31	11,80
Mazuco	22,56	39,283	12,60	11,94
Puerto Maldonado	22,56	39,283	13,36	12,10
Juliaca	22,56	39,283	13,05	12,43
Puno 138	22,56	39,283	13,03	12,41
Puno 220	22,56	39,283	13,01	12,40
Callalli	22,56	39,283	13,07	12,48
Santuario	22,56	39,283	12,88	12,31
Socabaya 138	22,56	39,283	12,86	12,29

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh
Socabaya 220	22,56	39,283	12,84	12,27
Cotaruse 220	22,56	39,283	12,58	12,00
Cerro Verde	22,56	39,283	12,90	12,31
Repartición	22,56	39,283	12,99	12,32
Mollendo	22,56	39,283	13,06	12,38
Moquegua 220	22,56	39,283	12,84	12,27
Moquegua 138	22,56	39,283	12,86	12,29
Ilo 138	22,56	39,283	12,97	12,38
Botiflaca 138	22,56	39,283	12,94	12,37
Toquepala	22,56	39,283	12,96	12,40
Aricota 138	22,56	39,283	12,91	12,39
Aricota 66	22,56	39,283	12,88	12,38
Tacna 220	22,56	39,283	12,89	12,30
Tacna 66	22,56	39,283	12,93	12,31

Los precios del cuadro anterior, antes de tomarse como Precios en Barra, deben compararse con el precio promedio ponderado de las licitaciones, tal como se indica a continuación.

5.2. Comparación de los Precios Teóricos con el Precio Promedio Ponderado de las Licitaciones

A fin de cumplir con las disposiciones de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria[20] y de la Segunda Disposición Complementaria Final[21] de la Ley 28832, y conforme lo establece el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD, se comparan el Precio Básico de la Energía teórico únicamente con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 04 de febrero de 2024. Esto último toda vez que la energía contratada mediante licitaciones efectuadas desde el año 2006 a la fecha representa más de 90% de la energía destinada al mercado regulado; en este sentido, se ha considerado los contratos firmados por las empresas

[20] **TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra**

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios. Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53º de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

[21] **SEGUNDA.- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra**

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

de distribución eléctrica como resultado de sus respectivos procesos de licitación efectuados al amparo de la Ley 28832.

El Cuadro N° 5.2 muestra el resultado de la comparación entre precios teóricos y de licitaciones. La metodología seguida consistió en i) reflejar los precios de los contratos en la Barra Lima mediante el uso de los factores de pérdidas de potencia y los factores nodales de energía vigentes, ii) ponderar los precios obtenidos por la potencia contratada correspondiente, iii) obtener un precio monómico utilizando el factor de carga del SEIN y su porcentaje de participación en horas punta y fuera de punta, y iv) comparar el precio monómico obtenido con el precio monómico correspondiente a los precios teóricos en la Barra Lima.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el precio promedio de las licitaciones resulta 28,90 céntimos de S//kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico es de 0,5423. Esta relación muestra que el precio teórico difiere en más del 10% del precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía tienen que ser modificados a través del Factor de Ajuste 1,860; con lo cual se obtiene los Precios en Barra definitivos.

Cuadro N°5.2. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh
Ponderado Licitaciones	29,67	28,34	23,13
Barra Teórico	22,56	12,43	11,93

Precio Licitación	**4,807**	**24,093**	**28,90**	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	**3,655**	**12,019**	**15,67**	Ctm. S/ /kWh
Comparación			**0,5423**	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			**1,8600**	

5.3. Precios en Barra

Dado que el precio teórico no se encuentra en el rango del 10% del precio ponderado de licitaciones, los valores resultantes han sido ajustados. En el Cuadro N° 5.3 se muestran los precios, en Soles, aplicables para la presente fijación de Precios en Barra, utilizando el Tipo de Cambio vigente al 31 de enero de 2024: 3,808 S/ /USD.

Cuadro N° 5.3. Tarifas en Barra (en moneda nacional)

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	22,56	24,14	23,05
Talara	220	22,56	23,95	22,90
Valle Chira	220	22,56	22,53	21,71
Piura Oeste	220	22,56	23,93	22,89
La Niña	220	22,56	23,69	22,69
Chiclayo Oeste	220	22,56	23,74	22,74
Carhuaquero	220	22,56	23,40	22,45
Carhuaquero	138	22,56	23,40	22,45
Cutervo	138	22,56	23,61	22,58

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Jaen	138	22,56	23,79	22,76
Guadalupe	220	22,56	23,65	22,67
Guadalupe	60	22,56	23,69	22,71
La Ramada	220	22,56	23,26	22,33
Cajamarca	220	22,56	23,43	22,47
Trujillo Norte	220	22,56	23,53	22,56
Chimbote 1	220	22,56	23,38	22,43
Chimbote 1	138	22,56	23,42	22,47
Paramonga Nueva	220	22,56	23,09	22,22
Paramonga Nueva	138	22,56	23,04	22,19
Paramonga Existente	138	22,56	22,90	22,12
Medio Mundo	220	22,56	23,07	22,20
Huacho	220	22,56	23,05	22,18
Lomera	220	22,56	23,10	22,17
Zapallal	220	22,56	23,11	22,14
Carabayllo	220	22,56	23,09	22,11
Ventanilla	220	22,56	23,12	22,17
La Planicie	220	22,56	23,12	22,18
Lima (1)	220	22,56	22,79	21,94
Cantera	220	22,56	22,65	21,89
Chilca	220	22,56	22,52	21,73
Asia	220	22,56	22,57	21,79
Alto Praderas	220	22,56	22,70	21,87
Independencia	220	22,56	22,67	21,97
Ica	220	22,56	22,64	21,94
Marcona	220	22,56	23,12	22,27
Chincha Nueva	220	22,56	23,58	22,59
Nazca Nueva	220	22,56	22,60	21,79
Chiribamba	220	22,56	23,28	22,25
Mantaro	220	22,56	22,39	21,59
Huayucachi	220	22,56	22,57	21,71
Pachachaca	220	22,56	22,69	21,86
Pomacocha	220	22,56	22,71	21,88
Huancavelica	220	22,56	22,49	21,71
Callahuanca	220	22,56	22,81	21,94
Cajamarquilla	220	22,56	23,01	22,10
Huallanca	138	22,56	22,96	22,05
Vizcarra	220	22,56	23,11	22,24
Tingo María	220	22,56	23,33	22,40
Aguaytía	220	22,56	23,41	22,46
Aguaytía	138	22,56	23,48	22,51
Aguaytía	22,9	22,56	23,45	22,49
Pucallpa	138	22,56	24,03	22,92

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Pucallpa	60	22,56	24,05	22,93
Aucayacu	138	22,56	23,61	22,64
Tocache	138	22,56	23,81	22,82
Belaunde	138	22,56	23,82	22,77
Caclic	220	22,56	23,67	22,65
Tingo María	138	22,56	23,36	22,42
Huánuco	138	22,56	23,17	22,22
Paragsha II	138	22,56	22,71	21,87
Paragsha	220	22,56	22,64	21,81
Yaupi	138	22,56	22,28	21,49
Yuncan	138	22,56	22,42	21,61
Yuncan	220	22,56	22,48	21,67
Oroya Nueva	220	22,56	22,65	21,82
Oroya Nueva	138	22,56	22,44	21,66
Oroya Nueva	50	22,56	22,53	21,74
Carhuamayo	138	22,56	22,56	21,74
Carhuamayo Nueva	220	22,56	22,60	21,78
Caripa	138	22,56	22,30	21,53
Desierto	220	22,56	22,69	21,96
Condorcocha	138	22,56	22,32	21,55
Condorcocha	44	22,56	22,94	21,87
Machupicchu	138	22,56	23,69	22,56
Cachimayo	138	22,56	23,79	22,62
Cusco (2)	138	22,56	23,79	22,62
Combapata	138	22,56	24,16	22,98
Tintaya	138	22,56	24,43	23,32
Tintaya Nueva	220	22,56	24,34	23,24
Ayaviri	138	22,56	24,23	23,12
Azángaro	138	22,56	24,11	23,00
San Gaban	138	22,56	22,90	21,94
Mazuco	138	22,56	23,44	22,21
Puerto Maldonado	138	22,56	24,85	22,50
Juliaca	138	22,56	24,26	23,11
Puno	138	22,56	24,24	23,09
Puno	220	22,56	24,19	23,06
Callalli	138	22,56	24,30	23,22
Santuario	138	22,56	23,96	22,90
Arequipa (3)	138	22,56	23,93	22,85
Socabaya	220	22,56	23,89	22,83
Cotaruse	220	22,56	23,40	22,33
Cerro Verde	138	22,56	23,99	22,89
Repartición	138	22,56	24,15	22,92
Mollendo	138	22,56	24,29	23,03

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Moquegua (4)	220	22,56	23,89	22,82
Moquegua (4)	138	22,56	23,91	22,85
Ilo ELS (5)	138	22,56	24,13	23,02
Botiflaca	138	22,56	24,07	23,00
Toquepala	138	22,56	24,11	23,06
Aricota	138	22,56	24,01	23,04
Aricota	66	22,56	23,96	23,03
Tacna (Los Héroes)	220	22,56	23,97	22,87
Tacna (Los Héroes)	66	22,56	24,05	22,90

6. Sistemas Aislados

6.1. Marco de Referencia para la determinación de los Precios en Barra

Osinergmin fija cada año los Precios en Barra para el SEIN y los Sistemas Aislados. En el caso del SEIN, la LCE y el RLCE establecen normas y procedimientos detallados para los estudios tarifarios donde participan los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES. En el caso de los Sistemas Aislados, el RLCE señala que se aplicarán, en lo pertinente, los mismos criterios que se aplican en el SEIN y que las funciones del cálculo de tarifas serán asumidas por el Osinergmin[22].

Adicionalmente, el artículo 30 de la Ley 28832, dispone la creación del "Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" (en adelante "MCSA"), con la finalidad de compensar el diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN[23].

A fin de implementar lo establecido en la Ley 28832, con Decreto Supremo N° 069-2006-EM (DS-069), publicado el 26 de noviembre de 2006, se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" en el que se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del MCSA. Asimismo, en las disposiciones finales del DS-069 se establece que Osinergmin deberá aprobar el procedimiento que se requiera para su efectiva aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2007 – abril 2008.

Osinergmin en atención de lo dispuesto en la Segunda Dispocisión Final del DS-069, publicó la norma "Procedimiento para la Aplicación y Administración del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución N° 167-2007-OS/CD, publicada el 11 de abril de 2007, y sus modificatorias[24]..

---

[22] **Artículo 130º (RLCE). -** Para los efectos del Artículo 56º de la Ley, se consideran Sistema Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80º del Reglamento.

La Comisión fijará únicamente las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente, los mismos criterios señalados en Título V de la Ley y del Reglamento. Las funciones asignadas al COES, en cuanto a cálculo o determinación tarifaria, serán asumidos por la Comisión, empleando la información de los titulares de generación y transmisión

[23] **Artículo 30° (Ley N° 28832). - Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados**

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7 de la Ley Nº 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

[24] Resolución N° 483-2007-OS/CD, publicada el 17 de agosto de 2007; Resolución N° 556-2007-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2007 y Resolución N° 163-2009-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2009.

6.2. Criterios Generales

La Ley 28832 complementa el marco general establecido para la regulación del sector eléctrico; en este sentido, mantiene los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo 8 de la LCE[25]. Es por ello que, en la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se utilizan los siguientes criterios generales para la determinación de los costos a considerarse en la determinación de las tarifas:

a) Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central. En donde corresponda se incluye el costo de un subsistema de transmisión eficiente para llevar la energía desde la central hasta las redes de distribución.

b) Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables de combustible y no combustible.

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo eficiente que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. El producto del consumo total del año por el costo, así determinado del kWh, debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada.

Dada la diversidad de Sistemas Aislados y su gran número, se ha tipificado las características de estos sistemas buscando un enfoque sistemático que simplifique la fijación tarifaria.

A esos efectos, inicialmente los sistemas se discriminan en dos grandes categorías:

- Mayores, como aquellos con potencia máxima anual demandada superior a 3 000 kW, y
- Menores, como aquellos con potencia máxima anual demandada de 3 000 kW o inferior.

Asimismo, se ha efectuado una tipificación a los sistemas aislados en función de su fuente primaria de abastecimiento y otros criterios[26], determinando un conjunto que en la actualidad asciende a once (11) categorías, las que se muestran en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro N°6.1. Tipificación de los Sistemas Aislados en función de su fuente primaria

Categoría	Descripción

[25] **Artículo 8º (LCE) .-** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(…)

[26] Para fines regulatorios, los sistemas aislados menores se subdividen en predominantemente termoeléctricos (Típico A) e hidroeléctricos (Típico B), estableciendo un subconjunto en los termoeléctricos por su ubicación en Selva (Típico I) o por encontrarse en zona de frontera (Típico L), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. Cabe señalar que, a la fecha, los Sistemas Aislados mayores de Jaén Bagua, Puerto Maldonado y San Martín fueron interconectados al SEIN en los años 2009 y 2010.

Típico A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico E	Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente (1).
Típico I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y L.
Típico L	Aplicable a Sistemas Aislados de Frontera con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a las empresas Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típico A, E, I, N y P.
Típico M	Sistema Aislado con generación mixta de Atalaya, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico N	Sistema Aislado con generación a gas natural de Camisea, perteneciente a la empresa Electro Sur Este. (2)
Típico P	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Purús, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico Q	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Isla Amantaní, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Puno.
Típico R	Aplicable a Sistemas Aislados del Datem del Marañón con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Adinelsa.
Típico S	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de San Lorenzo, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Oriente.

(1) Incluye a la Central Térmica de Reserva Fría de Iquitos.
(2) En el año 2018 Electro Sur Este solicitó pliegos tarifarios para este sistema aislado, alegando que le sería transferido la titularidad. A la fecha, este sistema sigue siendo atendido por las municipalidades. Sin embargo, se ha visto por conveniente dar la señal de precio por sus características particulares.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, con Resolución Directoral N° 159-2021-MEM/DGE, se estableció los sectores de distribución típicos para efectos de la fijación del VAD, los cuales permiten tratar a los sistemas aislados en forma sistemática para fines tarifarios de distribución, los cuales se detallan en el Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2 Sectores Típicos de Distribución

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector de Distribución Típico 1	Sector urbano de alta densidad de carga
Sector de Distribución Típico 2	Sector urbano de media y baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico 3	Sector urbano-rural de baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico 4	Sector rural de baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural

Para el presente informe, se han incorporado las pérdidas de distribución en la proyección de la demanda de los sistemas aislados, considerando los sectores típicos de distribución.

La experiencia ha puesto en evidencia limitaciones para la aplicación de los métodos de cálculo de precios de los sistemas interconectados a los Sistemas Aislados. Por otro lado, en la mayor parte de los Sistemas Aislados no se registran economías de escala, lo que, combinado con un desempeño moderado tanto en el ámbito de las inversiones como de la operación, conduce a costos de servicio elevados. Estos efectos se han visto potenciados por la desfavorable evolución de los precios internacionales de los combustibles líquidos.

Con la finalidad de dar una señal estable a los usuarios de los Sistemas Aislados, independientemente de la configuración de las centrales existentes en cada sistema aislado, se ha establecido que el precio de potencia debe corresponder al valor resultante de considerar los costos fijos de inversión y operación de una central térmica Diésel básica; es decir, la tarifa de potencia del Sistema Aislado Típico A. En consecuencia, y a fin de no afectar la recuperación de los costos eficientes, el precio de energía para cada sistema aislado se ha calculado sobre la base de la diferencia entre el costo total determinado para cada sistema y la tarifa de potencia señalada.

Sobre la base de los precios calculados en base a Sistemas Aislados Típicos se determinan los Precios en Barra de los Sistemas Aislados que, de acuerdo con la Ley 28832, representan el costo medio de generación y transmisión correspondiente a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

6.3. Contrato de Suministro al Sistema Aislado de Iquitos

Con la finalidad de asegurar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”), en setiembre de 2013 firmó un contrato con la empresa Genrent del Perú S.A.C. (en adelante “Genrent”), como resultado del Concurso Público Internacional del Contrato de Concesión de Reserva Fría de Generación del Proyecto: “Suministro de energía para Iquitos” (en adelante “Contrato de Concesión”), con el cual, entre otros, se compromete a construir la C.T. Nueva Iquitos (en adelante “CTNI”).

La remuneración por Potencia y Energía, en condición de generador aislado independiente están establecidas en el Contrato de Suministro de Electricidad y el Contrato de Cesión de Créditos suscritos entre Electro Oriente S.A. (en adelanete “ELOR”) y Genrent.

Con la finalidad de establecer la metodología para el cumplimiento de los Contratos asociados al Suministro de Energía para Iquitos, la determinación del Monto Especifico, la Compensación Anual y el Programa mensual de Transferencias, Osinergmin aprobó la Norma “Procedimiento para el Cumplimiento de los Contratos asociados al Proyecto: Suministro de Energía para Iquitos” con Resolución N° 001-2018-OS/CD.

Cabe señalar que mediante Resolución Ministerial N° 172-2017-MEM/DM, del 8 de mayo de 2017, el Minem aprobó la Adenda N° 3 al Contrato de

Concesión, que remplaza la Serie WPSSOP3500 de la fórmula de ajuste señalado en el Contrato por la Serie WPSFD4131. En este sentido, para determinar el ingreso por la Potencia Efectiva Contratada de la central de reserva fría de Iquitos, el Precio por Potencia (USD/MW-mes) del Contrato[27] se actualizará con el Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor de los Estados Unidos de Norteamérica.

Por otro lado, con Resolución Ministerial N° 330-2017-MEM/DM del 26 de julio de 2017, el Minem aprobó la Adenda N° 5 al Contrato de Concesión, mediante la cual se prorrogó el hito Puesta en Operación Comercial (POC) hasta el 20 de octubre de 2017 de la CTNI. En cumplimiento de esta Adenda, Genrent inició la POC de la CTNI el 20 de octubre de 2017. De acuerdo a lo señalado en el Contrato de Concesión, Genrent ha puesto en operación una unidad de 11,28 MW el 20 de octubre de 2018 y otra unidad de11,22 MW a partir del 20 de octubre de 2019, En este sentido, la potencia efectiva de suministro a ELOR se incrementa a 77,70 MW.

Mediante Carta GP_2023-0140, Genrent presentó el informe “Estudio de Determinación de Costos Variables No Combustibles de las Unidades de Generación de la Central Térmica Iquitos Nueva” a ser considerado a partir del proceso tarifario de mayo 2024. Posterior a ello, mediante Oficio N° 2367-2023-GRT se remitió a Genrent las observaciones al estudio de sustento del CVNC, contenidas en el Informe N° 859-2023-GRT. Genrent mediante Carta GP_2024-0016 del 23 de enero 2024, alcanzó la absolución a las observaciones.

Del análisis de las observaciones y comentarios remitidos por Genrent se infiere que estas no han sido levantadas en tu totalidad, en su lugar sostiene que existen deficiencias en el manual del fabricante MAN y que su operador VPTM es mejor referencia que las recomendaciones del fabricante. Asimismo, utiliza, factores de actualización de escalamiento, con los cuales incrementa los precios FOB justificando como costos adicionales de internamniento de productos, contrario a lo que dispone el PR-34.

Los resultados obtenidos por unidad de generación se muestran en Cuadro N° 6.3.

Cuadro N° 6.3 CVNC de las unidades de la Central RF Iquitos

Grupo	Potencia Efectiva (MW)	CVM (USD/MWh)	CVONC (USD/MWh)	CVNC (USD/MWh)
MAN 1	11,429	12,471	2,4235	14,8945
MAN 2	11,433	12,4436	2,4050	14,8486
MAN 3	11,337	12,3145	2,4047	14,7192
MAN 4	11,546	12,473	2,4180	14,8910
MAN 5	11,533	12,437	2,4041	14,8411
MAN 6	11,424	11,8791	2,3461	14,2252
MAN 7	11,539	12,3583	2,3887	14,7470

[27] **Fórmula de reajuste**.- La siguiente fórmula de actualización, se aplicará considerando una periodicidad trimestral y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del factor empleado en la última actualización.

Precio ajustado = precio por Potencia * Factor * TC

Factor = IPP/IPPo

Del cuadro anterior, el valor promedio del CVNC de la CTNI es 14,7385 USD/MWh. Asimismo, conforme el procedimiento de cálculo del CVNC este valor deberá mantenerse por dos (2) años, correspondiendo su actualización en la fijación de tarifas en barra de mayo 2026.

6.4. Sistemas Aislados Típicos

Con fecha 12 de febrero de 2024, la empresa Enel Distribución, presentó información relevante a los sistemas aislados que atiende, incluyendo un informe técnico de interconexión del sistema eléctrico Yaso al SEIN, cuyas localidades beneficiadas son C.P. Cerro Blanco, C.P. Leticia, AA. HH, Buenos Aires, C.P. Alcacoto, C.P. Yangas, C.P. Magdalena, C.P. Magdalena, C.P. Pucara, C.P. Checta, C.P. Larancocha, Fdo. Llipata, C.P. La Cabaña, C.P. Santa Rosa de Quives, Fdo. Huanchuy, C.P. Piedra Blanca y C.P. Pichu Pichu. Dicha interconexión se realizó el 08/03/2023.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las centrales típicas térmicas, hidráulicas y solares han sido revisados y actualizados considerando la tasa de cambio y los costos de combustibles. Asimismo, se han estimado los valores de energía y potencia para el periodo 2024 – 2025 sobre la base de la información histórica suministrada a Osinergmin por las empresas en su oportunidad a través del Sistema de Información Comercial (SICOM).

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 29661, publicada el 08 de febrero de 2011, se suspende hasta el 01 de enero de 2013 la aplicación del Título III del Decreto Legislativo N° 978, a consecuencia de ello se suspende la eliminación de las exoneraciones del IGV para el servicio de la energía eléctrica, motivo por el cual se ha incorporado en los costos de inversión y operación un costo adicional igual al 100% del IGV, que aplicarán las empresas en aquellas zonas de la selva con exoneraciones del IGV (Sistemas Típicos E, I, L, M, N , P y R), dado que dichas empresas se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a bienes adquiridos fuera de las zonas de la selva con exoneración del IGV.

Cabe señalar que el Decreto Legislativo N° 966, publicado el 24 de diciembre de 2006, prorrogó la exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) de la importación o venta de petróleo diésel para las empresas eléctricas sólo hasta el 31 de diciembre de 2009. En ese sentido, en la presente fijación de Precios en Barra de los Sistemas Aislados se ha considerado el ISC aplicado a los combustibles utilizados en generación de energía eléctrica publicados por Petroperú al 31 de enero de 2024.

Aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)

El Sistema Típico E es el único Sistema Aislado que utiliza Petróleo Industrial N° 6 para la generación eléctrica; y utiliza la Refinería de Iquitos como planta de suministro, la misma que no está afecta al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de enero de 2024.

El Sistema Típico A, que utiliza combustible Diésel para la generación eléctrica y es suministrado a través de las plantas de suministro de combustible de Talara, Salaverry, Pucallpa, Callao y Mollendo. Estas plantas están afectas al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de enero de 2024.

Actualización de Parámetros de Sistemas Aislados

Sobre la base de la información histórica proporcionada por las empresas a la fecha de elaboración del presente informe se han actualizado los siguientes parámetros: factor de carga, porcentaje de consumo propio, porcentaje de pérdidas de transmisión, tasa de crecimiento de la demanda, entre otros.

A continuación, se muestran los Precios en Barra para cada uno de los Sistemas Aislados Típicos.

6.4.1 Precios por Sistema Aislado Típico

Sobre la base de los parámetros utilizados en la determinación de los precios por cada Sistema Aislado Típico, se obtuvieron los resultados que se muestran en el Cuadro N° 6.4.

Cuadro N° 6.4

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
A	MT	32,79	118,45	118,45
B	MT	32,79	34,42	34,42
E	MT	32,79	72,03	72,03
I	MT	32,79	124,51	124,51
L	MT	32,79	138,92	138,92
M	MT	32,79	67,87	67,87
N	MT	0,00	0,00	0,00
P	MT	32,79	295,35	295,35
Q	MT	32,79	81,43	81,43
R	MT	32,79	285,69	285,69
S	MT	32,79	119,93	119,93

Nota: El Sistema Aislado N, que corresponde a Electro Sur Este, tiene el valor de cero (0) debido a que las centrales y el gas natural que utiliza para su operación, es de la empresa Pluspetrol y no implica costo alguno para las localidades.

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S//kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S//kWh.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S//kWh.

6.5. Precios en Barra de Sistemas Aislados

A partir de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados Típicos y considerando la energía correspondiente a cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa[28], se calcula el Precio en Barra de los Sistemas Aislados por empresa en base a un promedio

[28] Para el cálculo de la energía se han tomado los valores históricos de demanda de cada uno de los sistemas aislados existentes y, mediante un modelo de tendencia, se ha proyectado el valor de la energía anual para el período 2023 –2024.

ponderado de la energía de cada sistema. El resultado se muestra en el Cuadro N° 6.5.

Cuadro N° 6.5

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,79	40,36	40,36
Chavimochic	MT	32,79	34,42	34,42
Eilhicha	MT	32,79	34,42	34,42
Electro Oriente	MT	32,79	79,50	79,50
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,79	81,43	81,43
Electro Ucayali	MT	32,79	79,88	79,88
Enel Distribución	MT	32,79	34,42	34,42
Hidrandina	MT	32,79	34,42	34,42
Seal	MT	32,79	118,45	118,45

6.6. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 060-2024-MEM/DM, publicado el 28 de febrero de 2024, el MINEM estableció una suma de S/ 267 581 516 (Doscientos Sesenta y Siete Millones Quinientos Ochenta y Un Mil Quinientos Diesiséis y 00/100 Soles), como Monto Específico para el funcionamiento del MCSA, el cual será aplicado en el período comprendido entre mayo 2024 y abril 2025.

Cabe señalar que el Monto Específico para el funcionamiento del MCSA se obtiene, de acuerdo con el artículo 30 de la Ley 28832, de una parte, del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del artículo 7° de la Ley N° 28749, "Ley General de Electrificación Rural"[29].

En el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" se dispone que dicho mecanismo sea aplicado por Osinergmin en cada regulación anual de los Precios en Barra, contando, para ello, con las premisas, condiciones y criterios establecidos en el referido Reglamento y los procedimientos que elaborados por Osinergmin al respecto.

En el cálculo de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados no se ha considerado la interconexión al SEIN de ningún Sistema Aislado, a fin de evitar impactos tarifarios negativos cuando estas interconexiones no se produzcan en las fechas programadas.

Para la aplicación de lo dispuesto por las normas señaladas, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el Precio de Referencia del SEIN, se ha determinado que el Precio en Barra de mayor valor corresponde al de la Subestación Base Pucallpa 60 kV; para ello, se calcularon precios promedios con factor

[29] **Artículo 7° (Ley N° 28749).- Recursos para electrificación rural**

(…)

h) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;

(…)

de carga de 85,7% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 18,5% y 81,5%[30], respectivamente.

- El Precio de Referencia del SEIN al nivel de MT para cada Sistema Aislado Típico, se ha determinado mediante la aplicación de los factores de expansión de pérdidas medias y el peaje secundario vigente[31] establecido mediante Resolución N° 070-2021-OS/CD, sus modificatorias y complementarias. Posteriormente, estos precios se calculan para cada empresa, en base a un promedio ponderado de la energía de cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa, siguiendo criterios de eficiencia.
- El cálculo de los montos diferenciales a compensar[32]; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora[33], se efectúa sobre la base de la ejecución de los literales b) al f) del artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- La cuadragésima segunda disposición complementaria de la Ley N° 30372, "Ley de Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2016", establece que la vigencia de lo señalado en los artículos 1°[34] y 2° del Decreto de Urgencia N° 001-2015[35], modificados por el artículo 6 de la Ley N° 30334, "Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015", tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. Ello implicó que, a partir de enero 2016, Osinergmin propone una banda de precios de combustibles que cumpla con lo señalado en el artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 005-2012[36], el cual establece que la banda de precios de los combustibles, utilizados en las actividades de generación eléctrica en Sistemas Aislados, será de tal manera que dé lugar a una variación máxima de 5% en los Precios en Barra Efectivos de estos sistemas.
- Por otra parte, la configuración actual de la demanda de los Sistemas Aislados, es tal que más del 90% del Monto Específico es asignado al único Sistema Aislado mayor de Iquitos en aplicación al reglamento del MCSA. Esta configuración de la demanda implica que los restantes

---

[30] Los valores del factor de carga y los porcentajes de participación de energía en horas punta y fuera de punta corresponden a valores utilizados por la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

[31] Para ello se ha utilizado el criterio de los factores de expansión de pérdidas medias y peajes secundarios de las correspondientes Áreas de Demanda, a la que pertenecerían los sistemas aislados típicos en caso de producirse la interconexión al SEIN, a fin que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia.

En el caso de aquellos Sistemas Aislados con posibilidad de interconexión prácticamente inviable (por encontrarse geográficamente muy alejados de los puntos de interconexión al SEIN), se ha adoptado el criterio de tomar los parámetros del Área de Demanda más cercano.

[32] El cálculo de los montos diferenciales a compensar supera el Monto Específico propuesto; en consecuencia, las Compensaciones Anuales se han ajustado según el procedimiento establecido.

[33] Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

[34] El artículo 1° del D.U 001-2015, estableció que la actualización de la banda de precios objetivo de los combustibles, utilizados en las actividades de generación eléctrica de los Sistemas Aislados, será determinada por Osinergmin, de manera que, para el Diésel BX sea equivalente a 17% de variación en el precio final al consumidor y para el Petróleo Industrial N° 6 (R6) sea equivalente a 19% de variación en el precio final al consumidor.

[35] Decreto de Urgencia N° 001-2015, mediante el cual disponen medidas excepcionales para la actualización de la banda de precios de combustibles comprendidos en el fondo para la estabilización de precios de los combustibles derivados del petróleo.

[36] Decreto de Urgencia N° 005-2012: decreto de urgencia que dicta medidas relativas al fondo para la estabilización de los precios de los combustibles derivados del petróleo.

Sistemas Aislados sean muy sensibles a la variación del Monto Específico, lo cual puede dar como resultado una aplicación desigual del beneficio del mecanismo.

- Con la finalidad de cumplir con el objetivo fundamental del MCSA, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por los Sistemas Aislados, además de evitar que se produzcan variaciones bruscas en los Precios en Barra Efectivos por la volatilidad de los precios de los combustibles, es necesario la aplicación del Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada una de las empresas receptoras.
- Por consiguiente, el FDME tiene como único objetivo evitar la variación brusca de las tarifas en los sistemas aislados menores, con lo cual se busca favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios de los sistemas aislados. En ese sentido, cualquier variación tendría que ser absorbida por la empresa con mayor participación en este mecanismo (aproximadamente 90%), sin que el impacto para esta empresa represente un valor significativo

En los Cuadros N° 6.6 y N° 6.7 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro N° 6.6. Compensaciones Anuales

Empresa	Compensación Anual (S/)	Participación
Adinelsa	789 934	0,3472%
Chavimochic	53 498	0,0235%
Eilhicha	246 365	0,1083%
ELOR-Iquitos	184 909 826	81,2682%
ELOR-Otros	29 490 896	12,9613%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	217 668	0,0957%
Electro Ucayali	8 190 299	3,5996%
Enel Distribución	501 597	0,2204%
Hidrandina	109 147	0,0480%
Seal	3 021 098	1,3278%
TOTAL	**227 530 328**	**100,0000%**

Cuadro N° 6.7. Precios en Barra Efectivos

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,79	27,99	27,99
Chavimochic	MT	32,79	28,08	28,08
Eilhicha	MT	32,79	28,08	28,08
Electro Oriente	MT	32,79	30,02	30,02
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,79	15,13	15,13
Electro Ucayali	MT	32,79	22,41	22,41
Enel Distribución	MT	32,79	28,08	28,08
Hidrandina	MT	32,79	28,08	28,08
Seal	MT	32,79	16,35	16,35

Nota: El precio en barra efectivo de la empresa Electro Sur Este, tiene el valor de cero (0) debido a que las centrales y el gas natural que utiliza para su operación, es de la empresa Pluspetrol y no implica costo alguno para las localidades.

El programa de transferencias por aplicación del mecanismo de compensación, las obligaciones de las empresas, las sanciones, así como los plazos y medios son aquellos que se establecen en el Texto Concordado de la Norma "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado con Resolución N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias.

Con la finalidad de prevenir altas variaciones del precio de los combustibles y cumplir con el objetivo fundamental del MCSA, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por los Sistemas Aislados, es necesario la utilización de una parte del Monto Específico aprobado, al cual se le ha denominado Monto Específico Residual, el mismo que será distribuido adecuadamente en el cálculo de las trasferencias mensuales del MCSA.

Asimismo, Osinergmin dispondrá del Monto Específico Residual en la oportunidad en que se calculan las transferencias mensuales del MCSA, la compensación mensual necesaria según lo establece el "Contrato de Suministro de Electricidad" firmado entre Genrent y ELOR, en el marco del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos". El Monto Específico Residual (MER) asciende a la suma de S/ 40 051 188.

7. Actualización de Precios

En esta sección se presentan los factores que representan la elasticidad de los precios de la electricidad a la variación de los insumos empleados para su formación.

7.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

7.1.1 Actualización del Precio de la Energía

Para determinar la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio total de la energía del SEIN se evalúa el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez, considerando como factores sólo los precios de los combustibles[37].

En este caso, la expresión matemática[38] que se utiliza para obtener la fórmula de actualización de los precios de energía se basa en la ecuación (1).

$$y = y(x_1, x_2) \ldots \ (1)$$

Al variar las variables independientes, se origina una variación en el precio:

$$\partial y = \frac{\partial y(x_1,x_2)}{\partial x_1}.dx_1 + \frac{\partial y(x_1,x_2)}{\partial x_2}.dx_2 \ldots \ (2)$$

Incorporando la variable dependiente y las variables independientes en la expresión, se tiene:

$$\frac{dy}{y} = \frac{\partial y(x_1,x_2)}{y}.\frac{x_1}{\partial x_1}.\frac{dx_1}{x_1} + \frac{\partial y(x_1,x_2)}{y}.\frac{x_2}{\partial x_2}.\frac{dx_2}{x_2} \ldots (3)$$

$$\frac{dy}{y} = \frac{\frac{\partial y(x_1,x_2)}{y}}{\frac{\partial x_1}{x_1}}.\frac{dx_1}{x_1} + \frac{\frac{\partial y(x_1,x_2)}{y}}{\frac{\partial x_2}{x_2}}.\frac{dx_2}{x_2} \ldots (4)$$

[37] El Tipo de cambio no tiene un efecto independiente dado que está incluido implícitamente en el precio de los combustibles como el gas natural y el carbón.

[38] Ver referencia bibliográfica:

Microeconomía intermedia, un enfoque actual / Hall R. Varian – 5a. ed.

- 4.5 Utilidad marginal.

