
Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra

Periodo mayo 2019 - abril 2020

(Publicación)

Lima, abril de 2019

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 vigentes¹, en 4,1 % para el Precio de Energía, en -0,4% para el Precio de Potencia y en 1,0% para el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión² (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 abril de 2019	Fijación OSINERGHIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/ /kWh	14,75	15,35	4,1%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	20,76	20,67	-0,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	34,753	35,089	1,0%
Precio Promedio Total	ctm.S/ /kWh	27,78	28,44	2,4%

- 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 Osinerghin.

¹ Al 04 de abril de 2019.

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 N° 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 principales ciudades del Perú

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA				Variación Fijación vs Vigente
	Potencia PPB S/ kW-mes	Energía HP PEBP ctm.S/ kWh	Energía HFP PEBF ctm.S/ kWh	Precio Medio ctm.S/ kWh	
Piura	55,76	17,01	15,01	30,91	3,8%
Chiclayo	55,76	16,80	14,87	30,75	3,1%
Trujillo	55,76	16,68	14,81	30,67	2,9%
Lima	55,76	16,53	15,00	28,44	2,4%
Ica	55,76	16,38	14,77	30,58	2,2%
Marcona	55,76	16,42	14,70	30,53	2,5%
Tingo María	55,76	15,78	13,57	29,54	3,6%
Cusco	55,76	16,83	14,81	30,74	2,7%
Combapata	55,76	17,03	15,01	30,94	2,8%
Tinlaya	55,76	17,15	15,19	31,13	2,9%
Juliacca	55,76	16,82	14,83	30,77	2,4%
Socabaya	55,76	16,86	14,95	30,78	2,4%
Toquepala	55,76	16,91	15,04	30,90	2,5%
Tacna	55,76	17,45	15,52	31,39	4,2%

- 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:
- Se consideraron las ventas de energía del año 2018, 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. Por otro lado, se ha incorporado cargas correspondientes a doce proyectos: Ariana (Ariana Operaciones Mineras), Anubia, Terminal Portuario de San Juan de Marcona, Quellaveco (Anglo American Quellaveco), Los Chancas, la expansión de la fundición de Ilo (Petroperú), Michiquillay, la Unidad Minera Shahuindo (Tahoe Perú), el proyecto minero Pampa de Pongo (Jinzhaio Mining Peru), el proyecto de expansión de Toromocho (Minera Chinalco Perú), el proyecto de Ollachea (Minera Kuri Kullu) y la ampliación de la Refinería Talara (Petroperú), de acuerdo con la información comercial reportada y el envío de información por parte de las empresas (ver Anexo A del informe).
 - 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).
 - Se consideró el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
 - Se actualizaron los valores de CVNC para las centrales conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades de Generación Termoeléctrica", de acuerdo con los criterios que se señalan en el Anexo B.
 - 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.
 - 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, 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 N°

- 260-2004-OS/CD y modificada con la Resolución N° 525-2007-OS/CD (ver Anexo N del informe).
- h) 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 de los estudios de propuestas de los subcomités de generadores y transmisores del COES, y la respectiva absolución de observaciones a los mencionados estudios.
 - i) En los cálculos para la fijación de los Precios en Barra se tomaron los costos al 31 de marzo de 2019, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LCE³.
- 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 1,7503 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de $\pm 10\%$ 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 0,246 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 0,781; 1,708; 0,907; 0,110 y 0,190 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 por 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 11,423 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 0,484 S//kW-mes (ver Anexo Q del informe).
 - 8) Se determinó el Cargo Unitario de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro Eléctrico (CCSE) el cual es igual a 0,000 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 3,905 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 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	4
1.1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	4
1.2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	5
1.3. RESUMEN DE RESULTADOS	6
1.4. PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DEL COES	8
1.5. COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN	9
2. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	10
2.1. PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES	12
2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA	12
2.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES	13
2.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	13
2.5. PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA	14
2.6. SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA	14
2.7. OPINIONES Y SUGERENCIAS DE LOS INTERESADOS	15
2.8. FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	15
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)	25
3.2.4 Canon del Agua	30
3.2.5 Costo de Racionamiento	31
3.2.6 Precio Básico de la Energía	31
3.2.7 Precio Básico de la Potencia	31
4. CARGOS POR TRANSMISIÓN	33
4.1. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	33
4.2. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN	34
4.2.1 SGT de Transmataro	35
4.2.2 SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)	35
4.2.3 SGT de ABY Transmisión Sur S.A.	36
4.2.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR)	37
4.2.5 SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM)	37
4.2.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2)	38
4.3. VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT	38
4.3.1 REP	38
4.3.2 Eteselva S.R.L. (Eteselva)	38