Microeconomía II – Universidad Nacional de La Plata / Dr. Alberto Porto

- Notas sobre rendimiento a escala y costo

El Coeficiente de elasticidad (m) se define como la sensibilidad que tendrá el precio (y) ante determinadas variaciones de las variables dependientes x_1 y x_2, tal como se muestra en la ecuación (5)

$$m_1 = \frac{\Delta y\%}{\Delta x_1\%} = \frac{\frac{\partial y(x_1,x_2)}{y}}{\frac{\partial x_1}{x_1}} \ldots (5)$$

Con ello se tiene la ecuación (6).

$$\frac{dy}{y} = m_1.\frac{dx_1}{x_1} + m_2.\frac{dx_2}{x_2} \ldots. (6)$$

La cual se expresa porcentualmente como se muestra en la ecuación (7).

$$\Delta y\% = m_1.\Delta x_1\% + m_1.\Delta x_1\% \ldots (7)$$

$$\frac{y_1 - y_0}{y_0} = m_1.\left(\frac{x_1^f - x_1^0}{x_1^0}\right) + m_2.\left(\frac{x_2^f - x_2^0}{x_2^0}\right) \ldots (8)$$

$$y_1 = y_0 + m_1.\left(\frac{x_1^f - x_1^0}{x_1^0}\right).y_0 + m_2.\left(\frac{x_2^f - x_2^0}{x_2^0}\right).y_0 \ldots (9)$$

$$y_1 = y_0.\left[1 - m_1 - m_2 + m_1.\left(\frac{x_1^f}{x_1^0}\right) + m_2.\left(\frac{x_2^f}{x_2^0}\right)\right] \ldots (10)$$

Finalmente se tiene que la fórmula de actualización (FA) es la ecuación (11).

$$FA = \left[1 - m_1 - m_2 + m_1.\left(\frac{x_1^f}{x_1^0}\right) + m_2.\left(\frac{x_2^f}{x_2^0}\right)\right] \ldots (11)$$

Donde:

$y_1 = Precio\ final$

$y_0 = Precio\ inicial$

$m_i = Coeficiente\ de\ elasticidad$

$x_i = Variables\ independientes$

En este sentido, empleando el modelo PERSEO 2.0 se determinan los factores de reajuste (coeficientes de elasticidad m_i) que son el resultado de simular las variaciones en el precio de la energía como consecuencia de las variaciones en los precios de los combustibles.

En el Cuadro N° 7.1 se presentan los factores de reajuste, así como la constante que viene a ser la diferencia de la unidad con los factores de reajuste (ver fórmula 11), los cuales serán utilizados para la fórmula de actualización del precio de la energía.

Cuadro N° 7.1

Componente	Punta	F. Punta	Total	Factor
Diesel N° 2	2,78%	2,47%	2,44%	e
Residual N° 6	0,00%	0,00%	0,00%	f
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	cb
Gas Natural	94,53%	94,46%	94,65%	g
Constante	2,69%	3,07%	2,91%	d
Total	100,00%	100,00%	100,00%	

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PEM_1 = PEM_0 \times FAPEM$$

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + g \times FPGN + cb \times FCB$$

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}}$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}}$$

$$FPGN = \frac{PGN}{PGN_0}$$

$$FCB = (\frac{PCB}{PCB_0}) \times FTC$$

7.1.2 Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN, las variables de actualización del Precio de Potencia son el Tipo de Cambio (TC) el Índice de Precios al por Mayor (IPM) en cumplimiento del numeral 10.4 del "Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

En este sentido, se debe considerar el Cuadro N° 7.2.

Cuadro N° 7.2. Composición del Costo de Potencia (en Miles de USD)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	6734,8	1179,6	7914,4	77,04%
Conexión a la Red	385,3	40,6	425,9	4,15%
COyM	855,8	1077,2	1933,0	18,82%
Total	7975,9	2297,4	10273,3	100,00%
	77,64%	22,36%	100,00%	

$$PPM_1 = PPM_0 \times FAPPM$$

$$FAPPM = a \times FTC + b \times FPM$$

$$FTC = \frac{TC}{TC_0}$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0}$$

7.1.3 Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Se ha definido una fórmula de actualización del Peaje para cada grupo de instalaciones de un mismo titular de transmisión, que forman parte del SPT. Se determinó los porcentajes de participación en el VNR y COyM de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera, M.E.), los recursos de procedencia local (moneda nacional, M.N.), así como del Aluminio y del Cobre según su participación en las instalaciones de líneas y subestaciones, tal como se muestra en el Cuadro N° 7.3.

Cuadro N° 7.3 Porcentajes de participación en la fórmula de actualización

Titular	l	m	n	o
Egemsa	0,5559	0,4356	0,0000	0,0085
Isa Perú (EX - Eteselva)	0,5507	0,3480	0,0914	0,0099
Compañía Minera Antamina	0,4088	0,5701	0,0000	0,0211
San Gabán	0,4068	0,5918	0,0000	0,0014

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PCSPT_1 = PCSPT_0 \times FAPCSPT$$

$$FAPCSPT = l \times FTC + m \times FPN + n \times FPal + o \times FPcu + p$$

$$FPal = \frac{Pal}{Pal_0}$$

$$FPcu = \frac{Pcu}{Pcu_0}$$

Para el caso del SPT perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, se considera sólo en moneda extranjera, conforme a lo establecido en sus contratos de concesión.

Para los cargos unitarios adheridos al peaje de transmisión, consecuencia del DL-1002, DL-1041, Ley 29970 y Ley 29969, los factores serán determinados conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

7.2. Sistemas Aislados

Los factores de actualización para la potencia y energía se integran en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Los mencionados factores representan la fracción del costo total anual de prestación del servicio. En el Cuadro N° 7.4 se presentan los factores de reajuste a utilizar.

Cuadro N° 7.4. Factores de reajuste

Empresa	D	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,0000	0,1160	0,0000	0,0000	0,8840	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	0,1783	0,5895	0,0000	0,2322	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4542	0,0000	0,0000	0,5458	0,0000
Enel Distribución	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,0000	0,8589	0,0000	0,0000	0,1411	0,0000

En aplicación del Decreto de Urgencia N° 005-2012, publicado el 21 de febrero de 2012, el cual establece que la banda de precios de los combustibles utilizados en las actividades de generación eléctrica en

Sistemas Aislados, será determinada por Osinergmin de tal manera que dé lugar a una variación máxima de 5% en los Precios en Barra Efectivos.

Los Precios de Energía y Potencia en Barra de los Sistemas Aislados se actualizarán cuando el factor de actualización FAPEM varíe en ±1,5% respecto al valor del mismo factor empleado en la última actualización.

7.2.1 Actualización de los Precios en Barra Efectivos

La fórmula de actualización de los Precios en Barra Efectivos se describe a continuación.

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + s \times FPM$$

Donde:

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}}$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}}$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0}$$

Se define:

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

IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM_0 : Índice de Precios al Por Mayor inicial

PPM_0ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo en S//kW-mes.

PPM_1ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo actualizado en S//kW-mes.

$PEMP_0ef$: Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

$PEMF_0ef$: Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

$PEMP_1ef$: Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

$PEMF_1ef$: Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.

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

PM_{sea} = (PPM_1ef * 100 / (720* fc) + $PEMP_1ef$ * 0,3 + $PEMF_1ef$ * 0,7)

fc : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 7.5.

Cuadro N°7.5. Factor de Carga

Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4462

Distribuidora	fc
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5827
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5445
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

Para la actualización del precio de la potencia:

$PPM_1ef = PPM_0ef \times (1 + k) + PPM_0 \times (FAPEM - 1)$

Para la actualización de los precios de la energía:

$PEMP_1ef = PEMP_0ef \times (1+k) + PEMP_0 \times (FAPEM-1)$

$PEMF_1ef = PEMF_0ef \times (1+k) + PEMF_0 \times (FAPEM-1)$

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización, de manera independiente. Cabe señalar que reglamento del mecanismo de compensación de sistemas aislados establece que el precio medio del sistema aislado (PMsea) debe acercarse al precio de referencia del SEIN (PMRsein), en ningún caso ser menor que éste. Por tanto, primero deberá calcularse la actualización del PMRsein y comparar contra éste nuevo valor. Si el valor del PMsea es mayor al PMRsein (actualizado), no se ajustará el precio.

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente (ver Cuadro 7.6), en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2023. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación Tarifaria.

Cuadro N° 7.6. Factor de ajuste trimestral

Empresa Distribuidora	*k*
Adinelsa	0,00
Chavimochic	0,00
Eilhicha	0,00
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Puno	12,57
Electro Ucayali	10,02
Enel Distribución	0,00
Hidrandina	0,00
Seal	26,24

PMR_{SEIN} : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según el Cuadro N° 7.7.

Cuadro N° 7.7

Empresa Distribuidora	Precios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PEMP=PEMF ctm. S//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Adinelsa	62,60	28,09	38,20
Chavimochic	62,60	28,10	38,20
Eilhicha	62,60	28,10	38,20
Electro Oriente	62,54	27,74	37,84
Electro Sur Este	62,59	28,24	38,34
Electro Puno	62,53	26,28	37,79
Electro Ucayali	62,53	26,28	36,38
Enel Distribución	62,60	28,10	38,20
Hidrandina	62,60	28,10	38,20
Seal	62,53	27,38	37,48

8. Anexos

A continuación, se presentan los anexos al informe. En esta parte se discuten los temas especializados del informe y se analizan algunas de las respuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES a las observaciones formuladas por el Osinergmin (en adelante “OBSERVACIONES”) al ESTUDIO. Se adjunta un diagrama unifilar del SEIN.

Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

// pch-pmo-mfb-lss-jpch-erm-jfp-mfc

Anexo A: Proyección de Demanda

A.1 Demanda anual 2023

Respecto de los consumos del año 2023, estos valores fueron determinados con información de ese año. En base a ello se actualizó la participación de ventas de las distribuidoras en alta y muy alta tensión, la participación de ventas realizadas por los generadores, y las pérdidas eléctricas de distribución y subtransmisión para el periodo de proyección, como se aprecia en el Cuadro A.1.

Cuadro A.1

Ventas de clientes	GWh
Ventas sin cargas especiales e incorporadas	31 586
Cargas Especiales	20 310
Industrias Cachimayo	166
Minera Casapalca	119
Minera Los Quenuales (Yauliyacu)	78
Doe Run Peru (Ex Cobriza)	48
Doe Run Peru (Planta De Zinc1)	16
Minera Volcan	289
Minera Volcan (Pomacocha)	116
Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	75
Compañia Minera Argentum	14
Empresa Explotadora De Vinchos	0
Empresa Administradora Chungar	95
Shougang Hierro Perú	866
Minera Antamina	1 585
Southern Perú Cooper Corporación	2 340
Minera Cerro Verde	246
Minera Tintaya (Tintaya 138)	172
Minsur (Puno)	213
Minera Ares 2	7
Minera Yanacocha	224
Minera Huaron	107
Yura	240
Minera Cerro Verde - Socabaya - San José	3 526
Gold Fields La Cima	152
Aceros Arequipa	580
Refinería de Cajamarquilla	605
Compañía Minera Miski Mayo	103
Xstrata Tintaya (Antapaccay)	820
Minera Chinalco Perú (Toromocho)	1 204

Ventas de clientes	GWh
Hudbay Peru	721
La Arena	36
Las Bambas MMG	1 311
Minera Ares Cotaruse	219
Minera Suyamarca	0
Quimpac (Paramonga)	149
Minera Milpo (Desierto)	277
Consorcio Minero Horizonte	47
Minera Aurífera Retamas	111
Siderperu	307
Cementos Norte Pacasmayo	294
Empresa Administradora Cerro	175
Agroindustrias Paramonga	53
Sociedad Minera El Brocal	241
Unidad Minera El Porvenir	122
Minera Los Quenuales (Iscaycruz)	17
Unión Andina de Cementos (Atocongo)	332
Unión Andina de Cementos (Condorcocha)	116
San Ignacio de Morococha	46
Compañía de Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay)	60
Compañía de Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin / Tambomayo)	126
Compañía de Minas Buenaventura (Julcani y Recuperada)	22
Inagro - Agrolmos	15
Minera Barrick Misquichilca (Alto Chicama)	121
Minera Mina Justa (Marcobre)	372
Minera Quellaveco	1 015
Parámetros	
Pérdidas de Distribución	9,01%
Pérdidas de Subtransmisión	2,97%
Pérdidas de Transmisión	7,53%
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,29%
Participación de ventas realizadas por los generadores	23,92%

Fuente y elaboración: Osinergmin

A.2 Información Base y proyección de pérdidas en distribución

Para la proyección de la demanda vegetativa se ha tomado la información actualizada al año 2023, de acuerdo con los datos de las transferencias de energía realizadas por el COES en dicho año.

Asimismo, con relación a la proyección de pérdidas de distribución, para el año 2023 se ha considerado 9,01% y para los siguientes años 2024, 2025 y 2026; 9,04%, 9,08% y 9,11%, respectivamente.

A.3 Modelo Econométrico

Para la proyección de ventas de energía del periodo 2024 – 2026 se ha empleado el Modelo de Corrección de Errores (MCE). El Producto Bruto Interno (PBI) del 2023 y las proyecciones del PBI de los años 2024 al 2026 están en millones de soles de año 2007 y fueron estimados a partir de las tasas de crecimiento del PBI que el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) publica en sus Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI con fecha de 31.01.2024 realizadas a Analistas Económicos. El PBI del año 2026 se ha obtenido con la misma tasa de crecimiento del PBI del año 2025 debido a que a la fecha del presente informe la tasa de crecimiento del 2026 no estaba disponible en las fuentes del BCRP.

En el Cuadro A.2 se presenta los valores considerados para la proyección econométrica.

Cuadro A.2

Parámetros	Valores
Ventas históricas 2023	34 859 GWh
Tarifa 2023	11,51 ctv. USD/kWh
Tasa Crec. anual PBI:	
2023	-0,55%
2024	2,50%
2025	2,80%
2026	2,80%

Fuentes: BCRPy Osinergmin.

Los resultados de proyección de las ventas con este modelo se presentan en el Cuadro A.3.

Cuadro A.3

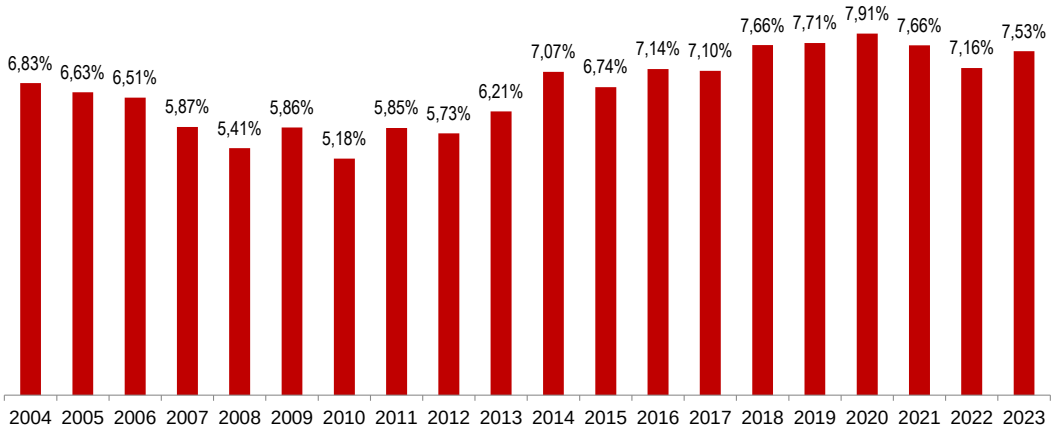
Año	Ventas (GWh)	Tasa Crec. anual
2024	35 930	3,07%
2025	37 161	3,42%
2026	38 468	3,52%

Fuente: Osinergmin

A.4 Pérdidas de Transmisión

A partir del Factor promedio de Relación de la Máxima Demanda a Nivel de Generación y la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Clientes, se determinó un valor de 7,53% de pérdidas de transmisión para el año 2023, tal como se muestra en la Figura A.1

Figura A.1
Pérdidas de Transmisión
(2004-2023)



Fuente: COES

A.5 Redistribución de demanda en Barras

Para la presente regulación, se ha considerado la distribución de cargas en base a la configuración de las barras en el modelo PERSEO referidas a las siguientes cuatro BRGs: Valle del Chira, Nazca Nueva, Chincha Nueva y Chiribamba, a modelarse en el presente proceso 2024, a partir de la información proporcionada por el SCG como parte de la absolución de las observaciones alcanzadas.

A.6 Demanda abastecida por Ecuador

No se ha considerado intercambios de energía con Ecuador en el marco de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) en el periodo 2023-2026, por no estar vigente la Decisión 816 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

A.7 Cargas Especiales e Incorporadas

Respecto de las cargas especiales, se ha actualizado la demanda del año 2023, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Shougang Hierro Perú, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Chinalco (Toromocho), Quellaveco, Hudbay y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Unión Andina de Cementos, etc.

Asimismo, para la proyección 2024-2026, se ha considerado las cargas de seis proyectos: Shougang, Shouxin S.A., Pampas del Pongo (Jinzhao Mining Peru S.A), Ariana, Unidad Minera de Shahuindo y Minsur que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también conforme a información comercial disponible.

Adicionalmente, se ha considerado las proyecciones de generación de la central hidroeléctrica Pías recibidas mediante correo de la empresa Aguas y Energía Perú S.A. y de la central térmica Pedregal, según Carta N° GT-2090-2024/G con fecha 13 de febrero de 2024 enviada por Electrodunas.

El detalle de los cálculos se halla contenido en el archivo “Proyección_Demanda_FITA 2024 (PP).xlsm”, que forma parte del sustento del presente informe.

A.8 Información Complementaria

Para la previsión de la demanda se ha empleado información brindada por empresas mediante cartas y correos en respuesta al oficio emitido por Osinergmin en la etapa de Pre Publicación, en el cual se ha solicitado información de las proyecciones de su demanda de potencia y energía que va a requerir sus instalaciones y proyectos durante el periodo 2024 – 2026, así como la demanda de potencia y energía consumida en el año 2023. Las empresas que atendieron el requerimiento mencionado se encuentran enlistadas en el Cuadro A.5. Cabe indicar que, a la fecha de esta publicación, se ha considerado las cartas y/o correos recibidos hasta el 21 de febrero del 2024, debido a la premura de cerrar los cálculos oportunamente.

Cuadro A.5

N°	Empresa	Carta/ correo electrónico	Reportó información sobre:	Fecha recepción
1	Corporación Aceros Arequipa	Correo electrónico	Planta Pisco	15/02/2024
2	Agroindustria Paramonga	Carta GG 007-2024	Ampliación de Area por Riego Técnificado en campos de cultivo	13/02/2024
3	Agrolmos	Carta N°16-2023.AG.AL	Agrolmos	15/02/2024
4	Alpayana	Correo electrónico	Minera Alpayana	16/02/2024
5	Antapaccay	Carta GLO-076/24	Planta Tintaya	15/02/2024
			Planta y Mina Antapaccay	
			Proyecto Coroccohuayco	
6	Ariana Operaciones Mineras	Carta AOM-014-2024	Proyecto Ariana	13/02/2024
7	Barrick - Pierina	Correo electrónico	Unidad minera Pierina	16/02/2024
8	Bear Creek Mining	Correo y Carta S/N	Proyecto Minero Metalúrgico Corani	14/02/2024
9	Minera Boroo Misquichilca S.A.	Carta S/N	Minera Lagunas Norte	20/02/2024
10	Sociedad Minera Cerro Verde	Correo electrónico	Unidad de Producción Cerro Verde	15/02/2024
11	Minera Chinalco Perú S.A.	Correo electrónico	Toromocho	14/02/2024
12	Consorcio Minero Horizonte	Correo electrónico		16/02/2024
13	Sociedad Minera Corona	Carta SMC-GL-21-2024	Sociedad Minera Corona	14/02/2024
14	Fosfatos del Pacífico S.A.	Carta FOSPAC-PROY-0001-2024		20/02/2024
15	Gold Fields La Cima	Correo electrónico	Cerro Corona	13/02/2024
16	Compañía Minera Ares	Carta S/N	Unidad Minera Gran Inmaculada	15/02/2024
			Unidad Minera Pallancata - Selene	
			Minera Arcata	
			Unidad Minera Ares	
17	Hudbay Perú S.A.C.	Carta N° 024-2024/LG/HB	Unidad Minera Constancia	14/02/2024
			Chancadora Pebbles	
18	Jinzhao Mining Peru S.A.	Correo electrónico y Carta N°- JMP-2024-MINA-ING-S/N	Proyecto Minero Pampa de Pongo	14/02/2024
19	Pan American Silver S.A.C	Correo electrónico Y Carta S/N	La Arena	15/02/2024
20	Minera Las Bambas	Correo electrónico	Las Bambas	15/02/2024
21	Minsur	Correo Electrónico	Planta de Espesamiento	19/02/2024
			Pucamarca	
			Planta de Fundición y Refinería de Pisco	
22	Compañía Minera Miski Mayo	Correo electrónico	Miski Mayo	12/02/2024
23	Nexa Resources Perú S.A.A.	Correo electrónico y Carta GL-2024-297	Cerro Lindo / Ampliacion del Sistema de Ventilacion para	16/02/2024

N°	Empresa	Carta/ correo electrónico	Reportó información sobre:	Fecha recepción
			Desarrollo Interior Mina	
24	Petroperú	Correo electrónico y Carta GCAD-0489-2024	Refinería Iquitos	20/02/2024
			Refinería Conchán	
			Refinería Talara	
			Aeropuerto Chiclayo y Trujillo	
			Terminal de Abastecimiento Mollendo	
			Terminal de Abastecimiento Ilo	
			Planta Iquitos	
			Planta Piura	
			Planta Pucallpa	
			Planta Tarapoto y Yurimaguas	
			Planta Cusco y aeropuerto	
			Planta Juliaca	
25	Minera Quechua S.A.	Correo electrónico	Proyecto Quechua	21/02/2024
26	Anglo American Quellaveco	Carta S/N	Proyecto Quellaveco	15/02/2024
27	Quimpac S.A.	Correo electrónico	Planta cloro soda Oquendo I	13/02/2024
			Planta cloro soda Oquendo II	
			Planta cloro soda Álcalis Paramonga	
28	Minera Aurifera Retamas S.A.	Carta S/N	Unidad Económica Administrativa Retamas	15/02/2024
29	Rio Blanco Copper S.A.	Correo electrónico	Proyecto de Exploración Río Blanco: Piura - Oeste	15/02/2024
30	Minera La Granja S.A.C.	Correo electrónico	Minera La Granja	15/02/2024
31	Compañía Minera San Ignacio de Morococha	Carta S/N	Unidad Minera San Vicente	15/02/2024
32	Pan American Silver S.A.C - Shahuindo	PAS-SHA-LEG-002-2024	PTAM CHOLOQUE	14/02/2024
			DME SUR FASE 03	
			PAD 03	
			PLANTA DETOX	
			POZA 100K	
			POZA SAUCES	
33	Shougang Hierro Peru S.A.A.	Correo electrónico	SAN NICOLAS / MINA / JAHUAY	15/02/2024
			Ampliación de Operaciones Mina y Planta Concentradora	
34	Minera Shouxin Perú S.A.	Carta C-SGSSOMA-001-24 y correo electrónico	Planta Concentradora Polimetálica	15/02/2024
			Ampliación de Planta Concentradora Polimetálica	
35	Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A. - SIDERPERÚ	Correo electrónico	Planta Siderperú	20/02/2024
36	Southern Perú Copper Corporation - SPCC	Carta 24.029 y correo electrónico	Proyecto Tía María	14/02/2024
			Expansión de la Concentradora de Cuajone	
			Expansión de la Fundición	
			Los Chancas	
			Michiquillay	
37	UNACEM	Correo electrónico	Planta Atocongo	15/02/2024
			Planta Condorcocha	
38	Volcan Compañía Minera S.A.A.	Carta GE-005-2024 y correo electrónico	MINAS San cristobal, Carahuacra, Andaychagua, Ticlio - PLANTAS Victoria, Mahrtunel, Andaychagua	15/02/2024
39	Minera Yanacocha S.R.L.	Correo electrónico	SS.EE. La Pajuela y Gold Mill	15/02/2024
			Nuevas Plantas de Tratamiento de Aguas	

Anexo B: Costo Variable No Combustible

A continuación, se presenta el análisis de la absolución de observaciones por parte del Subcomité de Generadores del COES con relación al Costo Variable No Combustible (CVNC) de las centrales termoeléctricas.

B.1 CVNC actualizados en aplicación de Procedimiento Técnico del COES

En la propuesta del SUBCOMITÉ correspondiente al CVNC se observó que había considerado valores que no corresponden a los aprobados por el COES, como por ejemplo en el caso de las unidades de la C.T. Fénix entre otros, a pesar de que la información correspondiente figura en la carta de aprobación del COES, que dicho SUBCOMITÉ incluyó como parte de los anexos de su Estudio. Al respecto el Subcomité de Generadores incluyó en la ABSOLUCION la corrección correspondiente.

Al respecto se ha considerado la información publicada por el COES en su Web institucional respecto a los CVNC al 31.01.2024, así como lo informado mediante carta COES/D-571-2023 respecto a la aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del PR-34.

San Isidro, 30 de junio de 2023

COES/D-571-2023

Señores Representantes Legales ante el COES Titulares de Centrales Termoeléctricas:

Edgardo Wong L.	AIPSA
Efraín Wong L.	
Carlos Izquierdo García	AGROAURORA
Guillermo Villanueva Arenas	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO
Mario Zetola Burneo	BIOENERGÍA DEL CHIRA
Carlos Paredes Cornejo-Roselló	EGASA
Juan Flores Carcahusto	EGESUR
Pedro Cruz Vine	ENEL GENERACIÓN PERÚ / ENEL GENERACIÓN PIURA
Daniel Cámac Gutiérrez	ENGIE
Juan Cayo Mata	FENIX POWER PERÚ
Helbert Galindo Hurtado	INFRAESTRUCTURA ENERGIA PERÚ
Irwin Frisancho Triveño	KALLPA GENERACIÓN
Carlos Soria Dall'Orso	PETRAMÁS
Francisco Yunta Toledo	PLANTA ETEN
Carlos López Montesinos	SAMAY I
Guohua Li	SHOUGESA
Miluska Cervantes Cornejo	SMCV
Alfredo Len Álvarez	TERMOCHILCA
Ana María Rosas Pajuelo	TERMOSELVA

Asunto: **Aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del PR-34**

Ref.: (1) Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31)
(2) Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-34)

De mi consideración:

Me dirijo a ustedes, a fin de comunicarles que, se ha concluido el proceso de revisión de informes sustentatorios del Costo Variable de Mantenimiento (CVM), Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) y Costo Variable No Combustible (CVNC), según lo establecido en la Primera Disposición Transitoria del PR-34 y en consideración del numeral 6.2.2.1 del PR-31.

Al respecto, les informamos que, de acuerdo con lo indicado en la Segunda Disposición Transitoria del PR-34, se ha elaborado un resumen con los valores de CVM, CVONC y CVNC, de las Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, así como también, la aplicación del numeral 7.6 del PR-34. El detalle de los valores se indica en el anexo de la presente carta.

Dichos valores serán actualizados y aplicados desde las 00:00 horas del día 01.07.2023.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlos.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
LEONARDO LUIS JUAN
DEJO PRADO
Cargo: DIRECTOR
EJECUTIVO
Fecha: 30/06/2023 10:06:22

Adj.: Lo indicado.
C.c.: DO, DP, SPR, SCO, SEV, SME, SGI, SNP, SPL, DJR, OSINERGMIN (Ing. Leonidas Sayas - DSE).
Exp.: 202300004316

Av. Los Conquistadores N 1144,
San Isidro, Lima - Perú.
+51 611 8585
www.coes.org.pe

Anexo C: Precio de Gas Natural: Aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM

A continuación, se presenta el análisis del precio del gas natural para la aplicación del literal c) del artículo 124 del RLCE[39].

C.1 Precio del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas con Gas de Camisea

Actualización de precios

Conforme a lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM[40], para efectos de la determinación de los Precios en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 124 del RLCE, tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:

i) El precio del gas natural en boca de pozo, que corresponde al valor pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productor de gas natural y el Estado;

ii) el 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde la boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0; y,

iii) el 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0.

Al respecto, para el caso de las unidades termoeléctricas de las centrales de Ventanilla, Santa Rosa, Kallpa, Chilca 1, Chilca 2, Las Flores, Pisco, Independencia, Santo Domingo de Olleros, Fénix y Oquendo se ha procedido a verificar los factores de actualización del precio en boca de pozo y los cargos por transporte y distribución contenidos en el ESTUDIO, concluyéndose lo siguiente:

- **El precio pagado por el generador al productor:** Se ha considerado que el precio pagado corresponde al Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural vigentes, declarado por el productor de gas natural de Camisea para el año 2024.

  Al respecto, deacuerdo a lo reportado Pluspetrol,[41] se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable durante el 2024 para los generadores eléctricos es de 2,1190 USD/MMBTU, el cual se ha actualizado en función del promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery – 1191

[39] **Artículo 124º.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47º de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

....

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

[40] Modificado por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM.

[41] Mediante carta PPC-COM-24-0032 del 15 de enero de 2024, lo cual se adjunta en el apartado C.3.

(WPU1191) y del índice Fuels and Related Products and Power (WPU05) publicados por el U.S. Department conforme lo establece la adenda suscrita en el año 2014 al Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 88.

De lo anterior se desprende que el precio pagado, para efectos de la aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, es aquél que considera el factor de reajuste correspondiente con la información al 31 de enero de 2024.

- **El factor de actualización del precio en boca de pozo del contrato entre el productor y el Estado:** De acuerdo con lo establecido en el literal c) de la Quinta Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88:

  "*Durante los primeros 6 años contados a partir del 01.01.2007, la aplicación del Factor de Actualización determinado en el literal b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio Realizado máximo superior al 5%. Durante los 5 años subsiguientes el incremento anual en los Precios Realizados máximos, no superará el 7%.*"

  Aplicando este párrafo, el Factor de Actualización a considerarse es 2,1190.

- **El factor de actualización de la tarifa de transporte y distribución:** De acuerdo con el artículo 2 de la Resolución N° 086-2010-OS/CD, para la determinación del factor de actualización FA1 se debe considerar el cociente de los valores del índice PPI WPSSOP3500, reemplazado por el índice PPI WPSFD4131, correspondientes al último publicado al primero de marzo de cada año y al del año en el que se ofertó el Costo del Servicio.

  Asimismo, conforme al artículo 4 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, que fue modificado por el Decreto Supremo N° 082-2009-EM, publicado el 21 de noviembre de 2009, se está considerando que se aplicará a los generadores la Tarifa Única de Distribución (TUD) para el periodo 2023 al 2026.

Como resultado de estos criterios, se obtienen los precios del gas natural para aplicación del artículo 124 del RLCE, considerando para ello lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, conforme se muestra en el Cuadro C.1.

Cabe mencionar que se tiene un precio referencial para la C.T. Oquendo TG1 de 3,9763 USD/MMBTU como resultado; sin embargo, al ser una central de Cogeneración Calificada, y en aplicación del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 037-2006-EM, se ha procedido a modelarla con una oferta constante y un costo de combustible cero (0) para efectos del modelo.

Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camisea 2024

	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca 1	Chilca 2	Kallpa	Independencia	La
	USD/MMBTU	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1
		-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	
		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	USD/MMBTU	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1
		2,1190	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2**
r - Productor)	USD/MMBTU	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2**
Productor)	USD/MMBTU	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2**
scuento)	**USD/MMBTU**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2,1190**	**2**
MIN)	**US/$millar m^3**	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	3
		0,95515	0,95515	0,95515	0,95515	0,95515	0,95515	0,95515	0
		1,03360	1,03360	1,03360	1,03360	1,03360	1,03360	1,03360	1
		1,6313	**1,6313**	**1,6313**	**1,6313**	**1,6313**	**1,6313**	**1,6313**	1
		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	
		244,4	244,4	244,4	244,4	244,4	244,4	244,4	
	US/$millar m^3	50,70752	50,70752	50,70752	50,70752	50,70752	50,70752	50,70752	50
	PC/m^3	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35
	US/$millar PC	1,4359	1,4359	1,4359	1,4359	1,4359	1,4359	1,4359	1
	MBTU/PC	1,0682	1,0682	1,0682	1,0673	1,0673	1,0683	1,0694	1
		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0
	USD/MMBTU	**1,2098**	**1,2098**	**1,2098**	**1,2108**	**1,2108**	**1,2096**	**1,2084**	**1**
	US/$millar m^3	24,48	24,48	25,42	24,56	24,48	24,48		
	(m3/d)	2'100'000	863'813	375'702	2'986'911	955'404	3'710'000		1'
	(m3/d)		2'100'000		3'353'568		4'747'317		4'
		1,5902	1,5902	1,5902	1,1756	1,1756	1,0794		1
		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000		1
	m3-mes	50'626'941	17'098'835	17'407'119	93'541'727	10'290'082	95'693'047	2'317'060	34
	US$/(Sm3/d)-mes	0,0941	0,0941	0,0941	0,0941	0,0941	0,0941		0
	US$/(Sm3/d)-mes	0,6506	0,6506	0,6506	0,6506	0,6506	0,6506		0
	US/$millar m3	24,4766	24,4766	24,4766	24,4766	24,4766	24,4766		2
	US/$millar m^3	24,48	24,48	25,42	24,56	24,48	24,48		
	PC/m^3	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467		35
	US/$millar PC	0,6933	0,6933	0,7197	0,6955	0,6933	0,6933		0
	MBTU/PC	1,0683	1,0683	1,0683	1,0673	1,0673	1,0683		1
		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000		0
	USD/MMBTU	**0,5841**	**0,5841**	**0,6063**	**0,5865**	**0,5846**	**0,5841**		**0**
Distribución)		**3,9129**	**3,9129**	**3,9351**	**3,9163**	**3,9144**	**3,9127**	**3,3274**	**3**

Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural del Consorcio Camisea.

l año 2024, Pluspetrol no informó descuento (carta PPC-COM-24-0032).

Precio de Gas para Lima y Callao - Generadores Eléctricos para el año 2024 es de 2,1190.

formados por los Generadores de acuerdo al FR-31 del COES-SINAC (a Enero 2024).

° 079-2022-OS/CD y N° 138-2022-OS/CD

C.2 Precio del Gas Natural para C.T. Aguaytía y C.T. Malacas

Conforme a lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM , para efectos de la determinación del Precio en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 124 del RLCE, tratándose de centrales termoeléctricas que no utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio único que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31), teniendo como límite superior aquél que resulte del procedimiento que establezca Osinergmin.

Al respecto, Osinergmin aprobó, mediante Resolución N° 108-2006-OS/CD, el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra", a partir del cual se obtiene el precio límite superior de 3,9116 USD/MMBTU para el periodo 2023-2026.

Finalmente, como resultado de la aplicación del PR-31, los precios de gas natural para las unidades termoeléctricas de Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, y Malacas TG6 fueron de 3,9116; 2,7906; 2,8148; y 1,1390 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2024, resultan ser los mismos, a excepción de la C.T. Aguaytía a la cual se le aplicó el precio límite superior.

Cuadro C.2

Precio del Gas Natural con Límite Superior

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (USD/MMBTU) 2023-2026
C.T. Ventanilla	3,9129
C.T. Santa Rosa 1	3,9129
C.T. Santa Rosa 2	3,9351
C.T. Chilca 1	3,9163
C.T. Chilca 2	3,9144
C.T. Kallpa	3,9127
C.T. Flores	3,9127
C.T. Independencia	3,3274
C.T Santo Domingo de Olleros	3,9115
C.T Fenix	3,9138
C.T. Aguaytía	3,9116
TG4 de C.T. Malacas	2,7906
TG5 de C.T. Malacas	2,8148
TG6 de C.T. Malacas	1,1390
TG1 de C.T. Oquendo	3,9763 (*)

(*) Central de Cogeneración Calificada modelada como oferta constante.