4.3.3	Compañía Minera Antamina (Antamina)	39
4.3.4	San Gabán S.A (San Gabán)	39
4.3.4	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.....	39
4.3.5	Transmantaro.....	39
4.3.6	Redesur	40
4.3.7	ISA 41	
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT	42
4.4.1	REP	42
4.4.2	Eteselva	42
4.4.3	Antamina	42
4.4.4	San Gabán	42
4.4.5	Egemma	42
4.4.6	Transmantaro.....	42
4.4.7	Redesur	43
4.4.8	ISA	43
4.5.	ACTUALIZACIÓN DE INVERSIONES Y COYM DEL SGT.....	43
4.5.1	SGT de Transmantaro	43
4.5.2	SGT de ATN	44
4.5.3	SGT de ABY	44
4.5.4	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR).....	45
4.5.5	SGT de CCNCM	45
4.5.6	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A. (TESUR 2).....	45
4.6.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	48
4.7.	INGRESO TARIFARIO	50
4.7.1	Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales	50
4.7.2	Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales.....	50
4.8.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT	52
4.8.2	Compensación Tarifaria.....	65
4.8.3	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	65
4.8.4	Cargo Unitario por Seguridad de Suministro.....	65
4.8.5	Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables.....	66
4.8.6	Cargo Unitario por Compensación FISE	66
4.8.7	Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico	66
4.8.8	Determinación del Peaje por Conexión	66
5.	PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE	70
5.1.	TARIFAS TEÓRICAS.....	70
5.2.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS CON EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LAS LICITACIONES	72
5.3.	PRECIOS EN BARRA.....	73
6.	SISTEMAS AISLADOS	75
6.1.	MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA.....	75
6.2.	CRITERIOS GENERALES	76
6.3.	CONTRATO DE SUMINISTRO AL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS.....	78
6.4.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS.....	80
6.4.1	Precios por Sistema Aislado Típico.....	81

6.5.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS	82
6.6.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS.....	82
7.	ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS	86
7.1.	SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	86
7.1.1	Actualización del Precio de la Energía	86
7.1.2	Actualización del Precio de la Potencia.....	88
7.1.3	Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión	88
7.2.	SISTEMAS AISLADOS	89
7.2.1	Actualización de los Precios en Barra Efectivos.....	90
8.	ANEXOS	92
	Anexo A: Proyección de Demanda	93
	Anexo B: Costo Variable No Combustible	100
	Anexo C: Precio de Gas Natural: Aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.....	103
	Anexo D: Plan de Obras de Generación y Transmisión	109
	Anexo E: Programa de Mantenimiento Mayor de las Centrales del SEIN	114
	Anexo F: Análisis de Hidrología	116
	Anexo G: Capacidad de las Instalaciones de Transmisión.....	117
	Anexo H: Costo de Operación y Mantenimiento de EGEMSA.....	118
	Anexo I: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento del REP...	123
	Anexo J: Costo de Operación y Mantenimiento de ETESELVA	128
	Anexo K: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA	134
	Anexo L: Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABAN.....	138
	Anexo M: Determinación de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA).....	142
	Anexo N: Precio Básico de Potencia	163
	Anexo O: Determinación del CUCSS	172
	Anexo P: Determinación de Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables	184
	Anexo Q: Determinación de Compensación Fondo de Inclusión Social Energético.....	192
	Anexo R: Determinación de Compensación por Confiabilidad de Suministro Eléctrico ...	195
	Anexo S: Determinación de Compensación por Capacidad de Generación Eléctrica.....	197
	Anexo T: Índices CUUR0000SA0, WPSSOP3500 y WPSFD4131.....	200
	Anexo U: Información Complementaria	201
	Anexo V: Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación	208
	Anexo W: Relación de Información que Sustenta los Precios en Barra	243

1. Introducción

El informe contiene el estudio que sustenta el proyecto de fijación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2019 – abril 2020. 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, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; 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 Energético⁴ (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 N° 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 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 2018, 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 2019”* y *“Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2019 – Abril 2020”* por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES,

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.