C.3 Documentos Anexos

Pluspetrol Perú Corporation S.A.
Calle Las Begonias 415 – Piso 11, San Isidro
Lima – Perú
Telf. : (51-1) 411-7100

PPC-COM-24-0032

Lima, 15 de enero de 2024

Señores
OSINERGMIN
Av. Canadá N° 1460
San Borja

Atención: Sr. Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0078-2024-GRT, en el cual nos comunican que se encuentran realizando el estudio de generación de electricidad para la fijación de tarifas eléctricas, periodo mayo 2024 – abril 2025 y la vez nos solicitan la información relativa al gas natural de Camisea.

Al respecto cumplimos en brindarles la información solicitada:

1. El poder calorífico superior promedio de diciembre de 2023 fue de 1068.3 BTU/PC medido a 15 °C y 1 atm.

2. Por cada empresa de generación eléctrica, los siguientes datos conforme a lo pactado a la fecha:

   a. Precio Base: 1.00 USD/MMBTU

   Factor de Ajuste = 0.6 (WPU1191i / WPU11910) + 0.4 * (WPU05i / WPU050)

   - Si el Factor de Ajuste resulta ser menor que uno (1), dicho Factor se igualará a uno (1).

   - Precio del Gas Natural Final = Precio Base x Factor de Ajuste x Factor A x Factor B.

   WPU1191i: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU11910: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

WPU05i: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU050: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

b. La información solicitada para cada empresa de generación, así como los Factores A y B aplicables se encuentra adjunta en el anexo.

3. Actualmente estamos conversaciones con la empresa Kipaq Energía S.A.C., la cual se encuentra desarrollando un proyecto de ciclo combinado en la zona de Humay, para la provisión de un volumen estimado de gas natural de 80 MMPCD, a partir del año 2026; y con la Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. ("EGASA") para abastecer su Central Termoeléctrica Pisco con 9.8 MMPCD a partir de junio del 2024.

4. En el 2023 se firmó la primera a adenda con Kallpa Generación y la cuarta adenda con SDF Energía, a solicitud cediendo su posición contractual a su afiliada Cogeneración Oquendo ("COSAC"), dicha acción surtirá efecto según lo dispuesto en la minuta.
Los documentos se encuentran en el siguiente link: https://we.tl/t-M7M2EVGrBK

Sin otro particular, quedamos a vuestra disposición.

Atentamente,

Pablo Campana
Gerente Comercial de Gas Natural de Grandes Clientes

ANEXO:
Información Contractual
Clientes de Gas Natural de Camisea - Generadores eléctricos operativos
Información al 15 de enero de 2024

EMPRESA Y CONTRATO	CDC (MMPCD)	TOP/DOP %		PRECIO BASE AJUSTADO AL 2024[1] (USD/MMBTU)
		Avenida	Estiaje	
ENEL – Central Térmica Ventanilla	74.16	15	75	2.1190
ENEL – Central Térmica Santa Rosa	63.57	0	10	
ENGIE – Chilca 1	122.00	0	0	
ENGIE – Chilca 2	18.00	0	0	
KALLPA	180.96	15	60	
SDF ENERGÍA[2]	7.416	90	90	
EGESUR	4.59	11	15	
TERMOCHILCA	45.026	0	0	
FENIX POWER	85.90	15	75	

Anexo D: Plan de Obras de Generación y Transmisión

El programa de obras de generación y transmisión comprende la secuencia de fechas esperadas de puesta en servicio de equipamiento en el SEIN; ello dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del artículo 47 de la LCE; dicho periodo se extiende hasta los 24 meses posteriores y los 12 meses previos al 31 de marzo del año de la fijación.

En ese sentido, para efecto de los 12 meses previos se consigna el programa histórico de obras y para el de los 24 meses posteriores, las obras factibles de ingreso en operación.

Por otro lado, cabe mencionar que, para fines de la representación del plan de obras de generación y transmisión en el Modelo PERSEO 2.0, se está considerando como criterio que si el ingreso de una instalación se proyecta en la segunda quincena del mes se considerará el mes siguiente calendario.

D.1 Plan de Obras de Generación

El plan de obras contempla un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema, de manera que se efectúe un mayor análisis de la información alcanzada por las empresas. Asimismo, el horizonte de estudio abarca hasta diciembre 2026, debido a que por un tema de representación del SEIN en el Modelo PERSEO 2.0, y en especial de sus cuencas hidrológicas, es necesario representar años enteros (enero a diciembre) para reflejar los meses de estiaje y avenida que se presentan en el país.

Asimismo, es indispensable que, en la evaluación de los proyectos de generación, se efectúe un análisis crítico de la información alcanzada por las empresas; así como, la información alcanzada por otros medios con lo que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que esté perfectamente adaptado a la demanda. Es decir, que si la demanda crece la oferta pueda responder eficientemente para cubrir dicho incremento.

En este sentido, de acuerdo con lo manifestado en los párrafos anteriores, se ha procedido a evaluar los potenciales proyectos que serían factibles de ingresar en el periodo de estudio considerado en el proceso de la presente regulación[42]. En ese sentido, a continuación, se detalla los proyectos que fueron considerados para la presente fijación:

C.E. Wayra Extensión

Respecto al proyecto de la C.E. Wayra Extensión, mediante Resolución Ministerial N° 437-2023-MINEM/DM, se aprobó la Segunda Modificación al Contrato de Concesión N° 557-2020, a fin de prorrogar la fecha Puesta en Operación Comercial (POC) al 04.03.2024; asimismo, según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin el avance físico es 98,8 %, siendo que dicho proyecto se

[42] De acuerdo con el criterio de optimización del Modelo PERSEO 2.0, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2026, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

encuentra en etapa de pruebas. En ese sentido, se considera su ingreso en marzo 2024.

C.S. Clemesí

Respecto al proyecto de la central solar Clemesí, según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, la Concesionaria solicitó al MINEM la ampliación de plazo de la POC al 05.03.2024, teniendo un avance global de 99% y actualmente se encuentra etapa final de pruebas. En ese sentido, se considera su ingreso en marzo 2024.

C.T. Cogeneración Refinería Talara

Respecto al proyecto de la central de cogeneración de la Refinería Talara, mediante Resolución Ministerial N° 167-2021-MINEM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la calificación de dicho proyecto como Central Térmica de Cogeneración Calificada; asimismo, el citado proyecto forma parte del proyecto de modernización de la Refinería Talara, la cual inyectará sus excedentes de generación al SEIN. Al respecto, se observó al Subcomité de Generadores que en su propuesta consideraba el ingreso de dicha central en diciembre 2023; sin embargo, como parte de la información proporcionada por el SUBCOMITÉ, se indicaba que la puesta en Operación Comercial de dicho proyecto estaba retrasada por permisos del contratista, solicitando que evalúe nuevamente la fecha de ingreso de dicho proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores actualizó la fecha propuesta para el ingreso de dicho proyecto, indicando que correspondía el inicio en operación a partir del 19 de abril 2024. Al respecto, de la información actualizada proporcionada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, Petroperú solicitó al MINEM la modificación del Cronograma de Ejecución de Obras, respecto a la Puesta en Operación Comercial, fijando como nueva fecha el 19.04.2024; asimismo, informó que la central se encuentra en la fase de pruebas finales. En ese sentido se considera que dicha central inyectará sus excedentes a partir del mes de mayo 2024.

C.E. San Juan

Respecto al proyecto de la central eólica San Juan, según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, el avance global es de 98,5 %. Mediante carta COES/D/DP-874-2022 el COES aprobó el EPO de la C.E. San Juan con una potencia de 135,7 MW; asimismo, la concesionaria informa que, si bien el proyecto tiene por fecha de POC para diciembre 2024 según contrato de Concesión, se encuentran realizando todos los esfuerzos para que la POC se realice antes de la fecha indicada. El 22.11.2023 se realizó la primera sincronización por pruebas, las cuales se vienen realizando al cierre del presente informe.

Según información del Subcomité de Generadores, el concesionario prevee su Puesta en Operación Comercial en Julio 2024; sin embargo, el levantamiento de información corresponde al mes de setiembre 2023. Por otra parte, según el PMPO del COES, se considera dicha central con ingreso a finales de marzo 2024, logrando su mayor potencia a finales de abril 2024. En ese sentido, para fines de la presente fijación tarifaria se considera su ingreso en mayo 2024.

C.H. Centauro I-III

Respecto al proyecto de la C.H. Centauro I-III, el Estudio de Pre Operatividad (EPO) aprobado por el COES fue reformulado y corresponde a una potencia de 9,9 MW considerando el punto de conexión en la L.T. en 60 kV San Luis-Huallin, por lo que se considera dicha potencia; asimismo, la Concesionaria solicitó al MINEM

ampliación del cronograma de ejecución de obra (Quinta Ampliación), lo cual se encuentra en evalución por parte de dicho Ministerio. Al respecto, se observó al Subcomité de Generadores que en su propuesta consideraba el ingreso de dicha central en enero 2024; sin embargo, si bien los trabajos de implementación se vienen ejecutando en la central, aún existen retrasos en las adecuaciones del punto de interconexión para la evacuación de la producción de dicha central. En ese sentido, se solicitó al SUBCOMITÉ evaluar y proponer una fecha de ingreso del proyecto considerando información actualizada solicitada al propietario de la instalación.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indicó que no obtuvo información actualizada por parte del titular, por lo que mantenía la información incluida en la Propuesta considerando el ingreso de la C.H. Centauro I-III en enero 2024, lo cual hasta el momento no ha ocurrido.

Según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, la Concesionaria concluyó el montaje general de la casa de máquinas, tubería de presión y canal de descarga, así como el montaje de los equipos de patio de la S.E. Centauro y el transformador de potencia. Debido a las intensas lluvias en la zona del proyecto actualmente los trabajos se encuentran paralizados; sin embargo, informaron que reiniciaran actividades en febrero con los trabajos de corte y nivelación de los terrenos para la S.E. de interconexión y el posterior inicio del montaje de los equipos.

Por otro lado, en el PMPO del COES de febrero 2024, considera el ingreso del proyecto en abril 2024. En ese sentido, considerando la demora en el trámite de ampliación que se viene desarrollando y la paralización de obras por lluvias, asi como las pruebas operativas a realizar, se considera el ingreso del proyecto sería a partir de junio 2024.

C.H. Anashironi

Respecto al proyecto de la C.H. Anashironi, se observó al Subcomité de Generadores que no incluyó dicho proyecto como parte de los proyectos propuestos para ingreso en el periodo de Estudio, indicándosele que, según información de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin, al cierre de octubre registraba un avance global de 11,2 %. Al respecto, se requirió solicitar información actualizada del estado de dicho proyecto y evaluar su inclusión o no inclusión dentro del horizonte de estudio de manera sustentada.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que no obtuvo información actualizada por parte del titular, por lo que no se consideraba dicho proyecto en la actualización de su propuesta.

Al respecto, el proyecto de la C.H. Anashironi, se encuentra proyectado dentro de la concesión de la C.H. Renovandes H1, siendo que mediante R.M. N° 070-2023-MINEM/DM se otorgó la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica; asimismo, el proyecto contemplará el uso compartido de la infraestructura hidráulica existente. El 15.11.2023, con R.D. N° 1324-2023-GRJ/GRDE/DREM/DR, la DREM de Junín aprobó la Modificación de Declaración de Impacto Ambiental.

Por otra parte, la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin informó que la concesionaria indicó que el 07.02.2023 se inició la fabricación de la turbina y generador y tienen prevista su llegada al Perú el 15.04.2024. En ese sentido, dado que la fecha establecida de Puesta en Operación Comercial corresponde a finales de octubre 2024, se considera su inclusión en el programa de obras de generación a partir de noviembre 2024.

C.S. Matarani

Respecto al proyecto de la C.S. Matarani, se observó al Subcomité de Generadores que proponía el ingreso del citado proyecto a inicios del año 2025, según lo indicado considerando el Estudio de Preoperatividad aprobado por el COES, siendo que dicho proyecto cuenta con Contrato de Concesión; sin embargo, existían retrasos con relación al inicio de actividades incluidas en su cronograma, solicitando se revise la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores se limitó a informar que actualizó su propuesta con la mejor información obtenida, correspondiendo al inicio en operación al 30 de setiembre 2024.

Con relación al proyecto de la C.S. Matarani, mediante la R.M. N° 031-2023-MINEM/DM, se otorgó a dicho proyecto la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; asimismo el 27.07.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-807-2023, dió conformidad al Estudio de Pre Operatividad para su conexión al SEIN.

Según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, la Concesionaria informó que el 04.08.2023 iniciaron las obras civiles del proyecto, y se viene realizando trabajos en distintos frentes de la obra, siendo que el 07.12.2023 el transformador de potencia llegó a obra y actualmente se encuentra montado en su ubicación final; asimismo, ya culminaron el cerco perimétrico de la central. Con relación a dicho proyecto, el SUBCOMITÉ propone su ingreso para el mes de octubre 2024; sin embargo, dado el grado de avance reportado y considerando que en PMPO del COES se ha incluido su ingreso a partir del año 2025, para la presente fijación se considera su ingreso a partir de enero 2025.

C.S. San Martín

Respecto al proyecto de la C.S. San Martín, mediante Resolución Ministerial Nº 327-2022-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; asimismo, mediante la Resolución Ministerial N° 334-2023-MINEM/DM de agosto 2023, se estableció el derecho de servidumbre de ocupación con carácter permanente para el proyecto. Con relación a dicho proyecto, se observó al Subcomité de Generadores que no incluyó dicho proyecto como parte de los proyectos propuestos para ingreso en el periodo de Estudio, requiriéndosele solicitar información actualizada del estado y evaluar su inclusión o no inclusión dentro del horizonte de estudio de manera sustentada.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que no obtuvo información por parte del titular, por lo que no se consideraba dicho proyecto en la actualización de su propuesta.

Con relación al proyecto, según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, el 24.11.2023, la Concesionaria solicitó al MINEM la ampliación de plazo de su Puesta en Operación Comercial hasta el 23.12.2024; asimismo, mediante carta COES/D/DP-089-2023 del 26.01.2024 se aprobó el nuevo Estudio de Preoperatividad. Al respecto, considerando que el proyecto incluye una subestación de conexión de 220 kV con su respectiva línea de transmisión, y dado

los retrazos informados se considera que el proyecto es factible que ingrese a mediados del año 2025. Por lo tanto, se considera el ingreso de dicho proyecto a partir de julio 2025.

C.S. Sunny

Respecto al proyecto de la C.S. Sunny, mediante Resolución Ministerial Nº 054-2023-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables. Según información del desarrollador del proyecto se considera su ingreso en julio 2025; sin embargo, el Subcomité de Generadores propone su ingreso en abril 2025, a pesar que se registran retrazos en el inicio de obras según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, ya que el inicio de obras prevista para el 14.11.2023 no se cumplió. En ese sentido, considerando los retrazos informados se considera un desfase 3 meses adicionales, por lo que se considera su ingreso a partir de noviembre 2025.

C.S. Wayra Solar

Respecto al proyecto de la C.S. Wayra Solar, se observó al Subcomité de Generadores que proponía su ingreso dentro del segundo semestre 2025; sin embargo, sustentaba esta propuesta con información de la empresa desarrolladora del proyecto contenida en una ficha de fecha 27.07.2022; considerando ello, se solicitó sustentar la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indicó que la empresa desarrolladora del proyecto, informó que dicho proyecto entraría en operación en diciembre del 2025, por lo que actualizaba su propuesta considerando ello.

Con relación al proyecto de la C.S. Wayra Solar, mediante carta DP-1084-2023 de octubre 2023 el COES aprobó el Estudio de Pre Operatividad con una potencia de 94,22 MW, dicho proyecto contempla su conexión en la Subestación Flamenco en las barras de conexión del proyecto de la C.E. Wayra Extensión actualmente en pruebas; asimismo, el SUBCOMITÉ en la absolución de observaciones incluye información del desarrollador del proyecto que prevee su ingreso en diciembre 2025. En ese sentido, se considera su ingreso en diciembre 2025.

C.S. Solimana

Respecto al proyecto de la C.S. Solimana, se observó al Subcomité de Generadores que propuso el ingreso de dicho proyecto para fines del año 2025; sin embargo, existían retrasos con relación al establecimiento de servidumbres ocasionado por terceros; considerando ello, se solicitó sustentar la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indicó que la empresa desarrolladora del proyecto, informó que actualmente las actividades se están llevando a cabo dentro de los plazos establecidos, reafirmando que la fecha para la puesta en servicio se mantiene para el mes de enero 2026.

Con relación al proyecto de la C.S. Solimana, mediante Resolución Ministerial Nº 400-2022-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; asimismo, el mediante Resolución Ministerial Nº 328-2023-MINEM/DM de agosto 2023, se estableció con carácter permanente la servidumbre de ocupación de la "C.S.F. Solimana". Según lo reportado por la División de Supervisión de

Electricidad del Osinergmin, la Puesta en Operación Comercial establecida corresponde a finales de diciembre 2025. Según lo informado por el desarrollador del proyecto al SUBCOMITÉ la fecha ya contiene plazos por contigencias ante los retrazos observados. En ese sentido se considera el proyecto a partir de enero 2026.

C.S. Characato

Respecto al proyecto de la C.S. Characato, se observó al Subcomité de Generadores que solo se había limitado a indicar que no tiene información al respecto, y que no figura como parte de los Estudios de Preoperatividad (EPO) del COES; sin embargo, en el proceso de fijación tarifaria anterior, el SUBCOMITÉ consigno dicha información ante la solicitud de información al desarrollador del proyecto, indicándosele que el desarrollador del proyecto presentó al COES su propuesta de EPO para evaluación; sin embargo, este Comité informó que, dado el punto de conexión del mismo, correspondía que las coordinaciones fueran realizadas por el desarrollador con la empresa concesionaria de la zona. Considerando ello, se requirió al SUBCOMITÉ solicitar información actualizada del estado y evaluar su inclusión o no inclusión dentro del horizonte de estudio de manera sustentada.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto, alcanzó la actualización de la ficha de la C.S. Characato en la cual se indica que la fecha de Operación Comercial estimada es marzo 2026, por lo que fue considerada en la actualización de su propuesta. En ese sentido, dado el sustento alcanzado por el SUBCOMITÉ se considera el ingreso del proyecto de la C.S. Characato a partir de marzo 2026.

C.H. San Gabán III

Respecto al proyecto de la C.H. San Gabán III, se observó al Subcomité de Generadores que la ficha proporcionada por el desarrollador del proyecto como parte de los anexos a su propuesta, contiene una fecha que se encuentra dentro del periodo de estudio; sin embargo, el SUBCOMITÉ no lo considera como parte de los proyectos factibles de ingreso dentro del periodo. Por otra parte, dicho proyecto, según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, tenía un avance global de 63 % al cierre del mes de octubre 2023. Al respecto, se requirió a dicho SUBCOMITÉ solicitar información actualizada del estado y evaluar su inclusión o no inclusión dentro del horizonte de estudio de manera sustentada.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que no obtuvo información actualizada por parte del titular, por lo que no se consideraba dicho proyecto en la actualización de su propuesta.

Con relación al proyecto de la C.H. San Gabán III, según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, el 23.10.2023 con Carta N° HGP-SGIII-HPP-MINEM-CAR-2023-0024, el desarrollador del proyecto solicitó al MINEM la aprobación de la modificación de la Concesión Definitiva y la suscripción de la Segunda Modificación del Contrato de Concesión N° 494-2016 donde se define la nueva fecha de Puesta en Operación Comercial (POC) para fines de julio 2025; asimismo, que la concesionaria viene trabajando en nuevas solicitudes para la ampliación de la POC. Por otra parte, según lo informado por dicha División, las obras civiles de la caverna de transformadores y patio de llaves se encuentran al 100%, siendo el avance físico del 69,3 %.

Considerando el avance físico reportado, y dado que en el PMPO del COES este Comité incluye al proyecto a partir del año 2026; para la presente fijación tarifaria se considera el ingreso del proyecto a partir de mayo 2026 debido al avance reportado.

C.E. Caravelí

Respecto al proyecto de la central eólica Caravelí, se observó al Subcomité de Generadores que no se adjuntaba alguna carta o documento remitido por la propia empresa titular del proyecto, que sustente la inclusión del mismo en el plan de obras propuesto en el que se consideraba su ingreso en abril 2026; dado que en algunos casos se ha solicitado la modificación del contrato de concesión, requiriéndosele al SUBCOMITÉ que adjunte la comunicación correspondiente y solicitar la actualización de la ficha con la respuesta de la empresa titular del proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que se incluyó en la propuesta debido a que, conforme a la información de fiscalización de Osinergmin, cuenta con concesión definitiva EPO, EIA y garantía de fiel cumplimiento vigente, además que su fecha de inicio de operación estimada está comprendida dentro del plazo de la simulación, considerando su ingreso a partir de abril 2026.

Con relación al proyecto de la C.E. Caravelí, mediante Resolución Ministerial Nº 014-2022-MINEM/DM, se otorgó a dicho proyecto la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables. Al respecto, según lo reportado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, el 27.12.2023 la concesionaria solicitó nuevamente la Modificación de su Cronograma de Ejecución de Obras, argumentando demora de la administración en la aprobación del establecimiento de la servidumbre de su proyecto, solicitando ampliar su Puesta en Operación Comercial hasta el 15.06.2026. En ese sentido, para la presente fijación se considera su ingreso a partir del julio 2026.

C.S. Expansión Intipampa

Respecto al proyecto de la C.S. Expansión Intipampa (denominado "Intipampa Plus" por el SUBCOMITÉ), se observó al Subcomité de Generadores que proponía su ingreso el año 2025; sin embargo, en la ficha alcanzada se indicaba que la puesta en Operación Comercial depende de nuevas licitaciones que se presenten; asimismo, no registra estudios según lo informado, por lo que existía incertidumbre en la fecha propuesta, requiriéndosele a dicho SUBCOMITÉ sustentar la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto comunicó la actualización de la fecha de inicio de operación para enero 2026, manteniendo su dependencia de las licitaciones que se presenten.

Con relación al proyecto "Intipampa Plus" considerada por el SUBCOMITÉ con una potencia de 38 MW, recientemente en febrero 2024 el COES mediante carta COES/D/DP-107-2024, aprobó el Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto C.S. Expansión Intipampa de 39,6 MW, siendo que el proyecto depende de la C.S. Intipampa actualmente en operación, por lo cual actualmente se cuenta con estudios aprobados. Según lo reportado hasta el momento por la empresa desarrolladora del proyecto su ingreso en operación sería para el mes de enero 2026; sin embargo, indica que depende de nuevas licitaciones de energía. En ese sentido dada la incertidumbre del desarrollador del proyecto en cuanto a la fecha de ingreso, y considerando que el citado proyecto es una extensión de la C.S. Intipampa actualmente en operación se considera factible su ingreso a finales del año 2026; en ese sentido, dado el sustento alcanzado por el SUBCOMITÉ se considera el ingreso del proyecto de la C.S. Expansión Intipampa a partir de diciembre 2026, cambiando la denominación "Intipampa Plus" de la propuesta por la denominación "Expansión Intipampa" y actualizando la potencia correspondiente informada por el COES.

Otras Instalaciones de Generación

Respecto a otras instalaciones de generación existentes, se observó al Subcomité de Generadores respecto a la información correspondiente a los reingresos en Operación Comercial de algunas centrales de generación, para las cuales el COES dispuso la Conclusión de Operación Comercial durante los últimos meses; asimismo, se observó sobre las últimas Puestas en Operación Comercial. Con relación a ello, el SUBCOMITÉ adjunto información al respecto, lo cual se desarrolla a continuación según el caso correspondiente.

C.H. Pachachaca

Respecto al reingreso de la C.H. Pachachaca, se observó al Subcomité de Generadores que su propuesta consideraba disponible dicha central durante todo el periodo de estudio; sin embargo, se encuentra indisponible por problemas en su canal de conducción, por lo cual el COES dispuso la Conclusión de Operación Comercial de dicha central. Al respecto, correspondía que el SUBCOMITÉ evalúe el periodo de indisponibilidad de dicha central, según información solicitada al propietario y al COES con la finalidad de estimar la fecha de reingreso.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que, según lo comunicado por Statkraft, la fecha de ingreso que se viene coordinando con el COES es el 01/03/24, la misma que se considera en la actualización de su propuesta. Al respecto, dada la información presentada por el SUBCOMITÉ, se considera el reingreso de la C.H. Pachachaca a partir del mes de marzo 2024.

C.H. Quitaracsa

Respecto al reingreso de la C.H. Quitaracsa, se observó al Subcomité de Generadores que según su propuesta se planteaba el ingreso de su unidad G2 para fines del mes de noviembre 2023; sin embargo, dicha unidad no ingresó en el periodo indicado. En ese sentido, correspondía que el SUBCOMITÉ evalúe nuevamente la fecha de reingreso de las unidades de dicha central con información actualizada.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que, según lo comunicado por Engie, la unidad G2 de la C.H. Quitaracsa ingresó en Operación Comercial el 17 de diciembre 2023, mientras que, según lo comunicado por dicha empresa, respecto a la unidad G1 estaba previsto su reingreso a Operación Comercial para la última semana de febrero 2024. Al respecto, dada la información presentada por el SUBCOMITÉ, y de lo reportado por el COES hasta el cierre del presente informe, se ha verificado el ingreso del grupo G2 de la C.H. Quitaracsa según lo informado; sin embargo, respecto al reingreso de la unidad G1 ello no ha ocurrido hasta el momento, por lo cual, en el caso del grupo G1, se considera su reingreso a Operación Comercial a partir del mes de marzo 2024.

C.E. Expansión Punta Lomitas

Respecto a la Operación Comercial de la C.E. Expansión Punta Lomitas, se observó al Subcomité de Generadores que su propuesta planteaba su Puesta en Operación Comercial para el mes de noviembre 2023; sin embargo, dicho proyecto no ingresó en dicho periodo, por lo que correspondía que el SUBCOMITÉ evalúe nuevamente la fecha de ingreso.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que la C.E. Expansión Punta Lomitas ingreso en Operación Comercial el 24.12.2023, fecha posterior al envío de la propuesta, por lo que se actualizo dicha información en su propuesta. Al respecto se ha verificado que mediante mediante carta COES/D/DP-1269-2023,

dicha central ingresó en Operación Comercial según lo indicado. En ese sentido, se considera dicha central a partir del mes de enero 2024.

Otros Proyectos

Respecto a otros proyectos, con relación a su propuesta se realizaron las siguientes observaciones al Subcomité de Generadores, analizando la absolución de las mismas.

C.S. Ruta del Sol

Respecto al proyecto de la C.S. Ruta del Sol se observó al Subcomité de Generadores que proponía el ingreso del citado proyecto con una potencia de 323,1 MW en el primer semestre del año 2026, considerando la información de la ficha que adjuntaba cuya fecha de actualización correspondía al mes de julio de 2022; asimismo, en dicha ficha se indica que el proyecto no cuenta con Estudio de Impacto Ambiental, sin contar concesión tanto temporal como definitiva. Por otro lado, respecto al Estudio de Preoperatividad (EPO) aprobado por el COES, en el mismo se indica que el proyecto contaría con una potencia menor a la consignada por el SUBCOMITÉ. Al respecto correspondía que el SUBCOMITÉ revise la fecha propuesta y la potencia consignada con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto precisó que entraría en operación en abril de 2026, por lo que actualizaba la propuesta con dicha información.

Con relación al proyecto de la C.S. Ruta del Sol, según lo informado por el SUBCOMITÉ, el desarrollador del proyecto prevee su ingreso a partir de abril de 2026; sin embargo, el proyecto se conectará en S.E. Montalvo 220 kV con una linea en doble terna de 42 km. Al respecto, se considera que el proyecto ingresaría a finales del año 2026 dado la implementación del sistema de transmisión propuesto. En ese sentido, se considera su ingreso fuera del periodo de estudio.

C.E. Morrope

Respecto al proyecto de la C.E. Morrope, se observó al Subcomité de Generadores que proponía el ingreso del citado proyecto en el segundo semestre del año 2026, considerando la información de la ficha que adjunta cuya fecha de actualización corresponde al mes de julio de 2022; asimismo, en dicha ficha se indicaba que el proyecto no cuenta con concesión tanto temporal como definitiva. Por otro lado, respecto al Estudio de Preoperatividad (EPO) aprobado por el COES, en el mismo se indica como parte del cronograma de implementación que dicho proyecto tendría los respectivos títulos habilitantes en los primeros meses del año 2023, entre otros, por lo que se tendrían retrasos del mismo. Al respecto correspondía que el SUBCOMITÉ revise la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto precisó que dicho proyecto entraría en operación en diciembre del 2026, por lo que actualizaba la propuesta con dicha información.

Con relación al proyecto de la C.S. Morrope, según lo informado por el SUBCOMITÉ el desarrollador del proyecto prevee su ingreso a partir de diciembre de 2026. Considerando que la conexión del proyecto depende de la Extensión de la nueva SET Lambayeque Oeste 220 kV, se considera el proyecto fuera del periodo de estudio.

C.S. Hanaqpampa

Respecto al proyecto de la C.S. Hanaqpampa se observó al Subcomité de Generadores que proponía su ingreso a finales del año 2025; sin embargo, en la ficha alcanzada se indicaba que la puesta en Operación Comercial depende de nuevas licitaciones que se presenten, por lo que existía incertidumbre en la fecha propuesta. En ese sentido correspondía que el SUBCOMITÉ sustente la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto comunicó la actualización de la fecha de inicio de operación del proyecto para diciembre 2026, por lo que actualizaba la propuesta con dicha información.

Con relación al proyecto de la C.S. Hanaqpampa, el desarrollador del proyecto informó que considera su ingreso para el mes de diciembre 2026; sin embargo, informa que se puede presentar una potencial demora en obtención de la aprobación de la MDIA relacionado a los estudios de impacto ambiental debido al retraso en la evaluación del expediente. En ese sentido, para la presente fijación se considera el proyecto fuera del periodo de estudio.

C.S. Sunilo

Respecto al proyecto de la C.S. Sunillo se observó al Subcomité de Generadores que proponía su ingreso para fines del año 2024; sin embargo, en la información que adjuntaba el SUBCOMITÉ al respecto, como parte del cronograma se indica que para el tercer trimestre del año 2023 este proyecto contaría con la correspondiente Concesión Definitiva de Generación lo cual no ha ocurrió al cierre de las observaciones; asimismo se indicaba que no se cuenta con estudio definitivo. En ese sentido, correspondía que el SUBCOMITE sustente la fecha propuesta con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto comunicó que dicho proyecto ya no se encuentra dentro del periodo de análisis del Estudio Tarifario, por lo que se retira el proyecto de su propuesta.

Con relación al proyecto de la C.S. Sunilo, según información del desarrollador del proyecto, dicho proyecto ya no se encuentra en curso. En ese sentido, para la presente fijación no se considera el citado proyecto.

C.E. Shougang

Respecto al proyecto de la C.E. Shougang, se observó al Subcomité de Generadores que propone su ingreso con una potencia de 302 MW en el primer semestre del año 2026, considerando la información de la ficha que adjunta cuya fecha de actualización no consigna la fecha correcta; asimismo, en dicha ficha se indica que el proyecto no cuenta con Estudio de Impacto Ambiental, sin contar concesión tanto temporal como definitiva. Por otro lado, respecto al Estudio de Preoperatividad (EPO) aprobado por el COES, en el mismo se indica que el proyecto consta de dos etapas (Shougang 1 y Shougang 2) las cuales ingresarían con un desfase de aproximadamente 6 años, siendo que la primera etapa contaría con 121,8 MW y la segunda etapa con 180,6 MW. Al respecto correspondía que el SUBCOMITÉ revise

la fecha propuesta y la potencia consignada con información actualizada por parte del desarrollador del proyecto y el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto comunicó que está desarrollando un nuevo EPO del Parque Eólico 300 MW en una sola etapa, la cual anula al EPO ya aprobado. En lo referente al nuevo EPO, comunicó que la nueva potencia sería 300 MW con fecha de entrada para el año 2027. En dicho sentido, retira el proyecto de generación de su Propuesta.

Con relación al proyecto de la C.E. Shougang, dada la información proporcionada por el desarrollador del proyecto, se considera fuera del periodo de estudio.

C.S. Algarrobal

Respecto al proyecto de la C.S. Algarrobal, se observó al Subcomité de Generadores que proponía su ingreso para el mes de diciembre 2026; sin embargo, dicho proyecto aún no cuenta con el Estudio de Preoperatividad aprobado por el COES, adicionalmente a ello, en la información que adjuntaba el SUBCOMITÉ se indicaba la existencia de retrasos en la obtención del Estudio de Impacto Ambiental, sin contar concesión temporal. Al respecto correspondía que el SUBCOMITÉ evalúe nuevamente la fecha de ingreso de dicho proyecto considerando el estado situacional del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores informó que el desarrollador del proyecto comunicó que dicho proyecto se encuentra aún en evaluación, por lo que posiblemente ingrese fuera del periodo de análisis del Estudio Tarifario, por lo que procede a retirar en la Propuesta.

Con relación al proyecto de la C.S. Algarrobal, según información del desarrollador del proyecto, dicho proyecto se encuentra aún en incertidumbre. En ese sentido, para la presente fijación no se considera el citado proyecto.

C.H. Centauro II

Respecto al proyecto de la C.H. Centauro II propuesto por el Subcomité de Generadores para ingreso en setiembre 2026, según lo indicado por el SUBCOMITÉ la fecha propuesta corresponde a lo informado por el COES; sin embargo, dicho proyecto no cuenta con Estudio de Pre Operatividad (EPO), ya que el único EPO aprobado data del año 2019 y corresponde a la C.H. Centauro con 9.9 MW. En ese sentido, no se sustenta el ingreso del proyecto en el periodo de estudio, por lo que no se considera en el presente proceso.

Finalmente, en el Cuadro D.1 se presenta el plan de obras de generación previstas para entrar en Operación Comercial dentro del horizonte de la presente fijación de Precio en Barra.

Cuadro D.1
Plan de Obras de Generación

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Quitaracsa - G1 (*)	58,9	Mar-24
C.H. Pachachaca (*)	9,74	Mar-24
C.E. Wayra Extensión	177,0	Mar-24
C.S. Clemesí	114,9	Mar-24
C.T. Cogeneración Refinería Talara (**)	102,3	May-24
C.E. San Juan	135,7	May-24
C.H. Centauro I - III	9,9	Jun-24
C.H. Anashironi	20	Nov-24

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.S. Matarani	80	Ene-25
C.S. San Martín	252,4	Jul-25
C.S. Sunny	204	Nov-25
C.S. Wayra Solar	94,2	Dic-25
C.S. Solimana	250	Ene-26
C.S. Characato	30	Mar-26
C.H. San Gabán III	205,8	May-26
C.E. Caravelí	219,6	Jul-26
C.S. Expansión Intipampa	39,6	Dic-26

(*) Reingresos.
(**) Inyectará excedentes al SEIN (en promedio 5,3 MW)

D.2 Plan de Obras de Transmisión

Respecto al programa de obras de transmisión se observó al Subcomité de Generadores que su programa y el programa presentado por el Subcomité de Transmisores del COES, en algunos casos los proyectos presentados por el SUBCOMITÉ no concuerdan en su totalidad con los proyectos presentados por el Subcomité de Transmisores; asimismo, se debía compatibilizar ambas propuestas para estar acorde con las fechas de ingreso propuestas. En ese sentido, el SUBCOMITÉ debía revisar la información del programa de obras de transmisión y efectuar las coordinaciones necesarias a fin de que dicha información, concuerde con la presentada por el Subcomité de Transmisores.

En la ABSOLUCIÓN, informó que consideró los proyectos y fechas que alcanzará el COES, los mismos que utiliza para fines de sus estudios que realiza. Respecto al Cuadro 3.7.1 del Estudio presentado por el Subcomité de Transmisores se observan seis (6) proyectos, de los cuales (2) no son contemplados en el modelado PERSEO debido a su nivel de tensión; respecto a los cuatro (4) restantes, en la actualización de su propuesta se consideraba las fechas propuestas por el Subcomité de Transmisores.

Adicionalmente se realizaron las siguientes observaciones específicas:

Respecto al proyecto del Enlace en 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes según la propuesta del SUBCOMITÉ, el proyecto ingresaría en el mes de abril 2024; sin embargo, de lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, respecto a la línea Pariñas – Nueva Tumbes se encuentra pendiente el montaje de 178 torres y el tendido del conductor. Al respecto, se requirió evaluar la fecha propuesta considerando información actualizada del proyecto. En la ABSOLUCIÓN el SUBCOMITÉ indicó que no obtuvo información actualizada por parte del titular, por lo que se mantenía la información considerada en su propuesta. Al respecto, de la información proporcionada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, se registran atrazos en la implementación de la línea L.T. 220 kV Pariñas – Alipio Rosales, entre otros que desplazarían la POC propuesta por el SUBCOMITÉ; en ese sentido, dado los retrazos informados, se estima que el proyecto ingresaría en POC a finales del cuarto trimestre 2024.

Respecto al proyecto del Refuerzo 2: Ampliación SE La Planicie 500 kV / 220 kV, según la propuesta del SUBCOMITÉ, el proyecto ingresaría en el mes de setiembre 2023; sin embargo, ello ha ocurrido posteriormente. Al respecto, se requirió evaluar la fecha propuesta considerando información actualizada del proyecto. En la ABSOLUCIÓN el SUBCOMITÉ indicó que la ampliación con TP 500/220/33 kV de

600/600/200 MVA se integró al SEIN el 03.10.2023 conforme al documento COES/D/DP-1050-2023; en ese sentido, considera dicha fecha en la actualización de su propuesta. Al respecto, de la información proporcionada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, la Operación Comercial se aprobó a partir del 17.11.2023; en ese sentido, se considera dicha fecha.

Respecto al proyecto del Refuerzo 1: L.T. Chilca – La Planicie – Carabayllo (cambio de nivel de tensión a 500 kV), se observó al SUBCOMITÉ que según su propuesta el proyecto culminaría en el mes de mayo 2024; sin embargo, de lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin existen retrasos en actividades de las últimas etapas. Por otra parte, el Subcomité de Transmisores del COES como parte de su estudio ha propuesto el ingreso del citado proyecto a partir de julio 2024.

En ese sentido, se requirió al SUBCOMITÉ evaluar la fecha de ingreso del referido proyecto considerando información actualizada del mismo. En la ABSOLUCIÓN el SUBCOMITÉ indicó que el Subcomité de Transmisores en el caso del Refuerzo 1, cambio de nivel de tensión Chilca-La Planicie de 220 kV a 500 kV su ingreso ocurriría en julio de 2024, por lo que se considera dicha fecha para la actualización de su propuesta. Al respecto, de la información proporcionada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, existen retrazos en los trabajos de conversión del tramo Planicie – Chilca CTM, los cual ocasionaría retrazos en la Puesta en Operación Comercial; en ese sentido se considera la POC a partir de setiembre 2024.

Respecto al proyecto del Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito), se observó al SUBCOMITÉ que según su propuesta el proyecto culminaría en el mes de agosto 2024; sin embargo, el Subcomité de Transmisores del COES como parte de su estudio propuso el ingreso del citado proyecto a partir de febrero 2025. En ese sentido, se requirió que el SUBCOMITÉ evalúe la fecha de ingreso del referido proyecto considerando información actualizada del mismo. En la ABSOLUCIÓN el SUBCOMITÉ indicó que considera lo informado en el estudio presentado por el Subcomité de Transmisores para el mes febrero de 2025.

Al respecto, de la información proporcionada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, existen retrazos por demora en la adquisición de postes de madera y la aprobación del EIA, por lo que se prevee la POC para el mes de febrero 2025; en ese sentido se considera la POC a partir de dicho mes.

Por otro lado, respecto a las Barras de Referencia de Generación mediante Carta ENOSA-C-1617-2023 recibida el 24/11/2023, la Empresa de Servicio Público de Electricidad del Nor Oeste del Perú S.A. (“ENOSA”) solicitó considerar a la barra de la nueva subestación Valle del Chira 220 kV como una Barra de Referencia de Generación (BRG) en 220 kV. Asimismo, mediante Carta GTC-006-24 recibida el 22/01/2024 y Carta CEL-00352-2024 recibida el 19/02/2024, Electro Dunas S.A.A (“Electrodunas”) y Compañía Electrica El Platanal S.A (“CELEPSA”), respectivamente, solicitaron considerar a las barras de las subestaciones Chincha Nueva 220 kV, Nazca Nueva 220 kV y Chiribamba 220 kV como BRG en 220 kV. Al respecto, debe tenerse en cuenta que, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.1 de la Norma “Condiciones de Aplicación de los Precios de Generación y Transmisión”, aprobada con Resolución N° 002-2020-OS/CD, para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT), para asignar una barra como BRG se debe cumplir que desde dicha barra se alimenten sistemas eléctricos del distribuidor y corresponda al nivel de mayor tensión de dichos sistemas.

Adicionalmente, corresponde destacar que, a la fecha, las nuevas subestaciones Valle del Chira 220 kV, Chincha Nueva 220 kV y Nazca Nueva 220 kV ha entrado en

operación comercial, por lo que se les está considerado como BRG. Sin embargo, a la fecha, no se ha recibido el Acta de Validación de Alta (AVA) de la nueva subestación Chiribamba 220 kV, motivo por el cual se está considerando como BRG de forma preliminar.

En base a lo expuesto y considerando la información propuesta por ambos subcomites, información actualizada alcanzada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin e información publicada por el COES y Proinversión, el plan de obras de transmisión previstas para entrar en Operación Comercial dentro de los siguientes meses, y que se consideran dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO 2.0, se muestra en el Cuadro D.2.

Cuadro D.2
Plan de Obras de Transmisión

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ago-24	L.T. 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)
Set-24	Cambio de nivel de tensión L.T. Chilca - La Planicie - Carabayllo
Set-24	L.T. 500 kV Chilca - Carabayllo
Oct-24	Enlace 500 kV La Niña - Piura
Ene-25	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes
Ene-25	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabayllo 250 MVA
Ene-25	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas
Feb-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
May-25	S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA
Jun-25	Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)
Jun-25	Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)
Nov-25	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVA en S.E. San Juan 220 kV
Ene-26	Enlace 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba (Segundo Circuito)
Mar-26	ITC Ampliación de la SE Planicie, ampliaciones y subestaciones asociadas
Mar-26	Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito)
Abr-26	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero
Abr-26	SE Nueva Carhuaquero 220 kV
Set-26	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo
Set-26	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en S.E. Trujillo 500 kV
Set-26	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam

Anexo E: Programa de Mantenimiento Mayor de las Centrales del SEIN

E.1 Sobre el Programa de Mantenimiento del año n-1

El Subcomité de Generadores del COES propone que, para el año n-1, se utilice dentro del modelo PERSEO 2.0 el mantenimiento mayor ejecutado de las unidades de generación. Al respecto, se observó que se realice la depuración de las actividades excepcionales y se actualice a diciembre de 2023. En ese sentido, el Subcomité de Generadores realizó la depuración de las actividades originadas por fallas y las actividades que no son realizadas de forma periódica todos los años; asimismo, para el año 2023 actualizó las actividades ejecutadas para los meses de octubre, noviembre y diciembre.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2024 – 2026

Mantenimiento: Año 2024

El Subcomité de Generadores del COES propone que para el año 2024 se utilice dentro del modelo PERSEO 2.0 el Mantenimiento Mayor aprobado por el COES para el año 2024. Al respecto, se observó que debe considerar la versión final del Programa de Mantenimiento Mayor (PMA) de 2024, aprobado por el COES, previa depuración de las actividades excepcionales. En ese sentido, el Subcomité de Generadores reemplazó los mantenimientos considerados en la Propuesta por los mantenimientos aprobados en el Programa de Mantenimiento Mayor (PMA) de 2024 definitivo; asimismo, realizó la depuración de las actividades excepcionales.

Mantenimiento: Años 2025 - 2026

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, la propuesta del Subcomité de Generadores considera la información de mantenimiento alcanzada por las empresas generadoras para los referidos años; mientras que, para el caso de las centrales termoeléctricas la propuesta indica que el programa de mantenimiento se realizó con la metodología de modelamiento de Mantenimiento Mayor de las centrales termoeléctricas, por lo cual la programación de mantenimientos de estas centrales se obtiene como resultado de las Horas Equivalentes de Operación (HEO) que está en función del tiempo de operación, la cantidad de arranques, entre otros. Para esto se considera los mantenimientos de acuerdo al Cuadro E.1.

Cuadro E.1

Actividad	Horas equivalente de Operación
Mantenimiento Mayor	48 000
Mantenimiento Menor	24 000

Al respecto, se considera que los criterios adoptados por el Subcomité de Generadores para determinar los mantenimientos a utilizarse en el modelo PERSEO 2.0 para los años 2025 y 2026 refleja el propósito de la LCE.

Anexo F: Análisis de Hidrología

El Subcomité de Generadores ha propuesto el uso de la serie completa de caudales medios mensuales históricos que corresponde al periodo 1965-2022 disponible, es decir, de una extensión de 58 años, considerando los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras para el ESTUDIO.

De la revisión del contenido de los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras del Subcomité de Generadores y que fueron elaborados conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN", así como la información hidrometeorológica, bases y premisas y la metodología de naturalización de caudales medios mensuales utilizada en las cuencas hidrográficas del SINAC, se concluye que los valores de caudales naturalizados están dentro del orden esperado.

Los resultados de estos caudales revisados se incluyen dentro del archivo sinac.hid.

Anexo G: Capacidad de las Instalaciones de Transmisión

G.1 Informe de Sustento de Capacidad de Líneas

El Subcomité de Generadores del COES en su Propuesta Inicial manifestó haber considerado a partir del año 2023, las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas en la fijación de los precios en barra (periodo mayo 2023 – abril 2024).

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha utilizado las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas en la fijación de los precios en barra (periodo mayo 2023 – abril 2024).

Al respecto, se ha revisado la información, alcanzada por el Subcomité de Generadores, con la finalidad de mantener actualizadas las características técnicas reales de las instalaciones de transmisión.

G.2 Actualización de parámetros y capacidades

Parámetros de las Líneas

Con relación a los parámetros aprobados en el proceso de fijación tarifaria del periodo mayo 2023 – abril 2024 (Fijación 2023), corresponde actualizar los parámetros de algunos elementos de transmisión, conforme se detalla en los siguientes cuadros:

Cuadro G.1. Actualización de Longitudes (km)

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2023	Propuesto 2024
1	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV	28	22,8
2	Piura Nueva 220kV - La Nina 220 kV	103,8	85,8
3	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV	28	22,8
4	Piura Nueva 220kV - La Nina 220 kV	109,2	85,8
5	Zorritos 220kV - Nueva Tumbes 220kV	43,5	43,38
6	Parinas 220kV - Nueva Tumbes 220kV	154	162,81
7	Piura 220kV - Parinas 220kV	94	94,2
8	Piura 220kV - Parinas 220kV	94	93,48
9	Talara 220kV - Parinas 220kV	11	11,77
10	Talara 220kV - Parinas 220kV	11	14,6
11	Colcabamba 500kV - Nueva Yanango 500kV	179	166,98
12	Nueva Yanango 220kV - Yanango 220 KV	10,5	15,44
13	Nueva Yanango 500kV - Carapongo 500 kV	211	211,46
14	Chaglla 220kV - Nueva Huanuco 220kV	56	67,353
15	Chaglla 220kV - Nueva Huanuco 220kV	56	67,353
16	Nueva Huanuco 220kV - Paragsha 220kV	104	99,216
17	Nueva Huanuco 220kV - Paragsha 220kV	104	99,216
18	Nueva Yanango 500kV - Nueva Huanuco 500kV	184	188,41
19	Tingo Maria 220kV - chaglla 220kV	37,4	39
20	Planicie 500kV - Carabayllo500kV	49,3	39,4

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2023	Propuesto 2024
21	Chilca 500kV - Planicie 500kV	50,1	49,6
22	Tintaya Nueva 220 kV - Azangaro 220 kv	128	128,71
23	Nueva Huanuco 220kV - Vizcarra 220kV	85,54	104,56
24	Nueva Huanuco 220kV - Vizcarra 220kV	100	115,99
25	Nueva Huanuco 220kV - Tingo Maria 220kV	88,16	82,62
26	Chilca REP 220kV - Independencia 220kV	166,75	169
27	San Juan 220kV - Balnearios 220kV	8,83	8,7
28	Carhuaquero 220kV - Reque 220 kV	70	79,1
29	Montalvo 220kV - Moquegua 220kV	5	5,55
30	Belaunde 220 kV - Tarapoto Norte 220kV	87,4	87
31	Belaunde 220 kV - Tarapoto Norte 220kV	87,4	87

Cuadro G.2. Actualización de Parámetros R-X

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2023		Propuesto 2024	
		r/km	x/km	r/km	x/km
1	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV	0,0855	0,4929	0,052	0,4309
2	Piura Nueva 220kV - La Nina 220 kV	0,0855	0,4929	0,0855	0,4982
3	Piura Nueva 220kV - Piura 220kV	0,0768	0,4936	0,052	0,4309
4	Piura Nueva 220kV - La Nina 220 kV	0,0768	0,4936	0,0855	0,4982
5	Piura Nueva 500kV - Piura Nueva 220kV	0,7438	66,7042	0,415	55,7651
6	Zorritos 220kV - Nueva Tumbes 220kV	0,0548	0,4858	0,0543	0,4838
7	Parinas 220kV - Nueva Tumbes 220kV	0,0648	0,4999	0,0648	0,4946
8	Piura 220kV - Parinas 220kV	0,0584	0,509	0,0582	0,5089
9	Talara 220kV - Parinas 220kV	0,0584	0,509	0,0582	0,5089
10	Talara 220kV - Parinas 220kV	0,0648	0,5	0,0582	0,5089
11	Colcabamba 500kV - Nueva Yanango 500kV	0,0316	0,317	0,0193	0,1686
12	Nueva Yanango 500kV - Nueva Yanango 220kV	0,0588	67,9166	0,5347	53,3307
13	Nueva Yanango 220kV - Yanango 220 KV	0,247	0,5413	0,0284	0,3682
14	Nueva Yanango 500kV - Carapongo 500 kV	0,0316	0,317	0,0184	0,1697
15	chaglla 220kV - Nueva Huanuco 220kV	0,0486	0,3783	0,0518	0,3827
16	chaglla 220kV - Nueva Huanuco 220kV	0,0486	0,3783	0,0518	0,3827
17	Nueva Huanuco 220kV - Paragsha 220kV	0,0575	0,505	0,0518	0,3827
18	Nueva Huanuco 220kV - Paragsha 220kV	0,0575	0,505	0,0518	0,3827
19	Nueva Huanuco 500kV - Nueva Huanuco 220kV	0,6867	85,8333	0,5347	53,3307
20	Nueva Yanango 500kV - Nueva Huanuco 500kV	0,0316	0,317	0,0195	0,3349
21	Tingo Maria 220kV - chaglla 220kV	0,0575	0,505	0,0375	0,3763
22	Planicie 500kV - Carabayllo500kV	0,021	0,3166	0,0278	0,3516
23	Chilca 500kV - Planicie 500kV	0,021	0,3166	0,0278	0,3516
24	Tintaya Nueva 220 kV - Azangaro 220 kv	0,0743	0,4884	0,0469	0,3877
25	Nueva Huanuco 220kV - Vizcarra 220kV	0,0575	0,505	0,04	0,3884
26	Chilca REP 220kV - Independencia 220kV	0,083	0,49	0,0824	0,4866

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2023		Propuesto 2024	
		r/km	x/km	r/km	x/km
27	San Juan 220kV - Balnearios 220kV	0,364	0,3425	0,0177	0,2066
28	Carhuaquero 220kV - Reque 220 kV	0,09	0,49	0,042	0,383
29	Montalvo 220kV - Moquegua 220kV	0,025	0,342	0,0183	0,2875
30	Montalvo 500kV - Montalvo 220kV	0,6867	56,3291	0,6867	55,7624
31	Marcona 500 kV - Marcona 220kV	0,3613	48,6667	0,6222	55,7632
32	Cadic 220 kV - Jaen Norte 220kV	0,0559	0,4929	0,0546	0,496
33	Belaunde 220 kV - Tarapoto Norte 220kV	0,0546	0,496	0,0561	0,4929
34	Tarapoto Norte 220kV - Tarapoto 138kV	1,5	48,4968	1,5	40,414

Referencia: Base de Datos de Digsilent correspondiente a los Estudios de Pre Operatividad 2023-2032 elaborado por el COES, que se encuentra publicada en la página web: www.coes.org.pe.

Capacidades de las Líneas

Asimismo, con relación a las capacidades revisadas en el proceso de fijación anterior, corresponde actualizar las capacidades de los siguientes elementos de transmisión.

Cuadro G.3. Actualización de Capacidades (MW)

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2023	Propuesto 2024
1	San Juan 220kV - Balnearios 220kV	475,3	440,1995

Referencia: Base de Datos de Digsilent correspondiente a los Estudios de Pre Operatividad 2023-2032 elaborado por el COES, que se encuentra publicada en la página web: www.coes.org.pe.

Anexo H: Valor Nuevo de Remplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de Egemsa

En este anexo se describe el análisis para la determinación del Valor Nuevo de Remplazo y Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de la instalación de Egemsa que forman parte del SPT. Dicha instalación lo conforma una celda en 138 kV, ubicada en la S.E. Dolorespata, la cual es conexa a la línea de transmisión en 138kV Dolorespata - Quencoro.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria no corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

H.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de Egemsa que forman parte del SPT.

El Cuadro H.1 resume la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de Egemsa.

Cuadro H.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de Egemsa

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
VNR	393 950
COyM	41 245

H.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2023, Osinergmin, a través del Informe N° 2366-2023-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de Egemsa, las cuales se resumen a continuación:

1.1 Si bien al año 2024 no corresponde la actualización del VNR, sin embargo, de todas maneras, la hoja "VNR-EGEMSA.xls" debe ser actualizada, esto debido a que afecta en el cálculo de inductores que luego son usados en el cálculo del COyM para la separación de gastos entre el SPT y SST. En ese sentido, se requiere que se actualice tal hoja con la última información disponible

1.2 En la Hoja "M-501" correspondiente a Costos de Gestión de Personal se observa que el número de integrantes de Directorio correspondiente a 4 personas. Al respecto, se debe señalar cuál es el motivo por el cual el número de integrantes de directorio se incrementa de 2 a 4 personas.

1.3 Se observa que en la hoja "Indices", los factores de reparto entre Generación y Transmisión (Celdas C6 y C7), en lo referente a Transmisión (Celda B7) se está

incluyendo lo correspondiente a los ingresos por peajes de otras empresas, lo cual no debería ser incluido. En ese sentido, se solicita que se justifique o caso contrario se corrija.

H.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de Egemsa que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones remitidas por Osinergmin.

1.1 La empresa señala que, al 19 de enero de 2024 la última actualización de módulos estándares se publicó mediante resolución Osinergmin N° 041-2023-OS/CD, la misma que fue empleada en la actualización del VNR de REP presentado en noviembre de 2023.

1.2 La empresa señala que, El FONAFE reconoce 1 presidente de directorio y 4 directores para la empresa EGEMSA (Generación y Transmisión), a diferencia de lo que Osinergmin asigna a la empresa (1 presidente de directorio y 2 directores), cantidad inadecuada para el tamaño de la empresa, adicionalmente estos 3 miembros son asignados a cada rubro de la empresa de la siguiente manera: 77,90 % a la generación y solo el 22,05 % a la Transmisión.

La cantidad de directores reconocidos y designados por FONAFE es 5 miembros, los mismos que debe ser reconocidos por Osinergmin, siendo este la cantidad necesaria para un buen desempeño, adecuado y eficiente funcionamiento de una empresa de Generación y Transmisión, tomando en cuenta que el directorio es la máxima instancia para establecer y hacer cumplir las estrategias, planes y políticas sustantivas de EGEMSA. El tamaño adecuado del Directorio propicia la pluralidad de criterios, y a la vez facilita la adopción fluida de decisiones tal como se indica en el Decreto Legislativo Nº 1031, mencionado líneas arriba.

1.3 La empresa señala que, no es correcto lo indicado por Osinergmin, toda vez que se considerado los montos indicados en los Estados Financieros de EGEMSA al 31 de diciembre de 2023.

Cuadro H.2

Propuesta de COyM del SPT de Egemsa

Descripción	Total (USD)
VNR	393 950
COyM	41 864

H.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de la instalación de EGEMSA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

H.4.1. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a EGEMSA como una empresa del tipo mediana.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,808 S//USD correspondiente al 31 de enero de 2024.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución Nº 012-2024-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros: Operación, Mantenimiento, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Para el caso de operación de subestaciones, el porcentaje de dedicación al SPT, se ha determinado en función a la valorización de los elementos que conforman la subestación y que son de propiedad de EGEMSA y sobre ello, aquellos que pertenecen al SPT.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Para el caso del mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control, se ha utilizado el porcentaje de participación del SPT, en base al VNR del SPT correspondiente a EGEMSA.

Costos de gestión

Para el cálculo de los costos de gestión, se ha incluido los costos del personal de las áreas administrativas y jefatura de las áreas operativas; costos de gestión no personales en la administración del negocio de transmisión de energía eléctrica incluyendo seguros. Además, los costos de seguridad necesarios para la vigilancia de las instalaciones que lo requieran.

En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), para el rubro “Transmisión”, estos son determinados en función a los ingresos totales por generación y transmisión declarados por las empresas en sus estados financieros.

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la información del estudio de mercado laboral, efectuado por la empresa consultora PriceWaterHouseCooper; asimismo, se han empleado las remuneraciones correspondientes a la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de diciembre de 2023.

Respecto al costo de seguros, se ha considerado el porcentaje de prima empleado en la fijación anterior y que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,46 ‰ (por mil).

Los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se han determinado en base a un número óptimo de vueltas que el dinero dé y se emplea la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en la Ley N° 29667 "Ley que modifica los artículos 10, 13 y 17 del Texto Único Ordenado de la Ley para la Lucha contra la Evasión y para la Formalización de la Economía".

Costos de seguridad

La valorización de la seguridad se basa en puestos de vigilancia de 24 horas, se considera 2, 1 o ningún puesto de vigilancia dependiendo de la importancia y ubicación estratégica de las subestaciones. Los costos de seguridad en las subestaciones donde existe más de un titular se han prorrateado en función al costo de inversión.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de EGEMSA que pertenecen al SPT asciende a USD 28 651, según el detalle que se muestra en el Cuadro H.3.

Cuadro H.3

COyM del SPT de Egemsa (en USD) – Análisis de Osinergmin

Operación	**14 555**
Operación CC	305
Operación de Subestaciones	14 250
Mantenimiento	**6 026**
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 463
Mantenimiento CC y TEL	563
Gestión	**6 066**
Personal	3 443
No Personales	2 623
Costos No Personales sin Seguros	1 372
SEGUROS	1 251
Seguridad	**2 004**
Costos Iniciales	
Sub Total COyM	**28 651**

Anexo I: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento del REP

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria no corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

El Cuadro I.1 resumen los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP.

Cuadro I.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de REP

Descripción	Total (USD)
VNR	126 839 399
COyM	4 833 605

I.2 Observaciones a la propuesta inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2023 Osinergmin, a través del Informe N° 2366-2023-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de REP, las cuales se resumen a continuación:

1.1 Para la Operación de Subestaciones se hace uso del libro Excel "Recursos de Manteminiesnto.xls", específicamente en la hoja "Recursos de SSEE y LLTT se observa que a los Costos de Transporte como Camioneta 4x4(CAM44) se le están sumando costos de ayudante, cuando estos solo deben corresponder a los costos solo de equipos. En ese sentido, explicar el motivo de tal consideración o por el contrario modificar según corresponda.

1.2 Asimismo, en dicho libro Excel "Recurso de Mantenimiento.xls", hoja "Recursos de SSEE y LLTT", los precios base de los códigos ARCS, ASPIR, DETEC, EMHI01, entre otros se encuentran como montos fijos, cuando estos mismos antes se encontraban vinculados a la hoja "M-001 BD OyM (Equi-Herr)". En ese sentido, sustentar el motivo por el cual se optó eliminar los vínculos entre estas 2 pestañas.

1.3 Se encuentra que en el libro Excel "Recursos de Mantenimiento.xls", en la hoja "M-001 BD OyM (Equi-Herr)", los costos de diversos equipos y materiales, como

por ejemplo de los códigos EH-ARCOSIER, EH-ASPI, EH-BARR, entre otros han sido actualizados sin mayor sustento, no se han colocado las fuentes de tales cambios y además se muestran como valores fijos. En ese sentido, justificar todos los cambios realizados o caso contrario corregirlos con los valores anteriores.

1.4 Para el cálculo del Mantenimiento de Subestaciones, se hace uso de la hoja "M-203", en ese sentido se observa que la Subestación Marcona tiene asignados costos por SPT; sin embargo, la totalidad de sus elementos corresponden al SST. En ese sentido explicar el motivo por el cual se le reconoce costos de mantenimiento como parte del SPT.

1.5 Se observa que en la Subestación Huánuco se considera el costo de mantenimiento de transformadores de potencia: "Mantenimiento de Transformador de Potencia Trifásico, 138 kV, hasta 30 MVA" (dos veces) y "Mantenimiento de Transformador de Potencia Trifásico, 138 kV, 35 – 55 MVA" (una sola vez). Al respecto, en dicha subestación REP solo cuenta con dos transformadores de 30 MVA y 50 MVA respectivamente. En ese sentido se requiere justificar los cambios del costo de mantenimiento para tres transformadores.

1.6 En función de la observación anterior, para el caso de la subestación Piura Oeste, se considera el "Mantenimiento de Transformador de Potencia Trifásico, 220 kV, hasta 60 MVA" (4 veces). En ese sentido se requiere la justificación o corregir según corresponda.

1.7 Al respecto, para estos montos se requiere actualizar la hoja "M-504", específicamente lo referente a la "Cuota Gastos OSINERG", la cual está vinculada a la hoja "ITF-DL25844", en ese sentido se requiere saber porque no se ha actualizado la celda C7 referente a los Ingresos RA+Adic RAG.

I.3 Absolución de Observaciones

1.1 Al no tener el costo de un chofer hemos considerado el costo de un ayudante. Cabe resaltar que por la dificultad del terreno en las zonas donde se encuentran nuestras subestaciones se requiere la participación de un chofer experimentado labor que no puede ser cubierta por cualquier personal.

1.2 La empres señala que, se corrigió el error respecto a los vínculos de la hoja Recursos Mantenimiento.

1.3 La empres señala que, los costos considerados fueron tomados de los publicados por Osinergmin para la fijación de precios en barra 2023 – 2024.

1.4 La empres señala que, se corrigió el error respecto al Mantenimiento de la SE Marcona.

1.5 La empres señala que, se corrigó el error respecto a los costos de Mantenimiento de la SE Huánuco.

1.6 La empres señala que, se corrigó el error respecto a los costos de Mantenimiento de la SE Piura Oeste.

1.7 La empresa señala que, se procedió a actualizar la hoja ITF con los últimos estados financieros disponibles.

En el Cuadro I.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro I.2
Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de REP

Descripción	Total (USD)
VNR	126 839 399
COyM	4 925 995

I.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

I.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular; para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a REP como una empresa del tipo GRANDE.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,808 S//USD al 31 de enero de 2024.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución Nº 012-2024-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

<u>Costos de mantenimiento</u>

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de diciembre 2023.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

  Como resultado, el COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT asciende a USD 4 512 869, según el detalle que se muestra en el Cuadro I.4.

Cuadro I.4

COyM del SPT de REP (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	**497 126**

Operación CC	35 525
Operación de Subestaciones	461 601
MANTENIMIENTO	**1 551 984**
Líneas de Transmisión	1 119 884
Subestaciones	381 745
Mantenimiento CC Y TEL	50 355
GESTIÓN	**2 305 994**
Personal	1 076 060
No Personales	1 229 933
Costos No Personales sin Seguros	743 609
SEGUROS	486 324
SEGURIDAD	**157 766**
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	**4 512 869**

Anexo J: Costo de Operación y Mantenimiento de ISA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones ISA que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por la línea de transmisión 220 kV, Vizcarra – Paramonga Nueva, y parte de las celdas conexas a dicha línea.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria no corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación de Precios en Barra de mayo 2021 – abril 2022.

J.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de ISA que forman parte del SPT.

El Cuadro I.1 resumen los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ISA.

Cuadro J.1. Propuesta Inicial de COyM del SPT de ISA

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
VNR	20 378 485
COyM	752 713

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2023 Osinergmin, a través del Informe N° 2366-2023-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ISA, las cuales se resumen a continuación:

1.1 Si bien al año 2024 no corresponde la actualización del VNR, es necesario la actualización del libro Excel "VNR-ETESELVA.xls", esto debido a que afecta en el cálculo de inductores que luego son usados en el cálculo del COyM para la separación de gastos entre el SPT y SST. En ese sentido, se requiere que se actualice tal hoja con la última información disponible.

1.2 Dentro de la información presentada, no se ha entregado los estados financieros de la empresa, ni las pólizas de seguros. En ese sentido, se requiere que se presente la información correspondiente

J.3 Absolución de Observaciones

1.1 La empresa señala que, al 19 de enero de 2024 la última actualización de módulos estándares se publicó mediante resolución Osinergmin N° 041-2023-

OS/CD, la misma que fue empleada en la actualización del VNR de REP presentado en noviembre de 2023.

1.2 La empresa adjuntó los estados financieros correspondientes.

Cuadro I.2. Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de ISA

Descripción	Total (USD)
VNR	20 378 485
COyM	766 842

J.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de ISA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

J.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,808 S//USD correspondiente al 31 de enero de 2024.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución Nº 012-2024-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el

auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de diciembre 2023.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT asciende a USD 727 088, según el detalle que se muestra en el Cuadro J.4.

Cuadro J.4. COyM del SPT DE ISA (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	**68 286**
Operación CC	30 175
Operación de Subestaciones	38 110
MANTENIMIENTO	**172 502**
Líneas de Transmisión	107 622
Subestaciones	43 006
Mantenimiento CC y TEL	21 874
GESTIÓN	**461 824**
Personal	260 110
No Personales	201 714
Costos No Personales sin Seguros	132 962
SEGUROS	68, 52
SEGURIDAD	**24 476**
Sub Total COyM	**727 088**

Anexo K: Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por parte de las instalaciones de la celda 220 kV, ubicada en la SE Vizcarra, la cual es conexa a la línea de transmisión en 220kV Vizcarra – Paramonga Nueva.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria no corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación de Precios en Barra de mayo 2021 – abril 2022.

K.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT.

El Cuadro K.1 resume los valores de la propuesta inicial COyM para las instalaciones de transmisión ANTAMINA.

Cuadro K.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de ANTAMINA

Descripción	Total (USD)
VNR	886 588
COyM	24 878

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2023 Osinergmin, a través del Informe N° 2366-2023-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR (para inductores) y COyM propuestos para las instalaciones de ANTAMINA, las cuales se resumen a continuación:

1.1 Si bien al año 2024 no corresponde la actualización del VNR, es necesario la actualización de la hoja "VNR-ANTAMINA.xls" debido a que afecta en el cálculo de inductores que luego son usados en el cálculo del COyM para la separación de gastos entre el SPT y SST. En ese sentido, se requiere que se actualice tal hoja con la última información disponible.

1.2 Dentro de la información presentada, no se ha entregado los estados financieros de la empresa, ni las pólizas de Seguro. En ese sentido, se requiere que se presente lo antes solicitado.

K.3 Respuesta a Observaciones

1.1 La empresa señala que, Respecto a la actualización del VNR para el cálculo de los inductores es correcto lo indicado por Osinergmin. Sin embargo, dado que a la fecha aún no se ha actualizado la base de datos, estos inductores serán actualizados en las etapas siguientes del proceso de fijación de tarifas.

1.2 La empresa señala que, Cabe señalar que Antamina es una empresa dedicada a la minería, que posee algunas instalaciones de transmisión para atender sus operaciones. En ese sentido, las pólizas de seguro corresponden a las operaciones mineras y no de manera exclusiva a los activos de transmisión.

En el Cuadro No. K.2, se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA, contenidos en su absolución.

Cuadro K.2
Propuesta Final COyM del SPT de ANTAMINA

Descripción	Total (USD)
VNR	886 588
COyM	25 006

K.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del COyM presentado en el ESTUDIO.

K.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular, para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,808 S//USD, correspondiente al 31 de enero de 2024.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución Nº 012-2024-OS/CD.
- Se ha revisado que los porcentajes de participación en el costo total de la celda de línea a Paramonga Nueva (ahora a SET Conococha) coincidan en los archivos de cálculo generados para los Titulares ANTAMINA y ETESELVA.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión y Seguridad.

<u>Costos de mantenimiento</u>

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de diciembre 2023.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a USD 22 014, según el detalle que se muestra en el Cuadro K.3.

Cuadro K.3

COyM del SPT de ANTAMINA (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	**3 024**
Operación CC	123
Operación de Subestaciones	2 901
MANTENIMIENTO	**8 629**
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	8 401
Mantenimiento CC y TEL	228
GESTIÓN	**8 370**
Personal	3 864
No Personales	4 507
Costos No Personales sin Seguros	1 826
SEGUROS	2 681
SEGURIDAD	**1 991**
Sub Total COyM	**22 014**

Anexo L: Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABÁN

Determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de San Gabán que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por una celda 138 kV, ubicada en la subestación Azángaro, la cual es conexa a la línea de transmisión Azángaro - Tintaya.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de SAN GABÁN que forman parte del SPT del SEIN.

El Cuadro L.1 resume los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro L.1

Propuesta Inicial del COyM del SPT de San Gabán

Descripción	Total (USD)
VNR	474 215
COyM	42 213

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2023 Osinergmin, a través del Informe N° 2366-2023-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuestos para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

1.1 Si bien al año 2024 no corresponde la actualización del VNR, es necesario la actualización del libro Excel "VNR-SAN GABAN.xls" debido a que afecta en el cálculo de inductores que luego son usados en el cálculo del COyM para la separación de gastos entre el SPT y SST. En ese sentido, se requiere que se actualice tal hoja con la última información disponible.

1.2 Los costos de mantenimiento de servicios auxiliares (Celda N25 de la hoja "M-202- 01") deben ser repartidos entre todas las empresas que tienen elementos en la subestación; sin embargo, en vuestro caso su empresa asume el 100% de los gastos cuando en realidad debería ser de un valor del 25% del módulo asignado, similar a las fijaciones tarifarias pasadas. Al respecto explicar porque se da tal incremento.

1.3 Se observa que para hallar el % de Asignación de Transmisión se usa un valor de VNR TOTAL EMPRESA (S/.) que difiere al del año pasado indicando "Datos

obtenidos de: EE.FF 2022". En ese sentido, explicar el motivo de tal consideración.

1.4 Respecto a los costos de Gestión de Personal, la empresa San Gabán presenta 4 integrantes del Directorio, siendo este un incremento de 2 personas con respecto a la Fijación vigente. Cabe mencionar que, San Gabán es una empresa de Generación y Transmisión, y su directorio ya percibe ingresos provenientes de rubros ajenas al de la Transmisión (generación).