mediante las cartas SCG-194-2018 y STCOES 015-2018, respectivamente (en adelante “ESTUDIO”). Seguidamente, como parte del proceso regulatorio se convocó a una audiencia pública, llevándose a cabo el 27 de noviembre de 2018. 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 28 de diciembre de 2018, Osinermin remitió a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante Oficios N° 1008-2018-GRT y N° 1009-2018-GRT, los Informes N° 603-2018-GRT y N° 604-2018-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-199-2019 y STCOES N° 001-2019 del 29 de enero de 2019, 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 N° 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 las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante “SCT”) del periodo mayo 2017 – abril de 2021, fijados mediante la Resolución N° 061-2017-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 éste 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 1,7503, para constituir los Precios en Barra definitivos. En consecuencia, los precios resultantes para la regulación de Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se resumen en el Cuadro N° 1.1

Cuadro N° 1.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA NACIONAL

Barra	PPM S/kW-mes	PCSPT S/kW-mes	PPB S/kW-mes	PEMP ctm.S/kWh	PEMF ctm.S/kWh
Zorritos	20,67	35,089	55,756	9,77	8,60
Talara	20,67	35,089	55,756	9,69	8,55
Piura Oeste	20,67	35,089	55,756	9,72	8,58
La Nina	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
Chilayo Oeste	20,67	35,089	55,756	9,60	8,50
Carhuauero 220	20,67	35,089	55,756	9,45	8,35
Carhuauero 138	20,67	35,089	55,756	9,46	8,35
Culevo 138	20,67	35,089	55,756	9,54	8,39
Jaen 138	20,67	35,089	55,756	9,62	8,41
Guadalupe 220	20,67	35,089	55,756	9,58	8,49
Guadalupe 60	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
La Ramada	20,67	35,089	55,756	9,36	8,25
Cajamarca	20,67	35,089	55,756	9,44	8,33
Trujillo Norte	20,67	35,089	55,756	9,53	8,46
Chimbole 1 220	20,67	35,089	55,756	9,47	8,43
Chimbole 1 138	20,67	35,089	55,756	9,48	8,43
Paramonga N 220	20,67	35,089	55,756	9,32	8,31
Paramonga N 138	20,67	35,089	55,756	9,31	8,31
Paramonga 138	20,67	35,089	55,756	9,29	8,30
Huacho	20,67	35,089	55,756	9,32	8,36
Lomera	20,67	35,089	55,756	9,37	8,44
Zapallal	20,67	35,089	55,756	9,40	8,49
Carabayillo	20,67	35,089	55,756	9,38	8,47
Ventanilla	20,67	35,089	55,756	9,43	8,54
La Planicie	20,67	35,089	55,756	9,37	8,48
Chavarría	20,67	35,089	55,756	9,45	8,55
Santa Rosa	20,67	35,089	55,756	9,45	8,57
San Juan	20,67	35,089	55,756	9,32	8,53
Cantera	20,67	35,089	55,756	9,28	8,43
Chilca 220	20,67	35,089	55,756	9,21	8,42
Asia 220	20,67	35,089	55,756	9,24	8,43
Alto Proderas 220	20,67	35,089	55,756	9,28	8,49
Independencia	20,67	35,089	55,756	9,32	8,42
ica	20,67	35,089	55,756	9,36	8,44
Marcona	20,67	35,089	55,756	9,38	8,40
Mantaro	20,67	35,089	55,756	9,10	8,01
Huayucachi	20,67	35,089	55,756	9,16	8,11
Pachachaca	20,67	35,089	55,756	9,20	7,95
Pomacocha	20,67	35,089	55,756	9,21	7,89
Huancavelica	20,67	35,089	55,756	9,16	8,12
Callahuana ELP	20,67	35,089	55,756	9,31	8,32
Cajamarquilla	20,67	35,089	55,756	9,41	8,50
Huallanca 138	20,67	35,089	55,756	9,23	8,18
Vocarra	20,67	35,089	55,756	9,19	7,97
Tingo María 220	20,67	35,089	55,756	9,03	7,78
Aguayta 220	20,67	35,089	55,756	8,94	7,70
Aguayta 138	20,67	35,089	55,756	8,97	7,71
Aguayta 22,9	20,67	35,089	55,756	8,96	7,71
Puzallpa 138	20,67	35,089	55,756	9,33	7,96
Puzallpa 60	20,67	35,089	55,756	9,34	7,96
Aucayacu	20,67	35,089	55,756	9,23	7,94