Al respecto, esta observación sustentar el motivo por el cual se propone el incremento de integrantes del directorio. Cabe señalar que, si se propone modificar cantidades consideradas en fijaciones anteriores, deberá estar debidamente sustentado.

1.5 Para el cálculo de Costos de Gestión, en específico en lo correspondiente al Centro de Control, se hace uso de la hoja "M-502" en las celdas F42, F43 y F44 las cuales hacen referencia a un porcentaje de 50% que no se han usado en la fijación tarifaria del año 2023; por lo que se requiere se justifique el utilizar el valor de 50%.

1.6 Se observa que en la hoja "Indices", los factores de reparto entre Generación y Transmisión (Celdas C6 y C7), en lo referente a Transmisión (Celda B7) se debería considerar lo referente a Peaje por Transmisión no transferible que se encuentra en sus EEFF. En ese sentido, se solicita que se justifique lo señalado o corregir según corresponda.

1.7 En la hoja "M-509" se hace el cálculo de los Costos Indirectos de Transmisión, en el cual para el cálculo de seguros; la hoja propuesta por la empresa presenta una nueva forma de cálculo. En ese sentido explicar el motivo por el cual aplica una nueva metodología.

L.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, la actualización del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones planteadas por Osinergmin:

1.1 La empresa señala que, al 19 de enero de 2024 la última actualización de módulos estándares se publicó mediante resolución Osinergmin N° 041-2023-OS/CD, la misma que fue empleada en la actualización del VNR de REP presentado en noviembre de 2023.

1.2 La empresa señala que, se procedió a corregir los % de los indicadores observados para el costo de mantenimiento de servicios auxiliares.

1.3 La empresa señala que, se aplicó el mismo criterio de regulaciones pasadas, uilizando los valores de propiedades, planta y equipo publicado en los Estados Financieros.

1.4 La empresa señala que, El FONAFE reconoce 1 presidente de directorio y 4 directores para la empresa EGEMSA (Generación y Transmisión), a diferencia de lo que Osinergmin asigna a la empresa (1 presidente de directorio y 2 directores), cantidad inadecuada para el tamaño de la empresa, adicionalmente

estos 3 miembros son asignados a cada rubro de la empresa de la siguiente manera: 77,90 % a la generación y solo el 22,05 % a la Transmisión.

La cantidad de directores reconocidos y designados por FONAFE es 5 miembros, los mismos que debe ser reconocidos por Osinergmin, siendo este la cantidad necesaria para un buen desempeño, adecuado y eficiente funcionamiento de una empresa de Generación y Transmisión, tomando en cuenta que el directorio es la máxima instancia para establecer y hacer cumplir las estrategias, planes y políticas sustantivas de EGEMSA. El tamaño adecuado del Directorio propicia la pluralidad de criterios, y a la vez facilita la adopción fluida de decisiones tal como se indica en el Decreto Legislativo Nº 1031, mencionado líneas arriba.

1.5 La empresa señala que, esos porcentajes son los propuestos por SAN GABÁN en las distintas propuestas de fijación. Sin embargo, de la revisión del archivo "COyM SAN GABAN 2023.xls", se puede apreciar que en la hoja M-502, el Osinergmin asigna el 73.36 % para la Generación y 26,64% a la Transmisión, porcentajes que resultan del tamaño de la infraestructura total, obviamente el valor de los equipos de la generación es mucho más costoso que los de la Transmisión.

Por lo que, SAN GABÁN para la participación del centro de control, solicita se considere únicamente los elementos operados y no toda la infraestructura de la empresa.

1.6 La empresa señala que, no es correcto lo indicado por Osinergmin, toda vez que se considerado los montos indicados en los Estados Financieros de SAN GABÁN al 31 de diciembre de 2023.

1.7 La empresa señala que, no es correcto lo indicado por Osinergmin, el cálculo de los seguros es la misma que se ha empleado Osinergmin, es el producto del Costo de inversión y el porcentaje de prima, al resultado se capitaliza, tal como se muestra en el siguiente cuadro, el mismo que también presentamos en nuestro informe.

En el Cuadro L.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro L.2
Propuesta Final del COyM del SPT de SAN GABÁN

Descripción	Total (USD)
VNR	474 215
COyM	41 391

L.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

4.1. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a SAN GABÁN como una empresa del tipo mediana.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,808 S//USD, correspondiente al 31 de enero de 2024.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución Nº 012-2024-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Para el caso del mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control, se ha utilizado el porcentaje de participación del SPT, en base al VNR del SPT correspondiente a SAN GABAN.

Costos de gestión

Para el cálculo de los costos de gestión, se ha incluido los costos del personal de las áreas administrativas y jefatura de las áreas operativas; costos de gestión no personales en la administración del negocio de transmisión de energía eléctrica incluyendo seguros. Además, los costos de seguridad necesarios para la vigilancia de las instalaciones que lo requieran.

En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), para el rubro “Transmisión”, estos son determinados en función a los ingresos totales

por generación y transmisión declarados por las empresas en sus estados financieros.

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la información del estudio de mercado laboral, efectuado por la empresa consultora PriceWaterHouseCooper; asimismo, se han empleado las remuneraciones correspondientes a la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de diciembre de 2023.

Respecto al costo de seguros, se ha considerado el porcentaje de prima empleado en la fijación anterior y que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,46 ‰ (por mil).

Los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se han determinado en base a un número óptimo de vueltas que el dinero dé y se emplea la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en la Ley N° 29667 “Ley que modifica los artículos 10, 13 y 17 del Texto Único Ordenado de la Ley para la Lucha contra la Evasión y para la Formalización de la Economía”.

Costos de seguridad

Para determinar el costo de seguridad, se ha tenido en cuenta los mismos criterios considerados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT asciende a USD 28 475, según el detalle que se muestra en el Cuadro L.3.

Cuadro L.3

COyM del SPT de San Gabán (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	**6,452**
Operación CC	947
Operación de Subestaciones	5 505
MANTENIMIENTO	**7 185**
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 438
Mantenimiento CC y TEL	1 748
GESTIÓN	**13 083**
Personal	8 568
No Personales	4 515
Costos No Personales sin Seguros	2 987
SEGUROS	1 528
SEGURIDAD	**1 754**
Sub Total COyM	**28 475**

Anexo M: Determinación de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA)

El presente anexo contiene los criterios, metodología y resultados de la determinación de la Remuneración Anual por Ampliaciones (en adelante "RAA"), la determinación y la liquidación anual de la Remuneración Anual Garantizada (en adelante "RAG") y de los correspondientes montos de pago de los agentes (generadores y usuarios finales) para asegurar que la Remuneración anual (en adelante "RA") de REP sea íntegramente retribuida en conformidad con lo establecido en su Contrato de Concesión suscrito con el Estado Peruano.

Para la liquidación anual de la RAG, se ha tenido en cuenta lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral 7.0 (Procedimiento de liquidación anual) del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR (en adelante "CONTRATO") y el Procedimiento para la Liquidación Anual, aprobado mediante Resolución Nº 055-2020-OS/CD (en adelante el "PROCEDIMIENTO").

Asimismo, se han tomado en cuenta las Resoluciones N° 070-2021-OS/CD, N° 067-2021-OS/CD y sus modificatorias; así como, la información con que cuenta Osinergmin hasta antes de la fecha de la elaboración del presente informe, la misma que fuera remitida por REP a través de la plataforma SILIPEST y al correo electrónico silipest@osinergmin.gob.pe, en los medios y plazos establecidos en el PROCEDIMIENTO. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el PROCEDIMIENTO.

De acuerdo con el CONTRATO, Osinergmin debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores para asegurar que la RAG y la RAA sean íntegramente retribuidas a la Sociedad Concesionaria. Asimismo, deberá fijar las proporciones del pago mensual que deben efectuar los generadores y los usuarios finales. En ese sentido, los cálculos correspondientes a lo mencionado en este párrafo se exponen en el apartado M.3 del presente anexo.

Para efectos del CONTRATO, el año 22 corresponde al periodo mayo 2023 – abril 2024 y el año 23 corresponde al periodo mayo 2024 – abril 2025.

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2024 – abril 2025 se determina con base a lo estipulado en el CONTRATO y en sus cláusulas adicionales referidas a las Ampliaciones 1 hasta la 20:

Ampliación N° 1

La Cláusula Adicional se suscribió el 31 de marzo de 2006, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación 1 que comprende el "Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional están consignadas en el Cuadro M.1.

Cuadro M.1

Instalaciones de la Ampliación Nº 1

	Descripción	Monto USD

1	Suministro, obra civil y montaje	25 656 571
1.1	Segundo circuito de la Línea L-2208 y reforzamiento del circuito existente para tener una capacidad final de 2x180 MVA	1 682 290
1.2	Desmontaje de la línea L-2090 e instalación de una nueva línea, doble circuito, con capacidad de 350 MVA por circuito, en la faja de servidumbre de la línea L-2090	10 948 477
1.3	Ampliación Subestación San Juan: una celda de 220 kV y acondicionamiento de las instalaciones existentes	2 188 102
1.4	Construcción de la Subestación Chilca, con 11 celdas de 220 kV y previsión de terreno para patio de 500 kV	9 493 349
1.5	Modificaciones menores en las subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica	1 344 353
2	Estudios, diseños y gastos generales	2 794 211
3	Gerenciamiento supervisión e inspección	2 523 043
Total valor estimado de la inversión		30 973 825
4	Previsión para Solución de problemas de servidumbre	
4.1	Variantes Técnicas	4 610 138
4.2	Reasentamientos	579 652
Total Previsión		5 189 790

Asimismo, el 15 de abril de 2008 se modificó la primera cláusula adicional por ampliaciones, que consideraba la remuneración de las obras de “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan”, considerando un monto adicional de USD 772 619.

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 1 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba (“Acta de Pruebas”) y que la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 1 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Posteriormente, en relación a la puesta en operación comercial de la “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan”, la adenda modificatoria de la primera cláusula adicional de ampliaciones, suscrita el 15 de abril de 2008, señaló que a la finalización exitosa de las pruebas de recepción se suscribía el Acta de Pruebas, siendo la fecha de dicha acta la que correspondía a la puesta en operación comercial de dicha instalación.

Ampliación Nº 2

La Cláusula Adicional se suscribió el 26 de julio de 2006, mediante la cual se acordó la ejecución del Ampliación 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.2.

Cuadro M.2

Instalaciones de la Ampliación Nº 2

	Descripción	Monto USD
1	Segunda Terna 220 kV, Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	22 888 488
2	Ampliación Subestación Zapallal 220 kV	2 866 525
3	Ampliación Subestación Paramonga Nueva 220 kV	2 918 987
4	Ampliación subestación Chimbote 1, 220 kV	954 946
5	Gerenciamiento y supervisión	2 377 495
Valor estimado de la inversión		32 006 441
6	Previsión Reasentamiento de Viviendas	2 070 988
Total		34 077 429

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 2 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 2 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación N° 3

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación 3 que comprende el "Proyecto de Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.3.

Cuadro M.3

Instalaciones de la Ampliación Nº 3

	Descripción	Monto USD
1	Ampliación Subestación Marcona 220/60/10 kV	5 096 773
2	Ampliación Subestación Ica 220/60/10 kV	6 457 322
3	Ampliación Subestación Juliaca 138/22,9/10 kV	2 351 021
4	Gerenciamiento y Supervisión	1 251 460
Valor estimado de la inversión		15 156 576

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 3 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 3 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación Nº 4

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acordó la ejecución del Ampliación 4 que comprende la "Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestran en el Cuadro M.4

Cuadro M.4

Instalaciones de la Ampliación Nº 4

	Descripción	Monto USD
1	Compensación Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV	1 461 314
2	Compensación Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV	1 645 405
3	Gerenciamiento y Supervisión	310 672
Valor estimado de la inversión		3 417 391

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de la Ampliación 4 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 4 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación Nº 5

La Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 21 de enero de 2009, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 5 que comprende la "Ampliación de capacidad de transformación de las subestaciones: Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; adecuación para la conexión del proyecto Tocache-Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la subestación independencia", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestran en el Cuadro M.5.

Cuadro M.5
Instalaciones de la Ampliación Nº 5

Ítem	Descripción	Monto (USD)
1	S.E. Quencoro	2 942 063
2	S.E. Azángaro	3 629 147
3	S.E. Trujillo Norte	4 873 730
4	Banco Trujillo Norte	1 214 952
5	S.E. Piura Oeste	6 755 684
6	S.E. Tingo María	3 316 617
7	Adecuación Conexión S.E. Bellavista	1 509 025
8	S.E. Independencia	2 454 477
	Total general	26 695 695

Asimismo, el 8 de julio de 2010, se modificó la quinta cláusula adicional por ampliaciones, variando el monto de inversión correspondiente a las obras de la "S.E. Piura Oeste" a USD 7 045 268, a efectos de incluir la instalación provisional del Transformador de Potencia de 220/60,3/10,3 kV de 50/50/30 MVA que se traslada desde la S.E. Ica a la S.E. Piura Oeste

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 5 y al completarse la entrada en servicio de todas las subestaciones que conforman la Ampliación N° 5, estando concluidas todas las labores e instalaciones pendientes, las partes suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 5, documento suscrito por los inspectores en representación del Concedente y visado por el COES en señal de conformidad.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.5.1

Instalaciones de la Ampliación Nº 5 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1	Quencoro	4 733 888
2.1	Azangaro	3 142 223
2.2	**Azangaro (Provisional)**	**351 233**
3	Trujillo Norte	8 833 624
4	Banco de Trujillo Norte	668 886
5.1	Piura Oeste	8 012 049
5.2	**Piura Oeste (Provisional)**	**176 538**
6	Tingo María	4 650 387
7	Adecuación Conexión Bellavistam (Tocache)	3 488 035
8	Independencia	4 565 355
-	Gerenciamiento y Superv.	2 172 206
-	Auditoría	66 105
-	Intercalarios	1 274 917
		42 135 446

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación Nº 6

La Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 30 de noviembre de 2009, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la ejecución del "Segundo Circuito Línea de Transmisión Chiclayo Oeste – Piura Oeste", con una capacidad de 180 MVA, que incluirá entre otros, el reemplazo de elementos estructurales, montaje de cadena de aisladores, tendido y regulación de conductor. Asimismo, se especifica que en donde hay postes de madera se ejecutará una variante en postes de madera en circuito sencillo, con longitud aproximada de 75 km.

Además, se incluyen: i) la solución definitiva de servidumbres ocupadas cuya responsabilidad de solución es del Concedente, según lo establecido en el numeral 6.5.1 del Contrato de Concesión y del Acta Final de Negociación sobre la problemática de servidumbres de las LT de REP; ii) Ampliación de la subestación Chiclayo Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Piura Oeste; iii) Ampliación de la subestación Piura Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Chiclayo Oeste; iv) Repotenciación del circuito existente Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV para incrementar la potencia de transmisión de 152 MVA a 180 MVA.

El valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.6.

Cuadro M.6

Instalaciones de la Ampliación Nº 6

	Descripción	Monto USD (*)
1	Segunda Terna 220 kV Chiclayo - Piura	14 819 679
2	Ampliación Subestación Chiclayo Oeste 220 kV	1 545 847
3	Ampliación Subestación Piura Oeste 220 kV	1 153 625
4	Repotenciación del circuito existente	1 765 954
5	Gerenciamiento y supervisión	1 575 532
	Total Estimado de la Inversión	20 860 637

(*) Mediante Adenda N° 1 a la Sexta Cláusula Adicional del CONTRATO, se modificó el Valor Estimado de la Inversión.

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de la Ampliación N° 6 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de la Ampliación N° 6, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 6, en la cual se consigna la fecha y hora en que la instalación fue integrada al SEIN.

Ampliación Nº 7

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010, mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la "Adecuación Integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal".

Dicha ampliación comprende la adecuación integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal, la cual consiste en la ampliación de la capacidad de las subestaciones mediante la sustitución de las instalaciones de barras, mallas de puesta a tierra y equipos de patio de 220 kV y 60 kV de concesión de la Sociedad Concesionaria., con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión 220 kV y 500 kV del SEIN.

El valor estimado establecido en dicha cláusula adicional se muestra en el Cuadro M.7.

Cuadro M.7

Instalaciones de la Ampliación Nº 7

Ítem	Descripción	Monto (USD)
1	S.E. Chavarría	3 377 790
2	S.E. San Juan	6 049 494
3	S.E. Santa Rosa	3 343 441
4	S.E. Ventanilla	3 527 922
5	S.E. Zapallal	4 004 689
6	Gerenciamiento	2 436 400
	Total general	22 739 737

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la adecuación de cada una de las ampliaciones de subestaciones que forman parte de la Ampliación N° 7 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las ampliaciones de subestaciones que forman parte de la Ampliación N° 7, la Sociedad

Concesionaria y los inspectores suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 7, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última subestación que forma parte de la Ampliación es considerada como fecha de la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 7.

Ampliación Nº 8

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la "Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de Transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)".

Dicha Ampliación comprende la ampliación de capacidad de transmisión de las líneas de transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L2209) e Ica – Marcona (L-2211), de 141 MVA a 180 MVA, cuyos costos se muestran en el Cuadro M.8.

Cuadro M.8

Instalaciones de la Ampliación Nº 8

Ítem	Descripción	Monto USD
1	Repotenciación de la LT Ica-Marcona	1 794 470
2	Repotenciación de la LT Ica-Independencia	865 944
3	Gerenciamiento	239 437
4	Costos de estudios de anteproyectos	166 821
	Total Estimado de la Inversión	3 066 672

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de la Ampliación N° 8 la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 8, en la cual se consigna la fecha y hora en que la Ampliación N° 8 fue puesta en operación comercial, según lo comunicado por la Sociedad Concesionaria al COES.

Ampliación Nº 9

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de noviembre de 2010. Posteriormente, el 20 de diciembre de 2010, se suscribe una Adenda N° 1 modificatoria de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones, mediante la cual se modifican, entre otros, los alcances e inversiones correspondientes. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende el "Segundo circuito línea de transmisión en 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y Ampliación de las subestaciones asociadas", "Ampliación de la capacidad de transmisión del circuito existente 220 kV Chiclayo Oeste-Guadalupe-Trujillo Norte" y la "Ampliación de la Capacidad de Transformación de las Subestaciones: Huacho, Chiclayo Oeste y Guadalupe".

Cabe señalar que mediante la Adenda N° 2, suscrita el 19 de setiembre de 2011, se modificó el Anexo 3 de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones (Ampliación N°9). En el Cuadro M.9 se muestra el equipamiento y las inversiones correspondientes a la Ampliación N° 9.

Cuadro M.9

Instalaciones de la Ampliación Nº 9

Ítem	Descripción	Monto (USD)

A.	Segundo Circuito Chiclayo-Guadalupe-Trujillo	
	S.E. Chiclayo	1 241 900
	S.E. Guadalupe	2 160 252
	S.E. Trujillo	1 315 718
	L.T. Chiclayo-Guadalupe-Trujillo	7 306 300
	Total A	12 024 170
B.	Ampliación de Transformación de Subestaciones	
	S.E. Huacho	7 186 269
	S.E. Chiclayo	3 809 362
	S.E. Guadalupe	3 923 728
	Total B	14 919 359
C.	Gerenciamiento	2 424 918
D.	Instalación provisional	232 055
E.	Sistema de Transferencia de Carga	136 144
	Total general	**29 736 646**

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 9 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 9, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 9, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N°9 es considerada como fecha de la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 9.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.9.1

Instalaciones de la Ampliación Nº 9 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1	SET Guadalupe	6 433 568
2	SET Chiclayo Oeste	4 586 825
3	2do. Circuito - LT Chiclayo - Guadalupe	4 200 738
4	2do. Circuito - LT Guadalupe - Trujillo	4 214 474
5	Ampliación SET Huacho	7 158 510
6	SET Trujillo Norte	1 379 787
7	**SET Huacho (Provisional)**	**427 300**
8	**SET Guadalupe (Provisional)**	**347 673**
9	**Alquiler Trafo y Equipos SET Guadalupe (Provisional)**	**220 286**
10	Interconexión Ecuador	114 912
11	Ampliación SET Chiclayo	1 389

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
-	Servidumbre	659 999
-	Auditoría e Inspección MINEM	234 414
-	Gerenciamiento PDI	1 837 128
-	Gerenciamiento REP	517 468
-	Ingreso LT a Huacho	214 694
-	Intercalarios	1 294 163
		33 843 328

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación Nº 10

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la ampliación que comprende la "Implementación del Reactor Serie y celdas de conexión entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y de la Resistencia de neutro del autotransformador en la subestación Chilca 500/200 kV" y la "Segunda Etapa de Ampliación de la Subestación Independencia 60 kV", cuyas instalaciones e inversiones se muestran en el Cuadro M.10.

Cuadro M.10

Instalaciones de la Ampliación Nº 10

	Descripción	Monto USD
1	Implementación del reactor serie y resistencia de neutro de transformador en la Subestación Chilca 500 kV	3 601 542
2	Segunda etapa de ampliación de la subestación independencia	739 569
3	Gerenciamiento	390 700
	Total Estimado de la Inversión	4 731 811

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 10 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 10, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 10, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 10 es considerada como fecha de la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 10.

Ampliación Nº 11

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende el "Cambio de la Configuración en 220 kV de Barra Simple a Doble Barra en la Subestación Pomacocha", "Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA" y el "Cambio de Configuración

en 138 kV de Barra Simple a Doble Barra de la Subestación Tintaya", cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.11.

Cuadro M.11

Instalaciones de la Ampliación Nº 11

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Pomacocha	3 580 488
2	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha-Pachachaca	419 316
3	Subestación Tintaya	1 811 726
	Total Estimado de la Inversión	5 811 529

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 11 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 11, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 11, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 11, es considerada como fecha de la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 11.

Ampliación Nº 12

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 10 de febrero de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la "Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV "T" a "Pi" de la Subestación Ayaviri", cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.12.

Cuadro M.12

Instalaciones de la Ampliación Nº 12

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Ayaviri	2 179 680
2	Subestación Puno	4 898 927
	Total Estimado de la Inversión	7 078 600

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 12 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 12, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 12, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 12 es considerada como fecha de la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 12.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.12.1
Instalaciones de la Ampliación Nº 12 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1.1	SE Puno	4 288 232
1.2	SE Puno (Provisional)	460 578
2	SE Ayaviri	3 036 424
-	Gerenciamiento externo	442 469
-	Gerenciamiento REP	110 617
-	Supervisión de Obra	128 177
-	Intercalarios	196 025
		8 662 522

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación Nº 13

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de mayo de 2012, mediante la cual se acordó la "Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV y traslado del Reactor desde la Subestación Talara", "Ampliación de la capacidad de transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA" y la "Instalación de Compensación Reactiva 1x20 MVAR en 60 kV en la Subestación Piura Oeste", cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.13.

Cuadro M.13
Instalaciones de la Ampliación Nº 13

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Pariñas	8 862 246
2	L.T. Talara – Piura en 220 kV	2 133 427
3	Compensación reactiva	1 180 897
	Total Estimado de la Inversión	12 176 570

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, dentro del Proceso Arbitral N° 22278/ASM, se emitió el Laudo Parcial mediante el cual se ordena al Estado cumplir con recalcular el valor de la Remuneración Anual por Ampliaciones a favor de REP por la Ampliación N° 13, de tal forma que se tome como fecha efectiva para efectos remunerativos la fecha de puesta en servicio de cada hito comprendido en la referida ampliación, es decir 19/05/2014 para el hito A, 24/07/2014 para el hito B y 15/01/2014 para el hito C.

Ampliación Nº 14

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 27 de julio de 2012, mediante la cual se acordó la "Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV" y "Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte", cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.14.

Cuadro M.14
Instalaciones de la Ampliación Nº 14

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Reque	8 862 246
2	Subestación Trujillo Norte	4 150 356
	Total Estimado de la Inversión	15 756 142

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 14 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 14, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 14, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 14 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 14, la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 14.

Ampliación Nº 15

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 20 de febrero de 2013, mediante la cual se acordó la ejecución de la ampliación que comprende: i) "Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV San Juan – Chilca (L-2093) de 350 MVA a 700 MVA, que comprende convertirla a una línea de transmisión de doble terna y ampliación de subestaciones asociadas", ii) "Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Zapallal de 152 a 270 MVA por terna, mediante una nueva línea de transmisión de doble terna utilizando la misma servidumbre"; y, iii) "Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Chavarría y Ampliación de Subestaciones Asociadas", cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.15.

Cuadro M.15
Instalaciones de la Ampliación Nº 15

	Descripción	Monto USD
1	Ampliación L.T. San Juan – Chilca 220kV	19 077 687
2	Ampliación L.T. Ventanilla – Zapallal 220 kV	16 191 157
3	Instalación del cuarto circuito 220 kV LT Ventanilla – Chavarría	9 362 252
	Total Estimado de la Inversión	44 631 096

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 15 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 15, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 15, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 15 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última

instalación que forma parte de la Ampliación N° 15, la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 15.

Ampliación Nº 16

La Décimo Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 11 de julio de 2013, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 16 que comprende: i) "Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV", ii) "Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis –S.E. Huánuco y c) S.E. Amarilis - L.T. a S.E. Paragsha", y iii) "Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA", cuyos montos se muestran en el Cuadro M.16.

Cuadro M.16
Instalaciones de la Ampliación Nº 16

	Descripción	Monto USD
1	Enlaces de conexión en 138 kV	3 629 991
2	Nueva Subestación Amarilis	5 320 934
3	Ampliación LT Paragsha – Huánuco	1 052 518
	Total Estimado de la Inversión	10 003 443

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 16 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 16, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 16, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 16 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 16, la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 16.

Ampliación Nº 17

La Décimo Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 09 de junio de 2015, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 17 que comprende: i) Instalación de Bancos de Compensación Capacitiva 2x7 MVAR en 60 kV en la Subestación Puno, ii) Cambio de Configuración de Barras en 138 kV de "T" a "PI" en la Subestación Combapata y iii) Ampliación de la Capacidad de Transformación en la Subestación Paramonga Nueva, Ampliación de la Capacidad de Transformación y Cambio de Configuración en 60 kV de Simple a Doble Barra en la Subestación Ica; y, Cambio de Configuración en 220 kV de Simple a Doble Barra con Seccionador de Transferencia en la Subestación Friaspata (Huancavelica), cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.17.

Cuadro M.17
Instalaciones de la Ampliación Nº 17

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Puno	1 374 079
2	Subestación Combapata	2 951 671
3	Subestación Paramonga Nueva	3 781 109
4	Subestación Ica	6 913 613
5	Subestación Friaspata	13 788 892

	Descripción	Monto USD
	Total Estimado de la Inversión	28 809 364

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 17 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 17, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 17, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 17 quedo operando en el SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora del inicio de operación en el SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 17, la fecha de puesta en operación comercial de la Ampliación N° 17.

Ampliación Nº 18

La Décimo Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 19 de enero de 2017, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 18 que comprende: i) Banco de Condensadores de 20 MVAR 60 kV en la Subestación Zorritos; ii) Ampliación de Transformación 220/60/22.9 kV, 50/65 MVA (ONAN/ONAF), en Subestación Zorritos; iii) Seccionamiento de LT Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con SE La Niña; y iv) Cambio de Configuración en 60 kV de Simple Barra a Doble Barra de la S.E. Guadalupe. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 18 se conforma de cuatro (04) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y plazos de puesta en operación comercial diferenciados, cuyos montos se muestran en el Cuadro M.18.

Cuadro M.18

Instalaciones de la Ampliación Nº 18

	Descripción	Monto USD
18.1	Banco de Condensadores de 20 MVAR 60 kV en la Subestación Zorritos	2 021 344
18.2	Ampliación de Transformación 220/60/22.9 kV, 50/65 MVA (ONAN/ONAF), en Subestación Zorritos	5 092 872
18.3	Seccionamiento de LT Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con SE La Niña	3 324 705
18.4	Cambio de Configuración en 60 kV de Simple Barra a Doble Barra de la S.E. Guadalupe	866 258
	Total Estimado de la Inversión	11 305 178

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de Puesta en Operación Comercial de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva Puesta en Operación Comercial.

Ampliación Nº 19

La Décimo Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 09 de junio de 2017, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 19 que

comprende: i) Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste; y ii) Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 19 se conforma de dos (02) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y plazos de puesta en operación comercial diferenciados (ver Cuadro M.19).

Cuadro M.19
Instalaciones de la Ampliación Nº 19

	Descripción	Monto USD
19.1	Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste	920 021
19.2	Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste.	6 117 674
	Total Estimado de la Inversión	7 037 695

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de Puesta en Operación Comercial de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva Puesta en Operación Comercial.

El hito 19.2 “Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste” entró en operación comercial 14 de mayo de 2019.

Cabe señalar que, el hito 19.1 ”Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste” tenía una naturaleza provisional, además, dicho transformador no se encuentra actualmente en la SET Piura Oeste, por lo que no corresponde remunerar las instalaciones de este hito 19.1 por concepto de costos de operación y mantenimiento (COyM), debiendo considerar el COyM únicamente hasta la implementación del hito 19.2, cuya fecha de puesta en operación comercial fue el 14 de mayo de 2019. Es decir, la remuneración del hito 19.1 por concepto de COyM únicamente se realizó hasta el 13 de mayo de 2019.

Ampliación Nº 20

La Vigésima Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 20 de setiembre de 2018, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 20 que comprende: i) Subestación Combapata: Instalación de un transformador de 30/20/20 MVA (ONAF) 138/66/24 kV y sus celdas de conexión; ii) Subestación Huánuco: Instalación de un transformador de 50/30/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión; iii) Subestación Reque (Chiclayo Sur): Instalación de un transformador de 50/50/30 MVA (ONAF) 220/60/22.9 kV y sus celdas de conexión; iv) Subestación Tingo María: Instalación de un transformador de 30/10/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10,5 kV y sus celdas de conexión; y, v) Subestación Tocache: Instalación de un transformador de 20/20/7 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 20 se conforma de cuatro (04) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y

plazos de puesta en operación comercial diferenciados, cuyos montos se muestran en el Cuadro M.20.

Cuadro M.20

Instalaciones de la Ampliación Nº 20

Ítem	Descripción	Monto USD
20.1	Subestación Combapata: Instalación de un transformador de 30/20/20 MVA (ONAF) 138/66/24 kV y sus celdas de conexión	4 399 730
20.2	Subestación Huánuco: Instalación de un transformador de 50/30/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión	3 519 469
20.3	Subestación Reque (Chiclayo Sur): Instalación de un transformador de 50/50/30 MVA (ONAF) 220/60/22.9 kV y sus celdas de conexión	6 742 311
20.4	Subestación Tingo María: Instalación de un transformador de 30/10/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10,5 kV y sus celdas de conexión	3 708 832
20.5	Subestación Tocache: Instalación de un transformador de 20/20/7 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión	2 432 821
	Total Estimado de la Inversión	20 803 163

En relación a la **puesta en operación comercial** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de Puesta en Operación Comercial de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva Puesta en Operación Comercial.

Mediante Oficio N° 1650-2020-MINEM/DGE del 23 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía y Minas en su calidad de concedente, remitió las Actas de Puesta en Operación Comercial de los hitos de la Amplaición N° 20, que corresponden al 10 de diciembre de 2020 para los hitos 1, 2 y 3, al 4 de diciembre de 2020 para el hito 4 y al 24 de noviembre de 2020 para el hito 5.

Asimismo, mediante Carta CS0047 – 21011141 de fecha 22 de junio de 2021, REP presentó el Informe de Auditoria de la Ampliación 20.

Ampliación Nº 21

La Vigésima Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 6 de setiembre de 2022, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación Nº 21 que comprende: i) Tercer circuito Chilca – Indpendenciia 220 kV y ampliación de subestaciones asociadas. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 21 considera los montos que se muestran en el Cuadro M.21:

Cuadro M.21

Instalaciones de la Ampliación Nº 21

Ítem	Descripción	Monto USD
21	Tercer circuito Chilca – Indpendenciia 220 kV y	13 269 002

Ítem	Descripción	Monto USD
	ampliación de subestaciones asociadas	

Hasta la fecha, dicha ampliación no ha ingresado en operación comercial; sin embargo, se está considerando un cargo de peaje unitario para que se active una vez el proyecto ingrese en servicio y se comunique el c¿acta respectiva, tanto por el concedente como por el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento del contrato.

Ampliaciones Menores

Mediante Minuta suscrita por las Partes el 31 de marzo de 2006, se aprobaron cláusulas adicionales al CONTRATO con el objeto de introducir en el contrato mecanismos que hagan viable la inversión en ampliaciones por parte de la sociedad concesionaria y atenúen las limitantes originadas de las que adolece el contrato. En virtud de ello, el MINEM y la sociedad concesionaria Red de Energía del Perú S.A. acordaron modificar las definiciones de ampliaciones. El concepto de Ampliaciones Menores fue definido como ampliaciones ejecutadas por la sociedad concesionaria aprobadas por el Concedente, cuyo presupuesto de inversión no supere la suma de USD 200 000 (doscientos mil dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el impuesto general a las ventas.

De acuerdo a lo señalado en el numeral 8.1.5 del CONTRATO, la ejecución de Ampliaciones Menores no requiere la suscripción de una Cláusula Adicional al CONTRATO, siendo suficiente que la aprobación del concedente se manifieste mediante Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad, respecto del presupuesto y del proyecto de inversión presentado por la sociedad concesionaria.

Las Ampliaciones Menores ejecutadas conforme a lo establecido en el numeral 8.1.5 del CONTRATO recibirán una remuneración extraordinaria por única vez, mediante la inclusión en el cálculo de la liquidación anual, que efectuará Osinergmin de acuerdo a lo indicado en el numeral 7 del Anexo N° 7 del CONTRATO, de un monto adicional agregado a la RA del año siguiente (RA(n+1)) igual a la sumatoria de la remuneración extraordinaria de cada Ampliación Menor puesta en servicio durante el año anterior.

Cabe indicar que, para el período mayo 2021 - abril 2022 no se considerará ninguna Ampliación Menor para el cálculo de la liquidación anual, en tanto no ha sido comunicada la puesta en servicio de ningún tipo de estas instalaciones.

Total de Ampliaciones

Según lo previsto en la cláusula 4 del contrato de concesión, el monto de inversión definitivo de cada Ampliación es el determinado en el respectivo informe de auditoría aprobado por el MINEM. A continuación, se describen las inversiones previstas en cada adenda de Ampliación y las consignadas en los respectivos informes de auditoría.

De este modo, de acuerdo con el procedimiento especificado en el numeral 4 del Anexo Nº 7 del CONTRATO, la RAA corresponde a la sumatoria de las Ampliaciones N 1 a N° 19. El resumen de las inversiones consideradas para efectos del presente proceso se muestra en el Cuadro M.22.

Cuadro M.22

Inversiones para el total de Ampliaciones

Ampliación	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación Nº 1	31 746 444	36 808 819
Ampliación Nº 2	34 077 429	35 020 600
Ampliación Nº 3	15 156 576	16 517 865

Ampliación	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación Nº 4	3 417 391	4 843 151
Ampliación Nº 5	26 985 278	42 135 446
Ampliación Nº 6	20 860 637	21 839 967
Ampliación Nº 7	22 739 737	22 724 682
Ampliación N° 8	3 066 672	3 160 234
Ampliación N° 9	29 736 646	33 843 328
Ampliación N° 10	4 731 811	4 341 294
Ampliación N° 11	5 811 529	10 676 751
Ampliación N° 12	7 078 606	8 662 522
Ampliación N° 13 – Hito A	8 862 246	10 261 510
Ampliación N° 13 – Hito B	2 133 427	7 150 681
Ampliación N° 13 – Hito C	1 180 897	2 033 555
Ampliación N° 14	15 756 142	24 361 584
Ampliación N° 15	44 631 096	56 947 055
Ampliación N° 16	10 003 443	16 364 100
Ampliación N° 17	28 809 364	29 380 856
Ampliación N° 18	11 305 179	13 762 359
Ampliación N° 19.1	920 021	1 191 007
Ampliación N° 19.2	6 117 674	6 142 286
Ampliación N° 20.1	4 399 730	6,653,689
Ampliación N° 20.2	3 519 469	4,466,988
Ampliación N° 20.3	6 742 311	7,523,457
Ampliación N° 20.4	3 708 832	4,563,419
Ampliación N° 20.5	2 432 821	3,676,863
Ampliación N° 21	13 269 002	13 269 002 (*)
Total	**348 397 252**	**448 323 070**

(*) No se cuenta con el Informe de Auditoría remitido por el MINEM

De acuerdo a lo señalado en la cláusula 13.6.1 del CONTRATO, para determinar la RAA se ha considerado una vida útil de 26 años para la Ampliación N° 1, 25 años para la Ampliación N° 2, 24 años para la Ampliación N° 3, 24 años para la Ampliación N° 4, 23 años para la Ampliación N° 5, 22 años para la Ampliación N° 6, 21 años para la Ampliación N° 7, 22 años para el caso de la Ampliación N° 8, 21 años para el caso de la Ampliación N° 9, 20 años para el caso de las Ampliaciones N° 10, N° 11, N° 12, N° 13, N° 14, N° 15, N° 16, N° 17, N° 18, N° 19, N° 20 y N° 21.

Sobre los Bienes Retirados

Por otro lado, de acuerdo con el CONTRATO, en caso de que las Ampliaciones impliquen el retiro de Bienes de la Concesión se debe deducir el monto de la operación y mantenimiento de los bienes retirados; para ello, se debe aplicar el mismo porcentaje establecido en el ítem b) del numeral 4.2 del Anexo Nº 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinergmin.

En ese sentido, en el presente proceso se mantienen los descuentos por montos por concepto del COyM de los Bienes Retirados producto de las Ampliaciones de la 1 a la 20, para dar cumplimiento con lo establecido en el literal (c) del numeral 4.2 del Anexo N° 7.

Sobre las Instalaciones Provisionales

Al respecto, se mantienen los montos de COyM de las instalaciones provisionales identificadas correspondientes a las Ampliaciones N° 5 (SET Azángaro y SET Piura Oeste), N° 9 (SET Guadalupe – incluye elementos alquilados – y SET Huacho) y N° 12 (SET Puno) y N° 19.1 (Instalación Provisional de la SET Piura Oeste).

Con base a lo anterior, el monto estimado de la RAA, expresado al 30 de abril de 2025, asciende a un total de USD 92 666 374.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 23 (2024-2025)

Conforme a lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo N° 7 del CONTRATO, Osinergmin debe reajustar anualmente la RAG sobre la base de la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América. Para tal fin, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según las leyes aplicables.

Asimismo, es del caso indicar que mediante Oficio N° 335-2017-MEM/DGE, recibido el 16/02/2017, el MINEM remitió, entre otras, las Adendas del contrato de concesión de Red de Energía del Perú S.A., mediante las cuales se ha reemplazado el Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy) por el Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy) publicados ambos por el Departamento del Trabajo del Gobierno (Bureau of Labor Statistics). Al respecto, en dichas adendas se señala que el cambio obedece a la discontinuidad del Índice WPSSOP3500, el cual dejó de ser publicado en diciembre de 2015, adendas suscritas que se están considerando en la presente regulación.

En consecuencia, en el presente informe se utiliza el valor del índice de 248,345, correspondiente al valor del mes de setiembre de 2023 (Ver Anexo P). Cabe indicar que, de acuerdo al contrato de concesión, se señala que se utilizará el último dato definitivo disponible a la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas según las leyes aplicables. Este valor implica un ajuste de la RAG de 248,345/149,9 =1,6567; en consecuencia, se tiene:

RAG (23) = USD 58 638 000 x 1,6567= USD 97 145 575

Asimismo, el valor de la RAA, expresada al 30 de abril de 2025, asciende a USD 92 666 374, como se indicó en el numeral M.1.

Por otro lado, de acuerdo con el CONTRATO, en caso de que las Ampliaciones impliquen el retiro de Bienes de la Concesión se debe deducir el monto de la operación y mantenimiento (COyM) de los Bienes Retirados; para ello, se debe aplicar el mismo porcentaje establecido en el ítem b) del numeral 4 del Anexo Nº 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinergmin. Al respecto, conforme se indica en el numeral M.1, se mantienen los descuentos determinados en regulaciones anteriores para las Ampliaciones de la 1 a la 20, así como el descuento por las instalaciones provisionales ejecutadas por las Ampliaciones.

El monto de la RAG sumado con el valor de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

RA = USD 97 145 575 + USD 92 666 374 = USD 189 811 949

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, REP remitió documentación a través de la plataforma SILIPEST y por medio del correo electrónico silipest@osinergmin.gob.pe, en los medios y plazos establecidos en el PROCEDIMIENTO. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el PROCEDIMIENTO.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2023 a abril de 2024 se presenta en el Cuadro M.23.

Cuadro M.23

LIQUIDACION DE LA RA
Período: Mayo 2023 a Abril 2024

	Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente					RA mensual		Saldo de liquidación
			US D	RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2024 USD	USD	Valor a Abril del 2024 USD	Valor a Abril del 2024 USD
1	Mayo	vie, 12/05/2023	3.659	16,013,649	38,782,026	54,795,675	14,975,588	16,615,002	14,432,858	16,012,858	-602,144
2	Junio	mié, 14/06/2023	3.652	16,013,649	38,556,226	54,569,875	14,942,463	16,422,422	14,432,858	15,862,344	-560,078
3	Julio	vie, 14/07/2023	3.567	16,013,649	38,520,772	54,534,421	15,288,596	16,644,897	14,432,858	15,713,244	-931,653
4	Agosto	lun, 14/08/2023	3.703	16,013,649	38,720,202	54,733,851	14,780,948	15,940,954	14,432,858	15,565,546	-375,408
5	Septiembre	jue, 14/09/2023	3.712	16,013,649	38,677,415	54,691,064	14,733,584	15,740,514	14,432,858	15,419,236	-321,278
6	Octubre	vie, 13/10/2023	3.850	16,013,649	38,975,859	54,989,508	14,282,989	15,115,695	14,432,858	15,274,301	158,606
7	Noviembre	mar, 14/11/2023	3.777	16,013,649	38,897,212	54,910,861	14,538,221	15,241,186	14,432,858	15,130,729	-110,458
8	Diciembre	jue, 14/12/2023	3.772	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,611,000	15,173,506	14,432,858	14,988,506	-185,000
9	Enero	vie, 12/01/2024	3.696	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,911,443	15,339,958	14,432,858	14,847,620	-492,338
10	Febrero	mié, 14/02/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,486,345	14,432,858	14,708,058	221,713
11	Marzo	jue, 14/03/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,350,179	14,432,858	14,569,808	219,629
12	Abril	vie, 12/04/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	14,215,293	14,432,858	14,432,858	217,565
	Total							**185,285,952**		**182,525,108**	**-2,760,844**

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 22 (Valores expresados al 30/04/2024)

RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliaciones (USD) (B)	(R)	Recalculo RA a Liquidar 22 (USD) (C=A+B+R)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidacion USD (E=C-D)	Recuperación del ITF (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD) (M)	Liquidación Total (USD) (H=E+F+G+M)	Valor al 30/04/2025 Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I)
182,525,108			182,525,108	185,285,952	-2,760,844	21,863	514		**-2,738,467**	-3,627,532

Monto percibido por R **560,450**

ACTUALIZACIÓN DE LA RA (Valores expresados al 30/04/2025)

RAG (Actualizada Año 23) (USD) (J)	RAA (USD) (K)	RA (USD) (L=J+K)	Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I)	RA año 23 (USD) (L+I)
97,145,575	92,666,374	189,811,949	-3,627,532	**186,184,417**

Cabe señalar que, para cada adenda de Ampliación, la remuneración anual se determina considerando el monto de inversión determinados en el informe de auditoría y la fecha de puesta en operación comercial consignada en el acta correspondiente. Para los casos en donde no se cuente con la información del monto de inversión auditado y/o la fecha de puesta en operación comercial, se utiliza la inversión y plazo estimado señalado en la adenda de Ampliación. Por ello, REP deberá alcanzar el acta de puesta en operación comercial y el informe de auditoría de las ampliaciones que no cuenten aún con dicha información a efectos de corregir los valores de la liquidación de ingresos.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, el saldo de la Liquidación del Periodo mayo 2023 - abril 2024, expresada a fines de abril de 2025, asciende a un saldo negativo de USD 3 627 532.

Al respecto, en el presente proceso se ha determinado un monto en exceso percibido por REP en el periodo mayo 2023 – abril 2024, por un error material en el cálculo del tipo de cambio para los meses de enero a abril 2024, equivalente a USD 560 450. Este monto se procede a descontar en la Liquidación Anual del presente proceso.

Por otro lado, cabe señalar que, se ha verificado la información reportada por REP en el portal SILIPEST, no observándose ningún cambio en los reportes de enero a abril 2023. Sin perjucio de ello, conforme al numeral 6.1 del Procedimiento de Liquidación (resolución N° 055-2020-OS/CD), es importante acalarar que, en caso el Concesionario proporcione información no veraz y/o incompleta, Osinergmin podrá proceder a iniciar un procedimiento administrativo sancionador y se requerirá la devolución a los afectados correspondientes de lo cobrado en exceso, debidamente actualizado con la tasa destablecida en el artículo 79 de la LCE.

M.2.3 Recupero del ITF

Por otro lado, de acuerdo a lo establecido en la Cuarta Cláusula de la Adenda al CONTRATO suscrita del 26 de julio del 2006, se debe agregar el monto de Recuperación por ITF del periodo mayo 2023 – abril 2024 a la Liquidación;

dicho monto comprende USD 21 863 por ingresos de la RA y USD 514 por ingresos adicionales a la RAG. De este modo, el resultado de la liquidación, expresado al 30 de abril de 2024, es el siguiente:

- USD 2 738 467 = - USD 2 760 844 + USD 21 863 + USD 514

En ese sentido, expresado al 30 de abril de 2025, el resultado de la liquidación es igual a un monto de USD -3 627 532.

El detalle del cálculo del ITF efectuado se muestra en los Cuadros M.24 y M.25.

Cuadro M.24

ITF de Ingreso por la RA

		Tipo de Cambio		Facturación Mensual						
Nro	Período	Fecha	Cambio (USD)	RA1	RA2	Total	Total USD	Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)
1	Mayo	12/05/2023	3.659	16,013,649	38,782,026	54,795,675	14,975,588	0.0118%	1,767	1,961
2	Junio	14/06/2023	3.652	16,013,649	38,556,226	54,569,875	14,942,463	0.0118%	1,763	1,938
3	Julio	14/07/2023	3.567	16,013,649	38,520,772	54,534,421	15,288,596	0.0118%	1,804	1,964
4	Agosto	14/08/2023	3.703	16,013,649	38,720,202	54,733,851	14,780,948	0.0118%	1,744	1,881
5	Septiembre	14/09/2023	3.712	16,013,649	38,677,415	54,691,064	14,733,584	0.0118%	1,739	1,857
6	Octubre	13/10/2023	3.850	16,013,649	38,975,859	54,989,508	14,282,989	0.0118%	1,685	1,784
7	Noviembre	14/11/2023	3.777	16,013,649	38,897,212	54,910,861	14,538,221	0.0118%	1,715	1,798
8	Diciembre	14/12/2023	3.772	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,611,000	0.0118%	1,724	1,790
9	Enero	12/01/2024	3.696	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,911,443	0.0118%	1,760	1,810
10	Febrero	14/02/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	0.0118%	1,677	1,709
11	Marzo	14/03/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	0.0118%	1,677	1,693
12	Abril	12/04/2024	3.877	16,013,649	39,099,043	55,112,692	14,215,293	0.0118%	1,677	1,677
								Valor expresado al 30/04/2025		**21,863**

Cuadro M.25

ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

		Tipo de Cambio					
Nro	Período	Fecha	Cambio (USD)	Facturación Mensual (USD)	Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)
1	Mayo	12/05/2023	3.659	337,104	0.0118%	39.78	44
2	Junio	14/06/2023	3.652	328,317	0.0118%	38.74	43
3	Julio	14/07/2023	3.567	343,471	0.0118%	40.53	44
4	Agosto	14/08/2023	3.703	340,864	0.0118%	40.22	43
5	Septiembre	14/09/2023	3.712	393,338	0.0118%	46.41	50
6	Octubre	13/10/2023	3.850	329,191	0.0118%	38.84	41
7	Noviembre	14/11/2023	3.777	338,805	0.0118%	39.98	42
8	Diciembre	14/12/2023	3.772	348,423	0.0118%	41.11	43
9	Enero	12/01/2024	3.696	354,823	0.0118%	41.87	43
10	Febrero	14/02/2024	3.877	339,993	0.0118%	40.12	41
11	Marzo	14/03/2024	3.877	339,993	0.0118%	40.12	40
12	Abril	12/04/2024	3.877	339,993	0.0118%	40.12	40
					Valor expresado al 30/04/2025		**514**

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo 2024 – 2025 resulta en USD 186 184 417, expresado al 30 de abril de 2024, conforme se muestra en el Cuadro M.26.

Cuadro M.26

Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	**186 184 417**
Remuneración Anual Garantizada RAG	97 145 575
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	92 666 374
Total RA	**189 811 949**
Liquidación Anual de la RA	-3 092 145
Saldo a favor del ITF	24 487
Recuperación del ITF Adic a la RAG	576
Ampliación menor	0
Total RA	**186 744 866**

M.3 Remuneración de la RA

De acuerdo con el CONTRATO, Osinergmin debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores, para asegurar que la RAG debidamente ajustada y la RA sean íntegramente pagadas a REP. Para este fin, en el Anexo N° 7 del CONTRATO se establecieron las siguientes consideraciones:

- La RA(n) comprende los siguientes conceptos: RA1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación (Pago de los Generadores) y la RA2(n) que debe ser pagada por los consumidores finales por el SPT y SST.
- El monto de la RA1(n) que corresponde ser pagado por las instalaciones de Generación, debe ser establecido por Osinergmin, antes del 30 de abril del año "n". Este monto debe ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de dichas instalaciones de transmisión. Asimismo, se establece que el procedimiento para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales se debe basar en la determinación de los "Factores de Distribución Topológicos"[43].
- El pago de los consumidores finales RA2(n) se debe establecer mediante la siguiente diferencia:

$$RA2(n) = RA(n) - RA1(n).$$

- El pago RA2(n) tiene dos componentes: El primero, llamado $RA_{SST}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión), que está compuesto por las tarifas y compensaciones por el SST, y el segundo, llamado $RA_{SPT}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Principal de Transmisión) que lo componen: el Ingreso Tarifario Esperado y el Peaje por Conexión del SPT; los que deben establecerse mediante el procedimiento señalado en el numeral 5.2 del Anexo 7 del CONTRATO:

"…

A. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de aplicación a la demanda ($RA_{SST}(n)$), de conformidad con las Leyes Aplicables y en particular según lo establecido en el artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo No 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de

[43] "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997

la $RA_{SST}(n)$ no se deben incluir las instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG aplicables a la demanda.

B. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión ($RA_{SPT}(n)$), de conformidad con las Leyes aplicables.

C. Se calcula la suma ($RA_{SST}(n)$+ $RA_{SPT}(n)$).

D. Si la suma calculada en C) resulta superior al valor de $RA_2(n)$, se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los Usuarios Regulados comprendidos en la $RA_{SST}(n)$, hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$. Si aún con dicho reajuste subsistiese alguna diferencia, se efectuará un reajuste en el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, hasta alcanzar la igualdad indicada.

E. Si la suma calculada en C) fuese inferior al valor de la RA2(n) se reajustará el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$

...

El procedimiento para el cálculo del pago de los consumidores, o cualquier parte de la metodología descrita para este fin, podrán ser modificados por el Osinergmin, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la RA2(n) y sin afectar el cálculo de la $RA_2(n)$."

M.3.1 Determinación del Pago de los Generadores – RA1 (23)

Para el periodo 2024 – 2025, se consideran las compensaciones fijadas para las instalaciones de REP en la Resolución que fija Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2021 hasta abril de 2025 (Resolución070-2021-OS/CD y modificatorias).

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (23), asciende a la suma de USD 53 789 264, expresado al 30 de abril de 2025.

M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(23)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(23)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 23, RA2(23), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(23) = RA(23) - RA1(23)$$

Donde:

RA2(23) : Componente de la RA correspondiente al año 23, asignado a la demanda.

RA(23) : Es la RA actualizada al año 23 determinada en M.3.

RA1(23) : Componente de la RA correspondiente al año 23, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(23), para el año 23, es igual a USD 132 395 153, tal como se muestra en el Cuadro M.27.

Cuadro M.27
Determinación del Pago de los Consumidores – RA2 (23)

Concepto	USD
Remuneración Anual (23)	186 184 417
Pagos generadores RA1 (23)	53 789 264
Pagos consumidores RA2 (23)	132 395 153

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RASST(23)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RA2(23) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(23): Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores de acuerdo con las leyes aplicables al mismo.
- RA_{SST}(23): Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.

De este modo, se ha determinado que para el periodo 2024 – 2025, los ingresos por concepto del SST serían USD 25 280 179 (USD 23 589 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 25 256 589 por concepto de Peajes del SST), así mismo, de acuerdo con el análisis efectuado en la presente fijación, el costo total anual del SPT sería USD 20 259 176. La suma de ambos montos resulta en USD 45 539 355, que es menor a la RA2(23), en USD 86 855 798. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados. En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en USD 107 114 974 (ver Cuadro M.28).

Cuadro M.28
Determinación de la RASST y RASPT (22)

Concepto	USD
RA	**186 184 417**
RA1	**53 789 264**
RA2	**132 395 153**
RA2 SST	**25 280 179**
ITA	23 589
PSST	25 256 589
RA2 SPT	**107 114 974**

Anexo N: Precio Básico de Potencia

N.1 Análisis de la Propuesta del Subcomité de Generadores

N.1.1 Propuesta del Subcomité

El Subcomité de Generadores ("SCG") señala que su propuesta contempla las siguientes modificaciones respecto de la Fijación de Precios en Barra de mayo 2023 – abril 2024:

a) En cuanto a la Central Termoeléctrica

i. Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta

El SCG ha determinado la "Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CE ISO)" y el "Precio FOB de la Unidad de Punta (FOB TG)" considerando los siguientes dos modelos de turbinas: AE94.2k y SGT5-2000E; , los cuales están disponibles en la última edición de la revista GTHW.

ii. Costo de Adquisición de Terreno

El SCG actualiza el costo de la partida reconocida en la Fijación de Precios en Barra de mayo 2023 – abril 2025, mediante la aplicación de un nuevo factor de ajuste; para ello, establece una metodología de cálculo. Al respecto, el SCG manifiesta que el factor de actualización actual no refleja adecuadamente el costo de adquisición de terreno en Lima; por consecuencia indica que, el valor de "Costo de Adquisición de Terreno" reconocido dentro del cálculo del Precio Básico de Potencia (PBP) es inferior a los costos del mercado. Por ello, el SCG plantea una metodología de cálculo que establece en primer lugar el área de terreno, para ello considera el área de 14 000 m2, según señala, se ha obtenido en la "Matriz de costos de inversión aplicable a centrales térmicas de ciclo simple"; por otra parte, establece un precio del área del terreno, como referencia en la oferta encontrada de los terrenos industriales en el corredor Lurín con un precio promedio de 182 USD/m^2.

iii. Pruebas y Puesta en Marcha

El SCG propone actualizar el costo de la partida de Pruebas y Puesta en Marcha de la central de punta en USD 1 231 004, en donde, se aprecia que dicha partida, se estima un tiempo promedio de pruebas de operación de 5 393 minutos y el uso de 856 484 Galones de combustible asociado.

b) En cuanto a los costos de Conexión Eléctrica

i. Precio FOB

Se actualizaron los costos que conforman el Precio FOB con información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión del año 2023. Al respecto, con relación a dicho Precio FOB, propone se obtenga mediante la actualización a diciembre 2022 de los costos del equipamiento de transmisión que son parte de la mencionada Base de Datos.

ii. Otras Partidas

Los costos de la Fijación Tarifaria del año 2023 correspondiente a "Transporte y Seguro Marítimo, Aranceles ad-valoren, Gastos de desaduanaje, Transporte local, etc.", fueron escalados con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera de manera similar a lo descrito en lo correspondiente al costo de la "Central Térmica".

c) En cuanto al Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

Señala que no fue necesario actualizar el rubro "Sueldo bruto USD/mes" de los costos fijos de personal debido a que están expresados en dólares americanos. Asimismo, menciona que para el "Costo Fijo de Operación y Mantenimiento" se actualizó el monto regulado por Osinergmin en la fijación tarifaria de 2023, por el factor de ajuste en moneda extranjera determinado por la variación del índice IPP serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del United States Department of Labor.

N.1.2 Análisis de la Propuesta

A continuación, se presenta el análisis de la propuesta del SCG:

a) Respecto de las modificaciones propuestas en los costos de la Central Termoeléctrica:

i. Sobre el Precio FOB y Capacidad Estándar: Se ha procedido a revisar el cálculo efectuado por el SCG, conforme se detalla en la sección N.2 del presente Anexo, incluyendo la última edición de la revista disponible que corresponde a la revista GTHW 2023, Volumen 38.

ii. Sobre el Costo de Adquisición de Terreno: En principio cabe indicar que el numeral 7.1.6 del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia, aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD (en adelante "Procedimiento"), no reconoce explícitamente el costo de adquisición del terreno para la construcción de la planta térmica, como parte de los montos de inversión a ser reconocidos a la empresa generadora a través del PBP.

Al respecto, es necesario precisar que en la determinación PBP se ha considerado una remuneración asociada al terreno (costo de adquisición del terreno), que está vinculada a temas diferentes a la adquisición del derecho de propiedad del área superficial; la cual, fundamentalmente comprende "Gestiones de adquisición del terreno" y "Gestiones de adecuación (administrativa y técnica) durante la vida útil y al final de la fase de cierre".

Por tanto, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2023, mediante el respectivo factor de ajuste.

iii. Sobre Pruebas y Puesta en Marcha: En principio cabe precisar que la actualización de las partidas económicas de la estructura de costos, es conforme al numeral 10.4 del Procedimiento, el cual involucra el factor de variación del Tipo de Cambio y los Precios al Por Mayor.

Al respecto, sobre la propuesta de actualización del SCG de la partida "Pruebas y Puesta en Marcha", señalar que el Procedimiento, considera básicamente el costo de personal y equipos del proveedor necesarios para realizar las pruebas previas a la puesta en operación de la planta, en ese sentido, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2023, mediante el respectivo factor de ajuste.

iv. Otras Partidas: Respecto del "Montaje electromecánico, Supervisión, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio", dado que no se ha efectuado una revisión detallada de los costos reconocidos en la regulación del año 2023, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSFD4131 entre marzo de 2023 y enero de 2024 para ajustar los costos en moneda extranjera. En tanto, para el caso de los costos en moneda nacional, se ajustan los costos de la regulación del año 2023 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio entre marzo de 2023 y enero de 2024.

b) Con relación a los costos de la Conexión Eléctrica:

i. Precio FOB: El precio FOB propuesto por el SCG es el resultado de la actualización de los costos de elementos de transmisión que son parte de la Base de Datos de los Módulos Estándar de Transmisión del año 2023. Al respecto, se debe indicar que se encuentra vigente la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión del año 2023 fijada con Resolución N°012-2024-OS/CD que consigna lo resuelto en los recursos de reconsideración (MOD_2024), cuyos costos reconocidos están vigentes para su aplicación directa.

ii. Otras Partidas: Para las partidas "Transporte local, Obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local y Supervisión" se ha procedido al ajuste de los costos de la regulación del año 2023 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio de marzo de 2023 y enero de 2024. En cuanto a los Gastos Generales - Utilidad Contratista, estos se determinan como el 10% de las partidas antes señaladas, manteniendo el mismo criterio al reconocido en los costos de la Central Termoeléctrica.

Con relación a los "Intereses Durante la Construcción" se ha empleado la Tasa TAMEX vigente al 31 de enero de 2024, de 11,0784%, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú.

c) En cuanto al "Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento"

En cuanto al "Costo Fijo de Operación y Mantenimiento", el SCG aplicó un factor de ajuste al monto regulado por Osinergmin en la fijación tarifaria de 2023, en lugar de aplicar el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado mediante Resolución Nº 260-2004-OS/CD, (en adelante "el Procedimiento").

Por lo mencionado, se ha procedido a determinar estos costos de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, conforme se detalla en las secciones N.3 y N.4 del presente anexo.

N.2 Capacidad ISO y Precio FOB

Se obtuvo el Precio Básico de Potencia conforme a la aplicación del Procedimiento habiéndose actualizado el valor de la Tasa activa promedio en moneda extranjera, TAMEX al 31 de enero de 2024, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú (http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-de-la-nota-semanal.html) con información de la Superintendencia de Banca y Seguros (http://www.sbs.gob.pe).

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se ha verificado que en la última publicación del GTWH, disponible al 31 enero de 2024, dos unidades tienen Capacidades Estándar (CE_{ISO}) que se encuentran dentro de los límites y condiciones

exigidas en los numerales 6.3.2 y 6.3.3 del Procedimiento[44]: SGT5-2000E y AE94.2K.

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 182,51 MW y un precio FOB_{TG} de 43 070 miles USD, de conformidad con lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1 del Procedimiento. En el Cuadro N.1 se detallan los valores utilizados en el cálculo del CE_{ISO} y el FOB_{TG} de la unidad de punta.

Cuadro N.1

CE_{ISO} y FOB de la Turbina a Gas

[44] 6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será al menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):

$$Min(3{,}5\% * MD_{año}, 75\% * P_{EFMC}) \leq CE_{ISO} \leq P_{EFMC} \ldots (1)$$

Donde:

$MD_{año}$: Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.

Min : Función mínimo valor.

PEFMC : Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema para el momento en que se presenta la propuesta.

6.3.3. La capacidad estándar de la unidad de punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} \times FCTC \times FCCS \ldots (2)$$

Donde:

$CCBGN_{ISO}$: Capacidad nominal ISO (en Megavatios), en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, obtenida como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH, considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz.

FCTC : Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2. En caso se modifique el combustible o el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

FCCS : Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876, resultado del producto de los siguientes factores para el caso de turbinas a gas: factor por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

	EDICIÓN REVISTA GTWH (1)	SGT5-2000E		AE94.2K	
		miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW
1	GTWH 2007 / 2008	37 800,00	168,00		nd
2	GTWH 2009	40 853,00	168,00		nd
3	GTWH 2010	38 625,10	168,00		nd
4	GTWH 2012 (2)	44 892,00	166,00	46 412,10	170,00
5	GTWH 2013	43 070,00	166,00	44 430,00	170,00
6	GTWH 2014 / 2015	46 000,00	172,00	47 800,00	185,30
7	GTWH 2016 / 2017	44 400,00	187,00	46 000,00	185,00
8	GTWH 2018 / 2019	46 500,00	187,00	47 400,00	185,00
9	GTWH 2019 / 2020	42 000,00	187,00	43 000,00	190,00
10	GTWH 2020	42 000,00	187,00	41 500,00	190,00
11	GTWH 2021	42 000,00	187,00	41 000,00	190,00
12	GTWH 2022	44 000,00	187,00	42 500,00	190,00
13	GTWH 2023	47 000,00	187,00	45 700,00	190,00

Número de publicaciones		5,00		5,00
Promedio	43 400,00	187,00	42 740,00	190,00

CE_{ISO}	182,51	MW

Valor FOB_{TG}	43070	miles US $

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal, se mantienen los costos establecidos en el proceso de regulación de los Precios en Barra de mayo 2024 – abril 2025. El costo de personal de la unidad de punta se muestra en el Cuadro N.2.

Cuadro N.2

Costos Fijos de Personal

Descripción	Cant	Sueldo bruto USD/mes	Sueldobruto USD/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3 902	46 828
Gerente de Operaciones	1	2 963	35 559
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2 963	35 559
Jefe de turno	2	2 414	57 944
Operadores (dos turnos)	4	1 310	62 868
Supervisor mecánico	1	2 414	28 972
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2 414	28 972
Personal de mantenimiento	4	1 310	62 868
Seguridad industrial	1	1 200	14 400
Personal de seguridad	11	500	66 000
Total anual			439 970
Leyes sociales	43,75%		192 487
Gastos generales	30%		131 991
Seguros Multiriesgo			312 733
Total anual			1 077 180

Como se puede apreciar, para la determinación de los costos fijos de personal, se considera la estructura de personal necesario para operar y mantener en forma

eficiente la central, de acuerdo con lo que establece el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia. Es así que, adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos, el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (apoyo que puede estar dado, entre otros, por las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se ha actualizado el valor de los Seguros Multiriesgos, los cuales como en anteriores regulaciones corresponden al 5% del costo total de inversión en la central de punta y su conexión al sistema.

N.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El literal a) del numeral 8.2.2 del Procedimiento señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento ("CFOyM") en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (igual a 182,51 MW para el presente periodo regulatorio).

Al respecto, el párrafo final del mismo numeral 8.2.2 expresa que *"Cuando el combustible utilizado no corresponda al diésel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CE_{ISO} determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada."*

En este sentido, se emplea la fórmula de cálculo de las EOH (Horas de Operación Equivalente) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para la unidad V84.3A, la cual se reproduce a continuación:

- Fórmula de Horas Equivalente (EOH) que reemplaza a la definida en el literal c) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

  *EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN*

  Dónde:

  a = 1, b = 0,068, c = 10

  HEO = Horas de Operación Equivalente

  *OBLOH = NAN*HOA = Horas Operación carga base*

  *HOD = b*OBLOH = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)*

  NAN = Numero de arranques normales = 200

  HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento, tal como se muestra en el Cuadro N.3.

Cuadro N.3

Mantenimientos	EOH
Combustor	8 000
Ruta de gases calientes	24 000
Mayor	48 000

Asimismo, se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a enero 2024 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a enero 2024, mediante la aplicación de los índices de la serie WPSFD4131 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del

CFOyM resultante igual a 855,81 miles de USD por año, conforme se muestra en el Cuadro N.4.

Cuadro N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

PEfectiva =	173,7	MW
Tasa =	12%	Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

	HEO	Costo KUS$
HPM =	8 000	

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
a = 1
b = 0,068
c = 10

EOH	Horas Equivalentes Operación
OBLOH	Horas Operación carga base
HOD	Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN:	Numero de Arranques
b:	Factor de carga punta
a:	Factor de operación carga base
c:	Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 200	2 400	2 600	2 800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2 214	2 427	2 641	2 854	3 068	3 281	3 495	3 708	3 922	4 135	4 349	4 562	4 776	4 990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS$)	6 952	9 182	10 135	11 179	12 061	13 121	13 946	16 124	17 044	18 077	18 941	19 916	20 728	23 222
Anualidad (KUS$)	931	1 229	1 357	1 497	1 615	1 757	1 867	2 159	2 282	2 420	2 536	2 666	2 775	3 109
Energía Anual (MWh)	34 743	69 487	104 230	138 973	173 717	208 460	243 203	277 947	312 690	347 433	382 177	416 920	451 663	486 407
Mant. Unitario (Mills/KWh)	26,79	17,69	13,02	10,77	9,30	8,43	7,68	7,77	7,30	6,97	6,64	6,40	6,14	6,39
CFNC Fijo (KUS$/año)	**855,81**													

N.5 Resultados Finales

Asimismo, de acuerdo con el Procedimiento, corresponde incluir el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) que han sido aprobados mediante la Resolución N° 199-2020-OS/CD.

Al respecto, la Resolución N° 199-2020-OS/CD fija para el periodo 01 de mayo 2021 hasta el 30 de abril de 2025, el valor del TIF en 4,18% y el valor del MRFO en 21,41%.

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 285,34 S//kW-año, conforme se muestra en el Cuadro N.5.

Cuadro N.5

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		43 070,00		43 070,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 076,75		1 076,75
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 722,80		1 722,80
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		366,96	366,96
Transporte local			221,22	221,22
Montaje electromecánico		753,14	1 176,51	1 929,65
Pruebas y puesta en marcha			533,73	533,73
Supervisión		342,23	512,17	854,40
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			319,54	319,54
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			131,44	131,44
Obras civiles			1 938,58	1 938,58
Suministro de sistema de combustible (inlcuye monitore continuo de emisiones)			1 491,49	1 491,49
Suministro de sistema contra incendio			204,30	204,30
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 329,65	1 329,65
Intereses Durante la Construcción (1)	7,11%	3 340,42	585,05	3 925,47
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		50 305,33	8 810,64	59 115,97

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 785,90		2 785,90
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,44		111,44
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,18	23,18
Transporte local			20,30	20,30
Obras civiles			39,91	39,91
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			144,35	144,35
Supervisión			52,11	52,11
Gastos Generales - Utilidad Contratista			25,67	25,67
Intereses Durante la Construcción (1)	7,11%	206,08	21,73	227,81
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 103,41	327,25	3 430,66

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA		**Miles USD / año**	**Miles USD / año**	**Miles USD / año**
Vida Util (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Central Térmica ($aCTI_{CT}$)		6 734,82	1 179,56	7 914,37
CONEXIÓN ELECTRICA		**Miles USD / año**	**Miles USD / año**	**Miles USD / año**
Vida Util (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Conexión Eléctrica ($aCTI_{CE}$)		385,27	40,63	425,89

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		**Miles USD / año**	**Miles USD / año**	**Miles USD / año**
Costo Fijo de Personal y Otros	(CFPyO)		1 077,18	1 077,18
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	(CFOyM)	855,81		855,81
Participación		77,64%	22,36%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento	(CFaOyMe)	10,59	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta	(aINV)	45,70	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar	(CCUPS)	56,29	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva	(CCUPE)	59,14	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia	(PBP)	74,93	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia	**(PBP)**	**285,34**	**S/. / kW-año**

Capacidad Estándar de la unidad de Punta	(CE_{ISO})	182,51	MW
Potencia Efectiva	(P_{EF})	173,7	MW
Factor de Ubicación	(FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema	(MRFO)	21,41%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad	(TIF)	4,18%	

(1) Tamex = 11,0784% vigente al 31.01.2024

Anexo O: Determinación del CUCSS

O.1 Aplicación del Procedimiento

En el presente anexo se describe el cálculo del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro conforme a la aplicación del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" (en adelante “el Procedimiento”), aprobado mediante Resolución Nº 651-2008-OS/CD, y modificado con Resolución Nº 152-2012-OS/CD, con la finalidad de incluir en dicho cargo las unidades de generación de las centrales termoeléctricas calificadas como Reserva Fría de Generación (en adelante “RF”), cuya concesión resultó de procesos de licitación realizados por PROINVERSION, en cumplimiento del Decreto Supremo N° 001-2010-EM.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se procedió a determinar el CCUPE [45] de acuerdo con lo que establece el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando dos escenarios: el primero, con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural; y el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural y diésel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente).

Para la determinación de los costos de inversión en el caso de operación con gas natural y diésel 2 (operación dual), se incluyen los costos adicionales respecto del caso de operación sólo con gas natural:

i) Instalaciones para garantizar el suministro del diésel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte del diésel 2; almacenamiento para una autonomía de 15 días y costo de mantener este stock; transferencia hacia sistema de limpieza y purificación del combustible líquido; tratamiento y separación de agua y partículas de sólidos del petróleo; almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.

ii) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN [46]; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.

iii) Instalaciones auxiliares: tanque, válvulas y conexiones para suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador; planta desmineralizadora; reservorio de almacenamiento de agua cruda; estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza del diésel 2, borras descargadas de tanques de almacenamiento y efluentes de rechazo de planta desmineralizadora, facilidades para transferencia a camiones cisterna que transportarán estos residuos a un relleno seguro.

Por otro lado, para la determinación de la potencia efectiva de la unidad se considera un factor de corrección por tipo de combustible (FCTC) equivalente a 0,9941 para el caso dual y para el caso de operación sólo con gas natural un FCTC igual a 1,000, manteniendo el resto de los factores de corrección

[45] Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

[46] Sistemas a base de cámaras de combustión en seco o DLN (Dry Low NO)

previstos en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, para la determinación de los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se utilizó un factor de operación en carga base "a" de la fórmula para la determinación de las horas de operación equivalentes (EOH) igual a 1,09 para el caso de la operación dual; en tanto, un factor "a" igual a 1,00 para el caso de la operación sólo con gas natural.

Con el cálculo del CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad que resulta del producto del Tipo de Cambio, el factor 0,0791 y la diferencia de los CCUPE. El Cuadro O.1 resume los resultados obtenidos.

Cuadro O.1

CCUPE y Costo Unitario Eficiente por Dualidad

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles USD	CFOyM miles US$	CCUPS US$/kW-año
Gas Natural	177,19	8 347,62	1 921,04	57,95
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	176,14	9 808,56	1 955,94	66,79
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,66	S/ /kW-mes		

Cargo unitario por MW dual	0,000367	S/./kW-mes

O.2 Costos de inversión adicionales

La presente sección contiene el detalle de la determinación de los costos de inversión adicionales a los considerados en el caso de la Unidad Dual de Referencia operando sólo con gas natural a que se refiere el numeral 5.2 del Procedimiento.

Cabe señalar que los costos adicionales por operar alternativamente con combustible diésel 2 dependen de la eficiencia (rendimiento) de la central puesto que, como se desarrolla más adelante, el dimensionamiento de ciertos elementos depende de la cantidad de combustible requerido, el cual tiene una relación directa con el rendimiento (a mayor rendimiento menor consumo de combustible y viceversa). En este sentido, corresponde aplicar lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (DL 1041), en cuanto a que debe considerarse los costos de inversión de una turbina a gas de alto rendimiento, la cual sobre la base de la información contenida en la publicación especializada Gas Turbine World Handbook para turbinas industriales implica una eficiencia de aproximadamente 39% en condiciones ISO, lo que equivale utilizando los factores de corrección contenidos en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia a una eficiencia de 36%[47] en sitio. Esta eficiencia es la que por tanto se toma en cuenta para la determinación de la inversión en la central térmica de alto rendimiento a que se refiere el DL 1041 y por tanto el valor del Costo Unitario Eficiente por Dualidad que permite recuperar estas inversiones.

O.2.1 Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diésel 2

a) Instalaciones de base

[47] Considerando los factores de corrección "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" (0,9804 por factor de corrección por combustible diesel 2; 0,9876 por factor de conexión al sistema de transmisión; y 0,9815 por factor de corrección por condiciones de sitio) se tiene 36% = 39%*0,9804*0,9876*0,9815.

Las instalaciones consideradas de base para el suministro de combustible a una central térmica con capacidad de operación dual son las que sirven para el abastecimiento de gas natural, en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones de referencia para el suministro de gas natural son las siguientes:

- Las instalaciones de alta presión corresponden al concesionario de transporte y al concesionario de distribución de gas natural y, por tanto, no comprenden a la central térmica ni a las inversiones en ductos de uso propio.
- Las instalaciones para el suministro de gas natural a la central térmica inician en una estación de regulación y medición, situada dentro del terreno de la central, con una presión en el lado de alta presión de máximo 50 bar y mínimo 30 bar.
- En correspondencia a lo anterior la estación de regulación y medición, se considera que no estará equipada con equipos calentadores del gas natural, para evitar el congelamiento al pasar por las válvulas reguladoras de presión. Igualmente se considera que no será necesario compresores.
- En la estación de regulación y medición, se consideran dos trenes de válvulas y equipos, para facilitar las labores de mantenimiento. Para esta estación se requieren obras civiles, instalaciones mecánicas y tuberías, así como instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Se incluye una tubería de alimentación en baja presión, desde la estación de regulación y medición a la unidad turbogas, parcialmente con un tramo enterrado y un tramo superficial.

b) Instalaciones adicionales

Son fundamentalmente las necesarias para garantizar el suministro del diésel 2 en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro del diésel 2, son las siguientes:

- Estación de descarga desde camiones cisterna, lo que comprende plataforma de maniobra de camiones, conexiones especiales para control de derrames, bombas de transferencia e instalaciones eléctricas.
- Tanques de almacenamiento del diésel 2 para una autonomía de 15 días, lo que comprende tanques construidos con planchas y perfiles de acero de calidad estructural bajo normas API y de acuerdo con la reglamentación vigente en el país, así como obras civiles incluyendo muros perimétricos para control de derrames.
- Planta de tratamiento y limpieza del diésel 2, lo que comprende obras civiles, equipamiento mecánico, instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Tanque de almacenamiento del diésel 2 limpio, con capacidad de almacenamiento para un día.
- Bombas de transferencia del diésel 2, entre tanques y de tanque diario a la unidad turbogas y sistema de tuberías.

- Sistema contra incendio en el área de tanques, que comprende equipos y tuberías para aplicación de sistema de espuma y sistema de rociadores de agua para enfriamiento de superficies de tanques.

O.2.2 Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2

Comprende el equipamiento necesario para la operación de la unidad turbogas, con capacidad de cambiar el combustible y poder emplear gas natural o diésel 2.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro dual de combustibles a la unidad turbogas, son las siguientes:

- Se considera el empleo de quemadores de tecnología DLN, con las características constructivas para operación dual.
- En la modalidad de operación con diésel 2, se requerirá conexiones para inyección de agua para el control de emisiones de NOx.
- Se incluye además del quemador, tuberías, válvulas e instrumentación para la capacidad de inyección regulada de ambos tipos de combustibles.

De acuerdo con la publicación especializada internacional Gas Turbine World Handbook, para los grupos turbogeneradores equipados para una operación en alternativa dual con petróleo y gas, los precios de los suministros son mayores en aproximadamente 10% respecto a un equipamiento estándar para operación con un solo combustible.

O.2.3 Instalaciones auxiliares

a) Suministro de agua desmineralizada para limpieza del diésel 2

Para el proceso de limpieza del diésel 2 en las unidades centrífugas, se considera la necesidad de agua desmineralizada, a razón de 5% del flujo de combustible líquido tratado.

A partir del caudal determinado se establecen los requerimientos de agua por día de operación. Esta información permite establecer el volumen del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para el abastecimiento de un día.

Complementariamente, se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

b) Suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador

Con la finalidad de atenuar las emisiones de NOx en el proceso de combustión con diésel 2 mediante quemadores de tecnología DLN, se considera la necesidad de inyectar agua desmineralizada a razón de 50% del flujo de combustible. Igual que en el caso anterior, el conocimiento de este flujo permite dimensionar el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para un día, el cual puede ser construido de fibra de vidrio o de acero con revestimiento interior.

Complementariamente, también se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

c) Planta para desmineralizar agua

Para poder obtener agua desmineralizada se requiere de una planta de tratamiento de agua DEMIN. Para ello se considera la tecnología de Osmosis Inversa, la cual deberá producir lo suficiente para obtener los

requerimientos diarios para la limpieza del combustible líquido y para la inyección al quemador, considerando una operación sólo en horas punta.

d) Abastecimiento de agua cruda

Adicionalmente a las instalaciones correspondientes a la planta DEMIN, se considera tuberías, válvulas y conexiones para el abastecimiento de agua cruda. Las premisas son las siguientes:

- La fuente de agua cruda que alimenta la planta de desmineralización considerada es vía algún proveedor mediante camiones cisterna.
- Se considera una cisterna fija la descarga desde los camiones.
- Bombas de transferencia de agua cruda
- Tanque de almacenamiento construido de acero con una capacidad de 720 m^3.
- Se considera obras civiles, obras mecánicas, tuberías, instalaciones eléctricas e instrumentación.

e) Instalaciones para manejo de efluentes

Se producirán los siguientes residuos:

- Borras en los tanques de almacenamiento de petróleo.
- Lodos provenientes de la planta de tratamiento y limpieza de petróleo diésel 2.
- Aguas de rechazo de la planta desmineralizadora.

Se considera un reservorio de almacenamiento de efluentes, conexiones para la descarga a camiones cisterna y plataforma de maniobra de los camiones.

O.3 Cargo para Unidades Duales de Generación que no integran una Planta de Reserva Fría

Conforme establece el procedimiento, para las unidades duales que no integran una central térmica de Reserva Fría (RF), el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se obtiene como el producto de las unidades calificadas como duales al 31 de marzo de 2024 y el Costo Unitario Eficiente por Dualidad dividido entre la demanda utilizada para el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. En este caso, al contarse con las unidades de generación termoeléctrica de las centrales de Ventanilla, Santa Rosa, Fénix y Oquendo[48] (que suponen una potencia calificada como dual de 853,694 MW[49]) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,313 S/ /kW-mes.

O.3.1 Fórmula de actualización

De acuerdo con el Procedimiento, el CUCSS para las unidades que no son RF se actualizará durante la vigencia de la Resolución de Precios en Barra cuando:

[48] Calificadas como duales mediante Resoluciones N° 2051-2009-OS/GFE, N° 3-2014-OS/GFE y N° 3-2016-OS/DSE/G (para las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla, la unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa y las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix).

[49] Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SICOES).

i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM[50], o

ii) En los casos en que varíen las Unidades Duales reconocidas, en este caso se aplicará un factor que refleje la variación del total de la potencia efectiva de las Unidades Duales.

Para reflejar lo anterior se utilizará la siguiente expresión:

$$CUCSS_{NRF} = CUCSS0_{NRF} \times FAPPM \times DP/DP_0$$

Donde:

$CUCSS_{NRF}$	:	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para las unidades que no son RF.
$CUSSS0_{NRF}$	:	0,313 S/ /kW-mes
FAPPM	:	Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
DP	:	Potencia efectiva del total de las Unidades Duales al último día útil del mes previo, en MW, de acuerdo con lo publicado en el Sistema de Información del COES.
DPo	:	853,694 MW, de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla, la unidad UTI5 y TG7 de la Central Santa Rosa y las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin al 31 de enero de 2024. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página http://sicoes.coes.org.pe/apppublico/FichaTecnica/FichaTecnica

O.4 Cargo para cada Planta de Reserva Fría

En el artículo 6 del DL-1041, se establece que Osinergmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro”.

Posteriormente, el MINEM incorporó disposiciones reglamentarias mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-EM (en adelante “DS-001-2010”), en cuyo artículo 1 establece que las centrales eléctricas que presten servicio de Reserva Fría y cuya concesión resulte de procesos conducidos por PROINVERSION, serán remuneradas por la Compensación Adicional por Seguridad de Suministro. En el marco de esta disposición reglamentaria se han adjudicado desde el 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las localidades de Puerto Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD se modificó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue aprobada mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, con la finalidad de precisar en ésta la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante “CUCSS”) que, de manera

[50] Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta aplicable de acuerdo con lo dispuesto por la resolución que fije los Precios en Barra.

diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por PROINVERSION bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales.

Conforme lo establece el Procedimiento para las unidades que integran una planta de Reserva Fría (RF), se tiene que determinar los cargos CUCSS para las centrales de Reserva Fría que se encuentran en operación o que ingresarán en operación comercial en el periodo de la presente regulación. En este sentido, corresponde establecer el cargo CUCSS de las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, las que se encuentran en operación comercial.

Al respecto, en los contratos de estas plantas de Reserva Fría con el Estado Peruano se establece una fórmula de reajuste que se aplicará para el precio de potencia ofertado, donde los valores bases se establecerán con las fechas de la Puesta en Operación Comercial (POC); de igual manera para la potencia efectiva contratada (MW) se establece un rango de variación de la misma, que la empresa adjudicada deberá definir cuando la unidad ingrese en Operación Comercial conforme lo establecen los Procedimientos Técnicos del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" y N° 42 "Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación".

En ese sentido, para los contratos de Reserva Fría de las Plantas Ilo, Talara y Puerto Eten, el precio ofertado tiene la siguiente fórmula de actualización desde la suscripción de sus respectivas adendas, que fueran informadas a Osinergmin:

$$Precio\ AJustado = Oferta \times Factor \times TC$$

$$Factor = a \times \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Para las Reservas Frías de las Plantas Puerto Maldonado y Pucallpa, los contratos establecen la siguiente fórmula de actualización, vigente desde la fecha de suscripción de sus respectivas adendas:

$$Precio\ AJustado = Precio\ por\ Potencia \times Factor \times TC$$

$$Factor = \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}}$$

Donde:

IPP	:	Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
IPP_{a3500}	:	Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
IPP_0	:	Valor del Índice WPSSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
IPP_{a4131}	:	Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPP_{a3500}. En tal sentido dicho valor es 193,0.
IPM	:	Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
IPM_0	:	IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

TC : Tipo de Cambio. Valor por referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al Tipo de Cambio promedio ponderado venta, o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC_0 : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Asimismo, en los mismos contratos se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y cuando el Factor varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

O.4.1 Procedimiento de actualización del precio de potencia punta

Para la presente fijación del CUCSS, correspondiente al periodo mayo 2024 – abril 2025, el Factor de las Plantas de Reserva Fría de Ilo, Talara, Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado no superan el 5%, respecto a la su última actualización, lo cual se detalla en el Cuadro O.2.

Cuadro O.2. Variación de Factor de Actualización del Precio de Potencia Ofertado

Reserva Fría	POC	a	b	Caso	IPM	IPP (3500)	IPP (4131)	TC	Índice	Variación (%)
Planta Ilo	21/06/2013	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1959	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2653	5,80%
				Acumulado (Dic-23)	278,865145	193,4	250,2	3,808	1,2717	0,51%
Planta Talara	13/07/2013	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1926	0,00%
				Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2618	5,80%
				Acumulado (Dic-23)	278,865145	193,4	250,2	3,808	1,2683	0,52%
Planta Eten	6/06/2015	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1774	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2462	5,84%
				Acumulado (Dic-23)	278,865145	193,4	250,2	3,808	1,2511	0,39%
Planta Pto. Maldonado	28/07/2016	-	-	Base (Actualización Abr-22)	-	-	233,5	-	1,1943	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	-	-	246,2	-	1,2591	5,43%
				Acumulado (Dic-23)	-	-	250,2	-	1,2796	1,63%
Planta Pucallpa	28/07/2016	-	-	Base (Actualización Abr-22)	-	-	233,5	-	1,1943	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	-	-	246,2	-	1,2591	5,43%
				Acumulado (Dic-23)	-	-	250,2	-	1,2796	1,63%

O.4.2 Procedimiento de liquidación y Determinación del Cargo CUCSS

Conforme al Artículo 7 de la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, corresponde realizar una liquidación de cargo CUCSS con la finalidad de garantizar que efectivamente lo recaudado corresponda con lo contratado.

Al respecto, el COES presentó el Informe Técnico COES/D/DO/SME-INF-013-2024 denominado “Compensaciones por Demora en el Arranque, Horas de Mantenimiento Programado Ejecutadas y Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo octubre – diciembre 2023”, donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2023.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2023.
3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2023.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de enero a abril de 2024, se obtuvieron los saldos de liquidación correspondiente a las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, los cuales serán incluidos en el cargo CUCSS de estas plantas para el periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025, conforme a los Cuadros O.3, O.4, O.5, O.6 y O.7.

Cuadro O.3
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Ilo

Planta Ilo		
Potencia	MW	460
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'098
Estimado Mayo 2024 - Abril 2025	S/	191'231'053
Saldo pendiente	S/	69'545
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	**S//kW-mes**	**2,199**

Cuadro O.4
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	196,07
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'861
Estimado Mayo 2024 - Abril 2025	S/	88'352'403
Saldo pendiente	S/	27'865
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	**S//kW-mes**	**1,016**

Cuadro O.5

CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Eten

Planta Eten		
Potencia	MW	230,00
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'505
Estimado Mayo 2024 - Abril 2025	S/	99'895'866
Saldo pendiente	S/	42'348
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Eten	**S//kW-mes**	**1,149**

Cuadro O.6

CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Pucallpa

Planta Pucallpa		
Potencia	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	11'517
Estimado Mayo 2024 - Abril 2025	S/	21'052'039
Saldo pendiente	S/	-8'326
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Pucallpa	**S//kW-mes**	**0,242**

Cuadro O.7

CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Maldonado

Planta Puerto Maldonado		
Potencia	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	14'755
Estimado Mayo 2024 - Abril 2025	S/	12'136'651
Saldo pendiente	S/	-2'392
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	**S//kW-mes**	**0,139**

Anexo P: Determinación de Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el DL-1002 que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables ("RER") para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo Nº 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante "Reglamento RER"), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL-1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el artículo 5 del DL-1002 y el artículo 19 del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía generada vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el artículo 7 del DL-1002 y el artículo 21 del Reglamento RER disponen que Osinergmin establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el artículo 19 del Reglamento RER.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD se aprobó la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables" (en adelante para el presente anexo "Norma") que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 072-2016-OS/CD.

Por consiguiente, en el marco del DL-1002 y el Reglamento RER, con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente; asimismo, el 23 de agosto de 2011, el 12 de diciembre de 2013 y el 16 de febrero de 2016 se efectuaron la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente.

En ese sentido, como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024 y los resultados de la aplicación de la Norma, se determinaron los cargos consignados en la Resolución N° 056-2023-OS/CD y su complementaria Resolución N° 113-2023-OS/CD que se muestran en el Cuadro P.1.

Cuadro P.1

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,108
C.H. Santa Cruz II	0,054
C.H. Santa Cruz I	0,049
C.H. Poechos 2	0,075

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Roncador	0,012
C.H. La Joya	0,092
C.H. Carhuaquero IV	0,178
C.H. Caña Brava	0,054
C.T. Huaycoloro	0,137
C.H. Huasahuasi I	0,071
C.H. Huasahuasi II	0,073
C.H. Nuevo Imperial	0,036
Repartición Solar 20T	0,419
Majes Solar 20T	0,420
Tacna Solar 20T	0,535
Panamericana Solar 20T	0,544
C.H. Yanapampa	0,028
C.H. Las Pizarras	0,173
C.E. Marcona	0,253
C.E. Talara	0,360
C.E. Cupisnique	0,829
C.H. Runatullo III	0,106
C.H. Runatullo II	0,125
CSF Moquegua FV	0,212
C.H. Canchayllo	0,011
C.T. La Gringa	0,054
C.E. Tres Hermanas	0,747
C.H. Chancay	0,186
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,107
C.H. Yarucaya	0,145
C.S. RubÍ	0,278
C.H. Renovandes H1	0,141
C.S. Intipampa	0,035
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,031
C.H. Angel I	0,040
C.H. Angel II	0,082
C.H. Angel III	0,077
C.H. Her	0,003
C.H. Carhuac	0,073
C.H. El Carmen	0,050
C.H. 8 de Agosto	0,085
C.H. Manta I	0,032
C.T. B. Callao	0,022
Total	**7,142**

Ahora, considerando las liquidaciones de cada central de generación RER, corresponde determinar las Primas que les serán aplicables a estas centrales conforme al procedimiento establecido en la norma.

P.1 Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL-1002, el Reglamento RER y los contratos suscritos como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER es el siguiente:

1. El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato[51]).
2. Al Generador RER se le asegura un Ingreso Garantizado igual al producto de su Tarifa de Adjudicación por su Energía Adjudicada, Cuando las inyecciones netas de energía en un Periodo Tarifario sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando el Factor de Corrección (definiciones 1.4.15, 1.4.18 y 1.4.36, y numeral 6.2.5 del contrato[52]).
3. Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto que. las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal de Corto Plazo (numerales 6.2.3 y 6.2.4 del contrato). Al respecto, el artículo 19 del Reglamento RER define que las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre la generación menos los retiros de energía por compromisos contractuales que tenga el Generador RER con terceros.
4. Se establecerá una Prima sólo en el caso que lo recaudado por ventas de energía (hasta por la Energía Adjudicada) y por potencia en el Mercado de Corto Plazo sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato[53]).
5. Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde mayo de 2023 hasta abril de 2024).
6. La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

---

[51] **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a suministrar al SEIN a la Tarifa de Adjudicación respectiva.

[52] **Factor de Corrección:** Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER respecto de la Energía Adjudicada. Se aplica cuando su valor es menor a uno (1.0). La energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER será determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.

Ingreso Garantizado: Ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

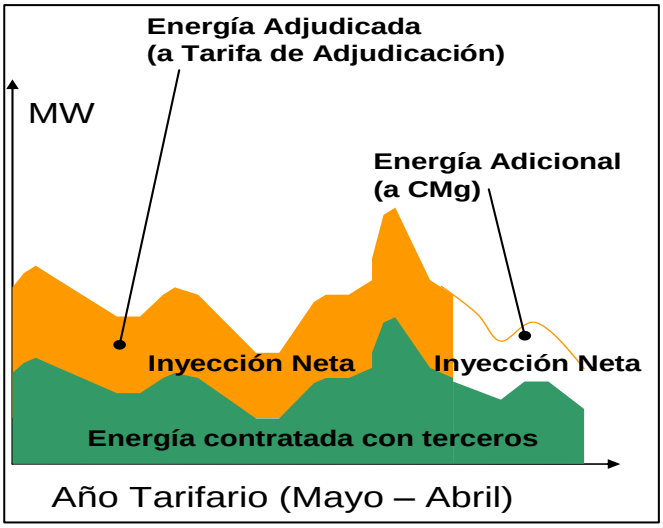
Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada durante el Plazo de Vigencia correspondiente, aplicando la fórmula de actualización establecida en las Bases a partir de la puesta en operación comercial.

[53] **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

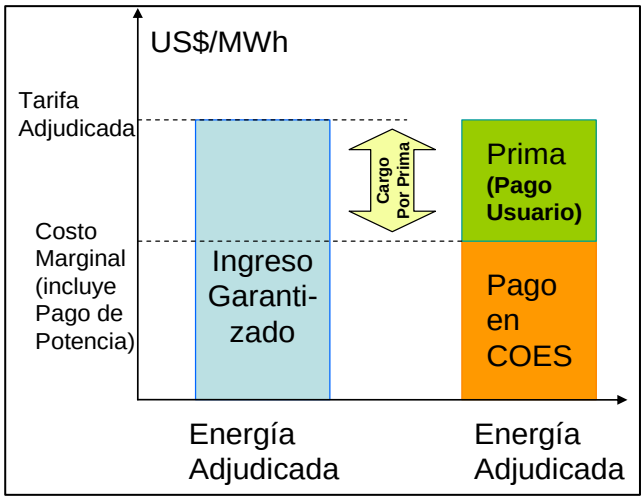
Todo lo anterior se muestra gráficamente en las Figuras P.1, P.2, P.3 para mejor entendimiento.

Figura P .1



Nótese que el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada (área anaranjada de la Figura P.1) se efectúa acumulando la energía desde el 01 de mayo hasta como máximo el 30 de abril del correspondiente Año Tarifario; en caso se verifique el cumplimiento antes de finalizado el Año Tarifario, la valorización de las inyecciones netas de energía que se produzcan de ahí en adelante no se toman en cuenta para efectos de la determinación de la Prima.

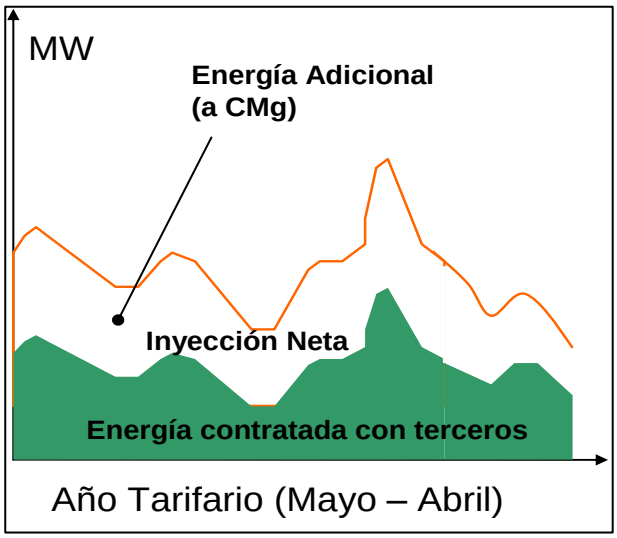
Figura P.2



Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de i) Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta, ii) Ventas de electricidad a terceros (otros generadores, Usuarios Libres o Usuarios Regulados) vía contratos bilaterales y iii) Ventas de energía excedente no contratada ni en subastas ni con terceros en el Mercado de Corto Plazo.

Lo anterior es consistente con el hecho que un Generador RER, de acuerdo con el DL-1002, puede operar en el SEIN sin la necesidad de haber participado de un proceso de Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. En cuyo caso la Figura P.1, quedaría modificada de la siguiente manera, pues no tendría obligación por Energía Adjudicada y por tanto tampoco tendría derecho a Prima alguna.

Figura P.3



P.2 Modificaciones a la propuesta del COES

Para el presente proceso de regulación de Precios en Barra, se ha considerado la información alcanzada por el COES mediante el informe COES/D/DO/SME-INF-014-2024 "Saldo mensual a compensar a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables (estimado/ejecutado) hasta abril 2024".

En este sentido, la propuesta de estimación de la Prima, acorde con lo descrito en la sección R.1, considera los siguientes aspectos:

1. Para todos los ingresos por potencia esperados durante el año tarifario, conforme al numeral 6.3.1 del contrato, los pagos por potencia son ingresos a cuenta del Ingreso Garantizado.
2. La proyección de los ingresos esperados por Prima de las centrales para los meses de enero 2023 a abril 2023, la cual será actualizada con los datos a ser entregados por el COES en sus informes trimestrales.
3. Se ha utilizado preliminarmente el último valor disponible del índice IPP de la serie WPSFD4131 que corresponde al mes de enero de 2024 (250,161), y será actualizado al valor de marzo de 2024.

P.3 Revisión del Cargo por Prima

Para la determinación de los Cargos por Prima de las centrales de generación RER, para el año tarifario mayo 2024 – abril 2025, se han seguido los pasos establecidos en el procedimiento, a saber:

a) Estimación del Saldo Mensual a Compensar para cada uno de los meses del Periodo Tarifario mayo 2024 – abril 2025 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.

b) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2023 – abril 2024, considerando una proyección de energía para los meses de enero a abril 2024.

c) Determinación de la Prima de cada central como la suma actualizada con una tasa anual de 12% de los valores determinados en los literales a), b) y c) precedentes de acuerdo con el artículo 4 de la Norma.

d) Determinación del Cargo por Prima de cada central como el cociente de la Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión anual. En caso este cargo resulte negativo se hace igual a cero.

e) El cargo mensual se determina tomando en cuenta los meses de aplicación del cargo.

En este sentido como resultado de esta revisión, se tienen los montos de liquidaciones y de saldo pendiente estimado que se presenta en el Cuadro P.3.

Cuadro P.3

Central	Liquidación (mayo 23 – abril 24) USD	SPE (mayo 24 – abril 25) USD
Cogeneración Paramonga I	-2 543 297,29	3 295 553,81
Ch Santa Cruz II	-209 862,13	1 369 077,75
Ch Santa Cruz I	-203 991,06	1 223 341,13
Ch Poechos 2	-1 752 792,71	2 000 073,72
Ch Roncador	-338 572,22	1 072 698,91
Ch La Joya	-1 442 941,58	1 647 153,50
Ch Carhuaquero Iv	33 799,43	3 998 097,69
Ch Caña Brava	182 117,16	1 156 280,95
Ct Huaycoloro	329 180,49	3 051 268,10
C.H. Huasahuasi I	224 380,74	1 773 242,67
C.H. Huasahuasi II	231 985,32	1 719 588,96
C.H. Nuevo Imperial	-495 189,93	913 638,67
Reparticion Solar 20t	1 142 901,78	9 345 679,33
Majes Solar 20t	1 136 683,87	9 378 899,34
Tacna Solar 20t	1 658 734,21	11 806 477,76
Panamericana Solar 20T	1 538 455,55	12 085 308,86
C.H. Yanapampa	-329 876,15	857 196,47
C.H. Las Pizarras	516 386,57	4 068 192,63
C.E. Marcona	-1 557 890,41	6 258 084,99
CE Talara	-1 307 733,52	8 283 673,80
CE Cupisnique	-649 970,47	20 040 648,52
CH Runatullo III	-1 854,31	4 008 776,03
C.H. Runatullo II	578 848,20	2 762 645,98
CS Moquegua FV	317 310,82	4 840 333,19
CH Canchayllo	-1 347 673,96	518 347,17
CT La Gringa V	116 707,47	1 246 830,87
CE Tres Hermanas	-5 297 835,46	18 251 376,93
C.H. Chancay	-1 989 367,90	4 704 667,86
C.H. Rucuy	-3 199 656,87	1 145 145,43
C.H. Potrero	-197 351,88	2 966 552,67
C.H. Yarucaya	-131 516,97	2 619 894,19
C.S. Rubí	-12 752 032,94	9 057 374,60
C.H. Renovandes H1	-2 208 728,83	4 017 495,99
C.S. Intipampa	-3 645 087,20	2 422 545,77
C.E. Wayra I	-29 800 525,48	-274 925,50
C.B. Huaycoloro Ii	-221 129,82	818 381,23
C.H. Angel I	-831 730,30	1 533 099,87
C.H. Angel II	-522 807,30	2 348 738,73

Central	Liquidación (mayo 23 – abril 24) USD	SPE (mayo 24 – abril 25) USD
C.H. Angel III	-656 687,03	2 320 892,92
C.H. Her	-104 457,22	153 753,55
C.H. Carhuac	-1 397 238,64	2 002 021,12
C.H. El Carmen	-235 675,30	1 316 474,12
C.H. 8 De Agosto	-326 834,15	3 079 619,96
C.H. Manta I	-2 525 788,22	1 100 527,52
C.T.B. Callao	-180 780,79	660 315,21
Total	**-70 399 386,46**	**178 965 062,94**

Como resultado se agregará como parte del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, como Cargo por Prima lo que se indica en el Cuadro P.4.

Cuadro P.4

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,035
C.H. Santa Cruz II	0,054
C.H. Santa Cruz I	0,047
C.H. Poechos 2	0,012
C.H. Roncador	0,034
C.H. La Joya	0,009
C.H. Carhuaquero IV	0,188
C.H. Caña Brava	0,062
C.T. Huaycoloro	0,157
C.H. Huasahuasi I	0,093
C.H. Huasahuasi II	0,091
C.H. Nuevo Imperial	0,019
Repartición Solar 20T	0,488
Majes Solar 20T	0,489
Tacna Solar 20T	0,626
Panamericana Solar 20T	0,634
C.H. Yanapampa	0,025
C.H. Las Pizarras	0,213
C.E. Marcona	0,219
C.E. Talara	0,325
C.E. Cupisnique	0,902
C.H. Runatullo III	0,186
C.H. Runatullo II	0,155
CSF Moquegua FV	0,240
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,063
C.E. Tres Hermanas	0,603
C.H. Chancay	0,126
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,129
C.H. Yarucaya	0,116
C.S. RubÍ	0,000
C.H. Renovandes H1	0,084
C.S. Intipampa	0,000
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,028
C.H. Angel I	0,033

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Angel II	0,085
C.H. Angel III	0,077
C.H. Her	0,002
C.H. Carhuac	0,028
C.H. El Carmen	0,050
C.H. 8 de Agosto	0,128
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,022
Total	**6,877**

Anexo Q: Determinación de Compensación Fondo de Inclusión Social Energético

Mediante la Ley N° 29852, publicada el 13 de abril de 2012, se creó, entre otros, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética que permita brindar seguridad al sistema; así como, un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 221-2012-EM, publicado el 9 de junio de 2012, se aprobó el Reglamento de la referida Ley.

Posteriormente, mediante la Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, se modificó el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852. En dicha modificatoria se dispone que el recargo pagado por los generadores sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, administrado y regulado por Osinergmin (en adelante "Peaje Unitario Anual por Compensación FISE").

El monto de compensación reconoce el recargo pagado por los generadores, el cual es equivalente a USD 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos, definidos como tales en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Al respecto, mediante Resolución N° 151-2013-OS/CD, publicada el 20 de julio de 2013, se aprobó 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" (en adelante "Procedimiento FISE"), que establece el procedimiento para el cálculo y liquidación de la compensación a los generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en la facturación mensual del servicio de transporte de gas natural por ductos. En ese sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor correspondiente al Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, que será aplicable a partir de mayo de 2024.

Q.1 Estimación de los Costos a Compensar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 134-2024-GRT ha calculado el Monto Estimado Total a Compensar para el periodo mayo 2024 – abril 2025 el cual asciende a USD 9 884 841 o su equivalente de S/ 37 641 473 considerando el Tipo de Cambio al 31 de enero de 2024[54], tal como se muestra en el Cuadro Q.1. Asimismo, incluye un saldo a compensar del periodo mayo 2023 – abril 2024 que asciende a un monto de USD - 148 108 equivalente a S/ - 563 995 considerando el Tipo de Cambio al 31 de enero de 2024; siendo que el signo negativo indica que es un saldo a recuperar, el cual se encuentra considerado en el Monto Estimado Total a Compensar.

[54] Tipo de cambio = 3,808 S//USD.

Cuadro Q.1
Monto a Compensar

DESCRIPCION	EGESUR	ENEL	ENGIE	KALLPA	SDF ENERGIA	FENIX POWER	TERMOCHILCA	TERMOSELVA	TOTAL (USD) Actualizado al 01/05/2024
Saldo a Compensar (Periodo Mayo 2023-Abril 2024)	-5'615	266'736	-198'376	-98'257	10'628	-93'248	-47'732	17'756	-148'108
Monto Teórico a Compensar (Periodo Mayo 2024-Abril 2025)	86'721	1'871'036	1'884'718	3'238'424	134'163	1'589'677	854'258	373'952	10'032'948
Monto Total a Compensar (Periodo Mayo 2024-Abril 2025) Valores Actualizados al 01/05/2024	**81'106**	**2'137'773**	**1'686'341**	**3'140'166**	**144'791**	**1'496'429**	**806'526**	**391'708**	**9'884'841**

Q.2 Determinación del Cargo Unitario por Compensación FISE

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, denominado Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

El Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, se determina como el cociente del Monto a Compensar del Periodo en Evaluación, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$PFISE = \frac{MC}{D_{max} \times n \times 1000}$$

Donde:

PFISE : Peaje Unitario Anual por Compensación FISE en S//kW-mes.

MC[55] : Monto a Compensar del Periodo en Evaluación, expresado en S/.

Dmax : Máxima demanda de ventas del año, expresada en MW.

n : Periodo de regulación de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE para el periodo mayo 2024 – abril 2025, es 7 249,48 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse para el periodo 2024 – 2025 resulta 0,433 S//kW-mes.

Q.3 Transferencia del Monto Recaudado

El COES determinará la transferencia del Monto Recaudado por aplicación del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, considerando las proporciones indicadas en el Cuadro Q.2.

[55] El Monto a Compensar del Periodo en Evaluación incluye los saldos generados en cada liquidación. Para la presente regulación se considera la liquidación desde mayo de 2023 hasta abril de 2024, según el Informe N° 134-2024-GRT de la División de Gas Natural, el saldo es de USD - 148 108. El signo negativo significa que dicho monto se encuentra en poder de los generadores eléctricos.

Cuadro Q.2

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
Egesur	0,82%
Enel Generación Perú	21,63%
Engie Energía del Perú	17,06%
Kallpa Generación	31,77%
SDF Energía	1,46%
Fenix Power Perú	15,14%
Termochilca	8,16%
Termoselva	3,96%
Total a Compensar	**100,0%**

Q.4 Reajuste

Con la finalidad de establecer un equilibrio entre el costo total incurrido y el monto transferido a las empresas, producto de la Compensación por el recargo FISE, el Reajuste se efectuará de manera trimestral de acuerdo a los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Procedimiento FISE.

Anexo R: Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico

El Decreto Supremo Nº 044-2014-EM (en adelante "DS-044"), publicado el 17 de diciembre de 2014, establece 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 contexto de la Ley N° 29970, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía.

Para este fin, el DS-044 fijó un mecanismo que inicia a partir de la declaración de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte, por un plazo determinado. La declaración de emergencia es implementada por el MINEM (en adelante "MEM") mediante Resolución Ministerial e incluye la definición de las medidas temporales a implementar y el plazo de las mismas; así como, la determinación de la empresa pública que implementará estas medidas.

De acuerdo con este mecanismo de emergencia la empresa pública designada para la ejecución de las medidas temporales establecidas, será la responsable de ejecutar los procesos de contratación correspondientes. Asimismo, estos procesos de contratación deberán ser llevados de conformidad con la legislación de la materia, y de conformidad con los procedimientos aprobados por Osinergmin.

Adicionalmente, el DS-044 establece la creación de un cargo por confiabilidad de la cadena de suministro, que será asumido por toda la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este cargo se utilizará para cubrir 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. Se indica además que en la determinación de este cargo se deberán descontar los ingresos temporales por prestaciones de servicios resultantes y/o compensaciones que tengan lugar, de conformidad con la normatividad aplicable.

En ese sentido, mediante la Resolución N° 140-2015-OS/CD, se publicó el procedimiento "Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía" (en adelante "Procedimiento").

R.1 Costos a Compensar

1. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico Subestación Independencia

La Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (Egesur), en el marco de la Resolución Ministerial N° 276-2019-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Independencia, por falta de capacidad de generación y/o transporte, para efectos de lo dispuesto en el DS-044, Egesur ha presentado:

- Mediante carta C-G-0513-2021/EGS, Egesur remitió el Contrato N° 006-2021-EGESUR firmado por Egesur y el Consorcio conformado por Habilis S.A. y Generation Solutions Perú S.A.C. cuya principales clásulas son:
    - Monto contractual de USD 3 551 328,00 por el servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo a la normativa vigente, asi como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio.

  - El monto contractual se realizará en diez (10) pagos mensuales por USD 355 132, 80, a partir de la operación comercial del transformador.

- Mediante carta C-G-1245-2021/EGS, Egesur remitió información dobre la Contratación de Asesoría Técnica por el monto de S/ 30 000. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Carta C-G-1461-2022/EGS del 20 de setiembre de 2022, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a agosto de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 973-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin remitió observaciones a 3 facturas reportadas mediante la carta de Egesur.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 974-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin solicitó a Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. la copia de las facturas pagadas a la fecha.
- El 4 de octubre de 2022, con Carta S/N Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. remitió al Osinergmin el reporte de pagos recibidos y las facturas emitidas.
- El 7 de octubre de 2022, con Carta C-C-020-2022, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergmin a la Carta C-G-1461-2022/EGS.
- El 14 de octubre de 2022, con Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE, Osinergmin solicitó a Egesur completar la información remitida con las cartas C-G-1461-2022/EGS y C-C-020-2022.
- Mediante carta N° C-C-038-2022/EGS, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergmin correspondiente al Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE.
- Mediante carta N° C-C-066-2022/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a octubre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Con Oficio N° 1096-2022-OS-GSE-DSE/GSE se solicita a Egesur la presentación de una copia de la factura N° F001-00011457, necesaria para la supervisión de los costos incurridos informados en la carta N° C-C-066-2022/EG.
- Con carta N° C-G-1804-2022/EGS da respuesta al Oficio N° 1096-2022-OS-GSE-DSE/GSE.
- Mediante carta N° C-C-104-2022/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a noviembre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Mediante carta N° C-C-028-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a diciembre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Mediante carta N° C-C-062-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a enero de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.

- La División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin mediante los Informes Técnicos DSE-SGE-299-2022, DSE-SGE-334-2022, DSE-SGE-341-2022, DSE-SGE-35-2023 y DSE-SGE-42-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Egesur correspondiente al periodo mayo 2022 – enero 2023.
- Mediante carta N° C-C-114-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a marzo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-86-2023.
- Mediante carta N° C-C-132-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a abril de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-103-2023.
- Mediante carta N° C-C-171-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a mayo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-134-2023.
- Mediante carta N°CC-081-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a febrero de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-169-2023.

Asimismo, se emitió la Resolución Ministerial N° 304-2022-MINEM/DM, en el marco de la Resolución Ministerial N° 276-2019-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Independencia, ampliando el periodo de declaración de grave deficiencia de dicho sistema como máximo hasta el 10 de setiembre 2023, o hasta que la S.E. Chincha Nueva 220/60 kV u otra instalación equivalente sea puesta en operación comercial, si esto ocurriera antes de dicha fecha. Egesur ha presentado adicionalmente la siguiente información:

- Mediante carta C-G-0008-2023/EGS, Egesur remitió la primera adenda al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 20 de marzo de 2023.
- Mediante carta C-C-0071-2023/EGS, Egesur informó que en el marco de la Resolución Ministerial N° 304-2022-MINEM/DM, viene gestionando la contratación de una prestación adicional cuyo monto de alquiler mensual por el periodo de prórroga es de USD 177 000,00
- Mediante carta C-G-0336-2023/EGS, Egesur remitió la segunda adenda al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 20 de agosto de 2023, confirmando el monto de alquiler mensual de USD 177 000,00.
- Mediante carta C-C-0261-2023/EGS, Egesur remitió el contrato complementario al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 10 de setiembre de 2023 por un monto de USD 123 900,00.

De acuerdo con el artículo 6 del Procedimiento Cargo de Confiabilidad, los Costos Totales Incurridos serán los informados por las empresas estatales mediante informes mensuales que detallen todos los gastos realizados por la implementación de las medidas de emergencia, incluyendo los costos financieros.

- Mediante carta N° C-C-0204 -2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a junio de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-239-2023.
- Mediante carta N° C-C-0233-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a julio de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-238-2023.
- Mediante carta N° C-C-0261-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a agosto de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-277-2023.
- Mediante carta N° C-C-0289-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a setiembre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-308-2023.
- Mediante carta N° C-C-0315-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a octubre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-310-2023.
- Mediante carta N° C-C-0355-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a noviembre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-327-2023.

Por otra parte, mediante carta N° C-G-1526-2023/EGS, Egesur informa que el transformador de potencia instalado en la SET Independencia en el marco de su contrato de alquiler, aún se encuentra pendiente de retiro debido a los trámites para el cumplimiento de la Declaración de Impacto Ambiental, y que una vez aprobados, se realizara el desmontaje y retiro de las instalaciones correspondientes.

Al respecto, una vez culminado este proceso se efectuará la liquidación final correspondiente de ser el caso.

2. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas

La empresa Electro Oriente S.A. es la responsable de implementar generación térmica en la zona de Yurimaguas, en el marco de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas para el periodo marzo 2022 – junio 2023, plazo que fue ampliado hasta el 07 de noviembre de 2023 mediante Resolución Ministerial N° 274-2023-MINEM/DM, por falta de capacidad de generación y/o transporte. Dicha empresa para efectos de lo dispuesto en el DS-044, ha presentado:

- El Contrato N° G-96-2022 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. por el alquiler de la CTE Yurimaguas de 3 MW, cuyas principales cláusulas son:
    - Monto contractual máximo de USD 1 603 233,58 por el costo servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo con la normativa vigente, así como

cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio, cuya vigencia es hasta el 18 de junio de 2023.

- El Contrato N° G-209-2023 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. por el alquiler de la CTE Yurimaguas de 3 MW, por la ampliación de la situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas, cuyas principales cláusulas son:
    - Monto contractual de USD 415 058,92 por el costo servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo con la normativa vigente, así como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio, cuya vigencia es hasta el 07 de noviembre de 2023, en virtud del plazo indicado en la Resolución Ministerial N° 274-2023-MINEM/DM o entregada la energía prevista de 828 MWh; siendo los precios unitarios de la componente de potencia de USD 3 520,00 por día, y de la componente de energía de USD 12,39 por MWh.
- Mediante carta G-279-2023, Electro Oriente remitió los costos incurridos hasta el 31/12/2022, incluye un enlace para acceder a toda la información, copia de contratos, ordenes de servicio y/o facturas y liquidaciones respecto de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM.
    - La División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin mediante el Informe Técnico DSE-SGE-175-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Electro Oriente correspondiente al periodo mayo 2022 – diciembre 2022.
- Mediante carta G-518-2023, Electro Oriente remitió los costos incurridos desde enero 2023 hasta el 18 de junio de 2023, que incluye un enlace para acceder a la información, copia de contratos, ordenes de servicio y/o facturas y liquidaciones respecto de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM.
    - La División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin mediante el Informe Técnico DSE-SGE-300-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Electro Oriente correspondiente al periodo enero 2023 al 18 de junio 2023.

Por otra parte, mediante Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM, el Ministerio de Energía y Minas amplió la situación de grave deficiencia del servicio eléctrico de la subestación Yurimaguas, declarado en la Resolución Ministerial Nº 274-2023-MINEM/DM, como máximo hasta el 07 de setiembre de 2024 o hasta la fecha en que el proyecto "Línea de Transmisión en 60 kV S.E. Pongo de Caynarachi – S.E. Yurimaguas y Subestaciones", u otra instalación equivalente sea puesta en operación comercial, si esto ocurriera.

Al respecto, mediante carta N° G-77-2024 Electro Oriente informa que contó con el arrendamiento de generación adicional de 3 MW hasta el 05 de enero 2024, para lo cual adjunta la adenda efectuada al contrato G-209-2023 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. Considerando ello, se efectuó la proyección correspondiente relacionada a la operación de dicha generación adicional a la fecha informada de culminanción contractual, ya que hasta el momento aún no se reportan los costos incurridos a ser reconocidos por dicha generación adicional para los últimos meses del año 2023 e inicios del año 2024; por tal motivo, Electro Oriente tendría un saldo en exceso de S/ 369 637,14.

De lo informado por División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, hasta el cierre del presente informe, Electro Oriente aún no presenta información respecto a los costos asociados a la operación de la CTE Yurimaguas, en el marco de la Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM.

3. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico asociado al eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV

En el marco de la Resolución Ministerial N° 090-2023-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico asociado al eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, por falta de capacidad de transporte, se le asigna a la empresa Hidrandina S.A. efectuar la implementación de medidas temporales, relacionadas a la contratación de capacidad de generación de emergencia, siendo el plazo de declaración de la situación hasta la puesta en servicio del proyecto Subestación Chao Temporal 220/60 kV prevista como máximo hasta el 30 de setiembre 2024.

Al respecto, de lo informado por División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, la empresa Hidrandina ha informado mediante carta N° HDNA-GR/CF-0124-2024, el contrato GA/L-015-2024 celebrado entre dicha empresa y el CONSORCIO AGREKKO por el alquiler de la CTE Chao, cuya operación una vez puesta en servicio culminará el 30 de setiembre de 2024. En ese sentido, se ha realizado la proyección correspondiente relacionada a la operación de dicha generación a la fecha informada de culminanción.

De lo informado por División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, hasta el cierre del presente informe, Hidrandina aún no ha presentado mayor información respecto a los costos asociados a la operación de la CTE Chao, en el marco de la Resolución Ministerial N° 090-2023-MINEN/DM.

R.2 Determinación del Cargo Unitario

El Cuadro R.1 muestra el cargo unitario aplicable para el periodo de mayo 2024 a abril 2025 considerando los montos contractuales informados y la proyección de la operación esperada de la generación térmica asociada según lo informado hasta el cierre del presente informe, así como los últimos informes sobre los costos incurridos determinados por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin.

Cuadro R.1

A compensar a Electro Oriente (S/)	0
A compensar a Hidrandina (S/)	38 120 521
Total a Compensar (S/)	38 120 521
Máxima Demanda Ventas (MW)	7 249,48
Periodo de Recuperación (meses)	12
Cargo Unitario CCSE (S//kW-mes)	0,438

En conclusión, para los siguientes 12 meses, se deberá compensar el monto de S/ 38 120 521 de los cuales el 100 % corresponde a la empresa Hidrandina S.A.; asimismo, según lo informado al cierre del presente informe respecto a los costos incurridos por la empresa Electro Oriente S.A., corresponde que dicha empresa efectue una tranferencia de S/ 369 637,14 a favor de la empresa Hidrandina a partir del 15 de mayo de 2024.

Anexo S: Determinación de Compensación por Capacidad de Generación Eléctrica

En el artículo 1 de la Ley 29970, se establece que, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el MINEM, en uso de sus facultades, considera como principio para afianzar la seguridad en el suministro eléctrico, la desconcentración geográfica de la producción de energía y la mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva).

Con relación a ello, el MINEM aprobó el Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica, mediante el Decreto Supremo N° 038-2013-EM (en adelante "DS-038-2013"), que estableció lo siguiente: i) se realizarán subastas para nueva capacidad de generación; ii) estas subastas serán convocadas y conducidas por PROINVERSION; iii) como resultado de estas subastas, los adjudicatarios suscribirán un contrato de capacidad con el MINEM por un plazo máximo de 20 años; y iv) la remuneración garantizada de estos adjudicatarios será pagada como la suma de: a) el ingreso de potencia que establece el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que será incorporado en el Peajes Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

En el marco de esta disposición reglamentaria, en el 2013 se llevó a cabo el concurso público internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: "Nodo Energético en el Sur del Perú" conducido por PROINVERSION, donde resultaron los contratos de compromiso de inversión de Samay I S.A. con la Planta N° 1 en la Región Arequipa (C.T. Puerto Bravo) y ENGIE Energía Perú S.A. con la Planta N° 2 en la Región Moquegua (C.T. NEPI).

Finalmente, Osinergmin aprobó el Procedimiento "Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica" donde se establece la forma cómo se calcularán los Cargos Unitarios de Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) correspondientes a los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú, mediante la Resolución N° 073-2016-OS/CD.

S.1 Fórmula de actualización

De conformidad con los contratos de compromiso de los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú, los precios ofertados tienen la siguiente fórmula de actualización:

$$Precio\ Ajustado = Oferta \times Factor \times TC$$

$$Factor = a \times \frac{IPP}{IPP_0} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Donde:

IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM_0 : IPM a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

IPP : Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSFD4131 publicado por el Bureau of labor Statistic del US Department of Labor de los Estados Unidos.

IPP_0 : IPP a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al Tipo de Cambio promedio ponderada venta o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC_0 : TC a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

Asimismo, en los mismos contratos se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y cuando el Factor varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

S.2 Cálculo del CUCGE

Para el presente periodo tarifario, se considera la C.T. Puerto Bravo de la empresa Samay I S.A. (cuya POC fue el 26 de mayo de 2016) y la CT NEPI de la empresa ENGIE Energía Perú S.A. (cuya POC fue el 22 de octubre de 2016). Por lo que corresponde establecer los cargos CUCGE para ambas plantas, los cuales se aplicarán en el periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025.

Las premisas consideradas para el cálculo de los cargos CUCGE son las siguientes:

- Para la Potencia Adjudicada de cada planta, se está tomando el valor informado por las empresas, o el máximo permitido por sus respectivos contratos.
- Para los precios de cada central, se está tomando el precio ofertado. Los reajustes de los precios se realizarán posteriormente, conforme lo establecen sus respectivos contratos.
- Para el ingreso esperado de Potencia Firme de estas centrales, se ha realizado una estimación de los ingresos por potencia en base a la máxima demanda pronosticada para el periodo mayo 2023 – abril 2024 y la oferta del SEIN.
- El Tipo de Cambio de 3,808 S//USD, correspondiente al valor del 31 de enero de 2024.
- Para el ingreso por potencia y montos recaudados se tomará en cuenta la información reportada por el COES hasta el 31 de enero de 2024.
- Para el periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025 se descontará al Ingreso Garantizado las penalidades contabilizadas durante el periodo tarifario mayo 2023 – abril 2024, siempre que corresponda, tal como lo establecen los Contratos. Estas penalidades son las reportadas por el COES, trimestralmente, tal como lo indica el numeral 5.1.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 27 “Régimen aplicable a las Centrales de Generación del Nodo Energético en el Sur del Perú”.

Finalmente, se tiene los resultados que se presentan en los Cuadros S.1 y S.2.

Cuadro S.1
CUCGE para la CT Puerto Bravo

CT Puerto Bravo		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	8'586,50
Remuneración Mayo 2024 - Abril 2025	S/	235'421'222
Saldo pendiente	S/	-646'494
Ingreso de Potencia Mayo - Abril 2025	S/	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Puerto Bravo	**S/ /kW-mes**	**2,699**

Cuadro S.2
CUCGE para la CT NEPI

CT NEPI		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	7'135,18
Remuneración Mayo 2024 - Abril 2025	S/.	195'629'511
Saldo pendiente	S/.	-12'641'600
Ingreso de Potencia Mayo - Abril 2025	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Ilo	**S/ /kW-mes**	**2,103**

Anexo T: Índices CUUR0000SA0 y WPSFD4131

Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U)
Original Data Value

Series Id: CUUR0000SA0
Not Seasonally Adjusted
Series Title: All items in U.S. city average, all urban consumers,
Area: U.S. city average
Item: All items
Base Period: 1982-84=100
Years: 2014 to 2024

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	HALF1	HALF2
2014	233,916	234,781	236,293	237,072	237,900	238,343	238,250	237,852	238,031	237,433	236,151	234,812	236,384	237,088
2015	233,707	234,722	236,119	236,599	237,805	238,638	238,654	238,316	237,945	237,838	237,336	236,525	236,265	237,769
2016	236,916	237,111	238,132	239,261	240,229	241,018	240,628	240,849	241,428	241,729	241,353	241,432	238,778	241,237
2017	242,839	243,603	243,801	244,524	244,733	244,955	244,786	245,519	246,819	246,663	246,669	246,524	244,076	246,163
2018	247,867	248,991	249,554	250,546	251,588	251,989	252,006	252,146	252,439	252,885	252,038	251,233	250,089	252,125
2019	251,712	252,776	254,202	255,548	256,092	256,143	256,571	256,558	256,759	257,346	257,208	256,974	254,412	256,903
2020	257,971	258,678	258,115	256,389	256,394	257,797	259,101	259,918	260,280	260,388	260,229	260,474	257,557	260,065
2021	261,582	263,014	264,877	267,054	269,195	271,696	273,003	273,567	274,310	276,589	277,948	278,802	266,236	275,703
2022	281,148	283,716	287,504	289,109	292,296	296,311	296,276	296,171	296,808	298,012	297,711	296,797	288,347	296,963
2023	299,170	300,840	301,836	303,363	304,127	305,109	305,691	307,026	307,789	307,671	307,051	306,746	302,408	306,996
2024	308,417													

PPI Commodity Data

Series Id: WPSFD4131
Seasonally Adjusted
Series Title: PPI Commodity data for Final demand-Finished goods less foods and energy, seasonally adjusted
Group: Final demand
Item: Finished goods less foods and energy
Base Date: 198200

Download: xlsx

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2018	201.0	201.4	201.9	202.3	202.6	203.0	203.6	204.1	204.4	205.1	205.6	205.8
2019	206.7	207.0	207.3	207.4	207.6	207.7	208.0	208.0	208.1	208.5	208.8	208.8
2020	208.9	209.5	209.5	210.0	209.8	209.8	210.2	210.5	210.6	210.8	211.4	211.7
2021	212.4	213.0	213.8	215.0	216.1	217.7	219.019	220.028	221.466	222.830	224.136	225.474
2022	227.453	229.640	231.127	233.503	235.343	237.033	238.270	239.483	240.159	241.027	242.132	242.788
2023	244.384	245.224	245.965	246.202	246.893	247.042	247.564	247.980	248.345	248.574(P)	249.063(P)	249.172(P)
2024	250.161(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to monthly revisions up to four months after original publication.

Anexo U: Información Complementaria

- **Diagrama Unifilar del SEIN**
- **Precios de combustibles**

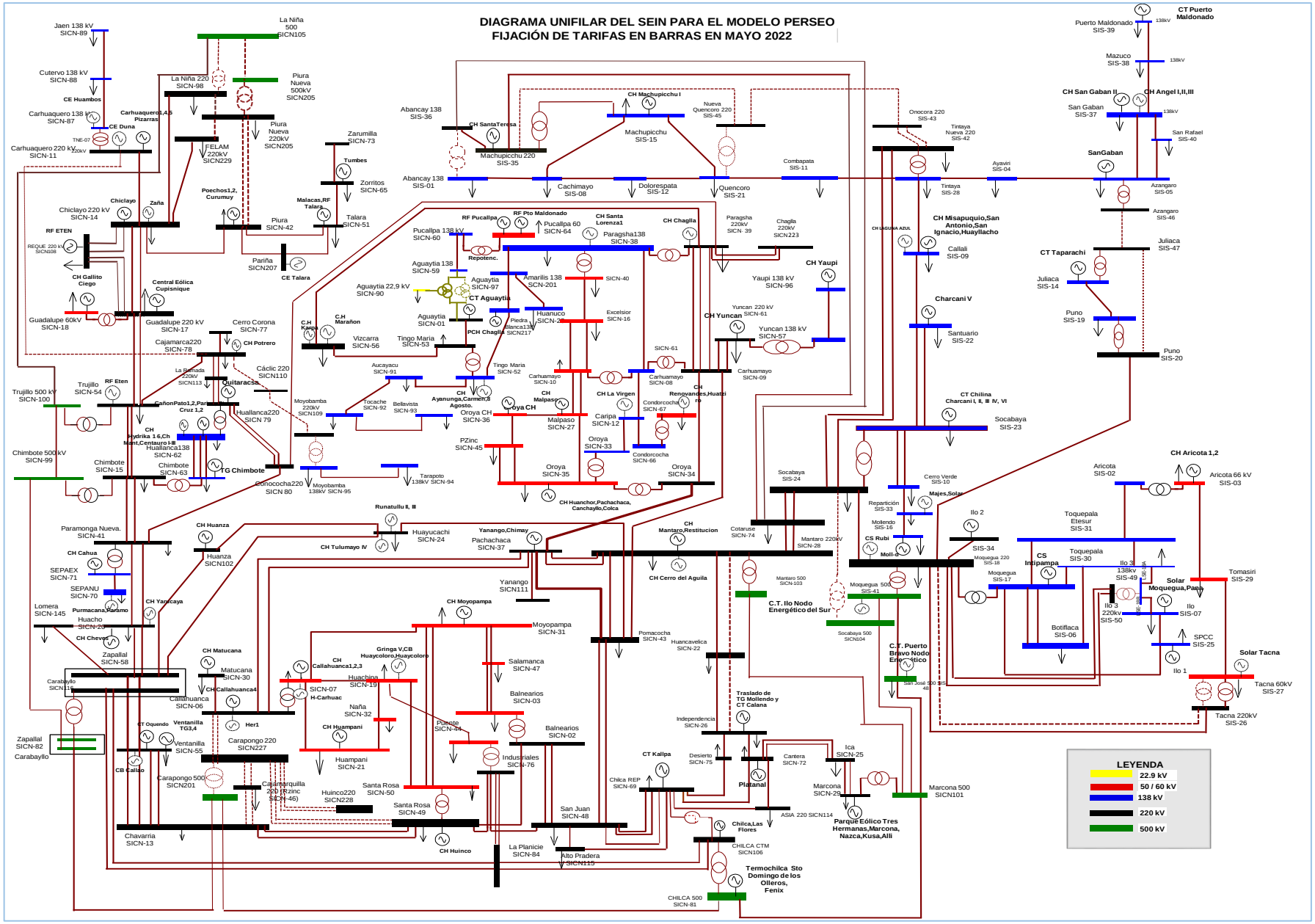


DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN PARA EL MODELO PERSEO
FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRAS EN MAYO 2022
LEYENDA
22.9 kV
50 / 60 kV
138 kV
220 kV
500 kV

Petroperú

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

LISTA COMB-07-2024
VIGENCIA A PARTIR DEL 27.01.2024

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

SOLES/GLN

PLANTAS	G L P-E SOLES/KG	G L P-G SOLES/KG	GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	GASOLINA 84	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL Nº 6	PETROLEO INDUSTRIAL 500
TALARA	2.2892	2.9264	18.9163	15.2168				12.7322	
PIURA			19.1202	15.4207					
ETEN				15.7011					
SALAVERRY			19.2477	15.6628					
CHIMBOTE				15.7138				13.0449	12.9151
SUPE			18.8016	15.3315					
CALLAO	2.5134	3.2922	18.6742	15.0129					
CONCHAN			18.6615	15.0002				12.4608	12.3074
C. DE PASCO				16.0707		14.8798	18.9508		
PISCO			19.0438	15.4080					
MOLLENDO			19.4771	15.8158					12.9269
JULIACA				16.5804					
CUSCO				16.7971					
ILO			19.6109						
EL MILAGRO				15.6883	14.5994				
TARAPOTO				15.8158	14.8288	14.5907	19.1337		

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)			8%	8%	8%				
I S C (Soles/Galón) (**)			1.1700	1.2100	1.2700	1.7000	1.7000	0.9200	1.0000
I G V %	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - Nº 27037

PLANTAS			GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL Nº 6	
YURIMAGUAS					11.4264	11.4200	14.8700		
IQUITOS				12.7980	11.4966	11.0000	14.4500	11.0500	
PUCALLPA				12.5496		10.9900	14.4400		
PTO. MALDONADO			17.7120	14.6124	13.7484				

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)			8%	8%	8%				

GERENCIA PLANEAMIENTO Y GESTIÓN

LISTA COMB-06-2024
VIGENCIA A PARTIR DEL 26.01.2024

(*) El Impuesto del rodaje se aplica sobre el valor de venta de las gasolinas sin incluir el ISC y el IGV.
(**) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N° 094-2018-EF del 09.05.2018.

Petroperú

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 1

LISTA COMB-07-2024
VIGENCIA A PARTIR DEL 27.01.2024

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

SOLES/GLN

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50	GASOHOL PREMIUM	GASOHOL REGULAR	GASOHOL 84
	TALARA	14.2190	18.9390	18.3976	17.2223	
	PIURA	14.4196	19.1396	18.6015	17.3370	
	ETEN	14.5140	19.2340		17.6429	
	SALAVERRY	14.5376	19.2576	18.7035	17.5792	
	CHIMBOTE	14.4078	19.2222		17.6684	
	SUPE	14.2780	19.0924	18.2829	17.2861	
	CALLAO	14.2190	18.9390	18.1555	17.0057	
	CONCHAN	14.2190	18.9390	18.1555	17.0057	
	C. DE PASCO				17.9870	
	PISCO	14.4550	19.2930	18.4613	17.3498	
	MOLLENDO	14.7736	19.6116	18.9329	17.7831	
	JULIACA	15.0922	20.0954		18.5477	
	CUSCO	15.0332	20.2016		18.7644	
	ILO	14.8208	19.7886	19.0221		
	EL MILAGRO	14.5494	19.6588		17.6301	14.2473
	TARAPOTO	14.6969	20.0069			

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			8%	8%	8%
*I S C (Soles/Galón) **	1.49	1.49	1.13	1.16	1.22
I G V %	18%	18%	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50
	YURIMAGUAS		
	IQUITOS		
	PUCALLPA		
	PTO. MALDONADO	12.5700	16.6700

(*) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N° 094-2018-EF del 09.05.2018.

Petroperú

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 2

LISTA COMB-07-2024
VIGENCIA A PARTIR DEL 27.01.2024

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE
COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
	TALARA	18.0658	18.9390	10.9150
	PIURA	18.2664	19.1396	
	ETEN	18.3608	19.2340	10.9622
	SALAVERRY	18.3844	19.2576	10.9976
	CHIMBOTE	18.3490	19.2222	
	SUPE	18.2782	19.0924	10.9032
	CALLAO	18.0658	18.9390	10.8088
	CONCHAN	18.0658	18.9390	10.7852
	C. DE PASCO	18.9508		
	PISCO	18.4788	19.2930	
	MOLLENDO		19.6116	10.9740
	JULIACA		20.0954	
	CUSCO		20.2016	
	ILO	18.9154	19.7886	10.9858
	EL MILAGRO		19.6588	11.2336
	TARAPOTO	19.1337	20.0069	

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			
I S C (Soles/Galón) *	1.70	1.49	0.92
I G V %	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - Nº 27037

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
	YURIMAGUAS	14.8700		9.1400
	IQUITOS	14.4500		9.1600
	PUCALLPA	14.4400		
	PTO. MALDONADO		16.6700	

NOTA: De acuerdo al D.U. N° 005-2012 del 22.02.2012, el Precio de Lista del Petróleo Industrial 6 para las Generadoras Eléctricas, será aplicado al Sistema Aislado.
Asimismo en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N° 010-2012-OS/GART del 22.02.2012, el precio de lista del Diesel B5 GE corresponde al Sistema Aislado.

Con Oficio N° 0024-2016-GART del 11 de enero del 2016, OSINERGMIN solicita la publicación de los precios en diversas Plantas de Venta para la fijación de las tarifas eléctricas (precios en barra), según Ley N° 28832.

Cabe precisar que el Diesel B5 GE SEA sólo se comercializa en Callao, Conchán e Iquitos; el Diesel B5 S-50 GE SEA sólo se comercializa en Callao, Conchán y Mollendo, y el Petróleo Industrial N°6 GE SEA desde Talara, Salaverry, Callao, Conchán, Mollendo, Ilo, El Milagro, Yurimaguas e Iquitos.

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005-EM y Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD

Fecha : Información al 31-01-2024

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 (1)	Residual 6	Residual 500
Talara	10,38	7,53	
Piura	10,59		
Eten	10,59		
Salaverry	10,59		
Chimbote	10,49		7,55
Supe	10,38	7,67	
Callao	**10,38**	**7,31**	**7,19**
Conchán	10,38	7,31	7,19
Cerro de Pasco	10,70		
Pisco	10,59		
Mollendo	10,80		7,55
Juliaca	11,11		
Cuzco	11,01		
Ilo	10,90		
El Milagro	10,59		
Tarapoto	10,70		
Yurimaguas	11,21		
Iquitos	10,80	8,33	
Pucallpa	10,80		
Pto. Maldonado	12,25		
PR1P (Promedio Enero)	**10,38**	**7,31**	**7,19**

* No Incluye Impuestos

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 (1)	Residual 6	Residual 500
Talara	1,00	1,03	
Piura	1,02		
Eten	1,02		
Salaverry	1,02		
Chimbote	1,01		1,05
Supe	1,00	1,05	
Callao	**1,00**	**1,00**	**1,00**
Conchán	1,00	1,00	1,00
Cerro de Pasco	1,03		
Pisco	1,02		
Mollendo	1,04		1,05
Juliaca	1,07		
Cuzco	1,06		
Ilo	1,05		
El Milagro	1,02		
Tarapoto (2)	1,03		
Yurimaguas	1,08		
Iquitos	1,04	1,14	
Pucallpa	1,04		
Pto. Maldonado	1,18		

** No Incluye Margen Comercial
(1) A partir de Enero 2011 se considera el Precio de Referencia del Diesel B5 en sustitución del Precio de Referencia del Diesel B2.
(2) Se ha eliminado el Factor de Ubicación Geográfica, ya que Petroperú no publica Precio de Residual 6 en Tarapoto desde la Lista de Precios del 20.09.2006.
Desde el 19.07.2010, debido al Decreto de Urgencia N°045-2010, se usan los PR1 como precios referenciales de los petróleos industriales, en sustitución de los precios promedio de importación y exportación.

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005 y Resolución N° 062-2005-OS/CD

Promedio de los últimos 12 Meses Publicados : 01/02/2023 31/01/2024

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importacion	Origen Unidades	RUSIA Baltic	COLOMBIA Bolivar (6450) Kcal/Kg	COLOMBIA Bolivar (6300) Kcal/Kg	PROMEDIO
FOB	US$/ton	93,32	104,35	103,20	100,29
Flete (*)	US$/ton	32,35	24,33	24,33	27,00
Seguro	US$/ton	0,08	0,08	0,08	0,08
Costo cruce por canal de Panamá	US$/ton	0,00	5,17	5,17	3,45
CIF	US$/ton	125,75	128,76	127,61	127,37
Tasa Arancelaria	%CIF	0%	0%	0%	0%
Arancel	US$/ton	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto Selectivo	US$/ton	14,49	14,49	14,49	14,49
Otros		2,21	2,22	2,22	2,22
PPI	US$/ton	142,45	145,48	144,32	144,08
PCS	Kcal/Kg	6 400	6 450	6 300	6 383
PPI Eq. PCI Standard	US$/ton	138,89	140,74	142,95	140,86

DATOS CONSIDERADOS:				
	FOB - Coal International Report:	01/02/23	al	31/01/24
	Estadísticas Import. Perú	01/06/22	al	31/01/24
	Estadísticas Import. Chile	01/01/23	al	31/12/23

PPI = Precio de Paridad de Importación al Poder Calorífico Superior especificado.
PPI Eq. PCS Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Superior Standard
PPI Eq. PCI Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Inferior Standard

Poder Calorífico Standard				Tipo de Cambio	S/./US$
	Superior (HHV)	6 240,00	Kcal/Kg	31/01/2024	3,808
	Inferior (LHV)	6 000,00	Kcal/Kg		

(*) Los Fletes de Importación de Carbón de Origen Venezolano y Colombiano incluyen el cargo por Cruce de Canal de Panamá

Anexo V: Relación de Información que Sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 127-2024-GRT "Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo mayo 2024 - abril 2025)".
2. Informe N° 128-2024-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
3. Informe N° 134-2024-GRT "Cálculo del Monto a Compensar a los Generadores Eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de Transporte de Gas Natural por Ducto Periodo (Periodo mayo 2024 - abril 2025)".
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 857-2024-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 858-2024-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
6. Absolución de Observaciones al Informe N° 859-2024-GRT, presentado por Genrent al estudio del CVNC.
7. "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria periodo mayo 2024 – abril 2025" preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
8. "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Periodo mayo 2024 – abril 2025" preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
9. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo Nº 059-96-PCM:
   - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
   - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
   - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
   - Contrato suscrito con la empresa REP
   - Contrato suscrito con la empresa ATN
   - Contrato suscrito con la empresa ABY
   - Contrato suscrito con la empresa TESUR
   - Contrato suscrito con la empresa CONCESIONARIA LT CCNCM
   - Contrato suscrito con la empresa ATN 3
   - Contrato suscrito con la empresa TESUR 2
   - Contrato suscrito con la empresa TESUR 4
10. Modelos:
    - "Modelo Perseo 2.0": Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
    - "Modelo Demanda por Barras": Cálculo de la demanda global y por barras para el periodo 2023-2026.
11. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.