Tocachi	20,67	35,089	55,756	9,43	8,12
Belbunde 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,41
Cacic	20,67	35,089	55,756	9,53	8,37
Tingo María 138	20,67	35,089	55,756	9,01	7,75
Huanuco 138	20,67	35,089	55,756	9,14	7,81
Paragsha I 138	20,67	35,089	55,756	9,09	7,78
Paragsha 220	20,67	35,089	55,756	9,08	7,76
Yaupi 138	20,67	35,089	55,756	8,97	7,64
Yuncan 138	20,67	35,089	55,756	9,02	7,68
Yuncan 220	20,67	35,089	55,756	9,04	7,70
Oroya Nueva 220	20,67	35,089	55,756	9,16	7,96
Oroya Nueva 138	20,67	35,089	55,756	9,12	7,87
Oroya Nueva 50	20,67	35,089	55,756	9,14	7,91
Carhuamayo 138	20,67	35,089	55,756	9,09	7,78
Carhuamayo 220	20,67	35,089	55,756	9,09	7,74
Carpa 138	20,67	35,089	55,756	9,07	7,81
Desierto 220	20,67	35,089	55,756	9,30	8,44
Condorcocha 138	20,67	35,089	55,756	9,06	7,80
Condorcocha 44	20,67	35,089	55,756	9,06	7,80
Machupicchu	20,67	35,089	55,756	9,31	8,21
Cachimayo	20,67	35,089	55,756	9,58	8,43
Dolorespata	20,67	35,089	55,756	9,62	8,46
Quencoro	20,67	35,089	55,756	9,61	8,46
Combarpata	20,67	35,089	55,756	9,73	8,58
Tintaya	20,67	35,089	55,756	9,80	8,68
Tintaya Nueva	20,67	35,089	55,756	9,79	8,67
Ayaviri	20,67	35,089	55,756	9,61	8,49
Azangaro	20,67	35,089	55,756	9,50	8,38
San Gaban	20,67	35,089	55,756	8,96	7,93
Mazuco	20,67	35,089	55,756	9,09	8,01
Puerto Maldonado	20,67	35,089	55,756	9,43	8,23
Julica	20,67	35,089	55,756	9,61	8,47
Puno 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,48
Puno 220	20,67	35,089	55,756	9,60	8,48
Callill	20,67	35,089	55,756	9,79	8,69
Santuario	20,67	35,089	55,756	9,62	8,55
Socabaya 138	20,67	35,089	55,756	9,45	8,55
Socabaya 220	20,67	35,089	55,756	9,63	8,54
Cobarsu 220	20,67	35,089	55,756	9,44	8,34
Cerro Verde	20,67	35,089	55,756	9,68	8,57
Repardición	20,67	35,089	55,756	9,73	8,58
Mollendo	20,67	35,089	55,756	9,78	8,62
Moquesua 220	20,67	35,089	55,756	9,60	8,53
Moquesua 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,53
Ilo 138	20,67	35,089	55,756	9,68	8,58
Bollaca 138	20,67	35,089	55,756	9,66	8,58
Toquepala	20,67	35,089	55,756	9,66	8,59
Aricola 138	20,67	35,089	55,756	9,59	8,57
Aricola 66	20,67	35,089	55,756	9,55	8,56
Tacna 220	20,67	35,089	55,756	9,67	8,56
Tacna 66	20,67	35,089	55,756	9,73	8,59

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 consideraron las ventas de energía del año 2018, 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. Por otro lado, se ha incorporado cargas correspondientes a doce proyectos: Ariana (Ariana Operaciones Mineras), Anubia, Terminal Portuario de San Juan de Marcona, Quellaveco (Anglo American Quellaveco), Los Chancas, la expansión de la fundición de Ilo (Petroperú), Michiquillay, la Unidad Minera Shahuindo (Tahoe Perú), el proyecto minero Pampa de Pongo (Jinzha Mining Peru), el proyecto de expansión de Toromocho (Minera Chinalco Perú), el proyecto de Ollachea (Minera Kuri Kullu) y la ampliación de la Refinería Talara (Petroperú), de acuerdo con la información comercial reportada y el envío de información por parte de las empresas (ver Anexo A del informe)
- 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 al Procedimiento Técnico del COES N° 34 “Determinación de los Costos de Mantenimientos de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (en adelante “PR-34”), de acuerdo con los criterios que se señalan 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 N° 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, dando como resultado final un valor igual a 35,089 S/ /kW-mes.

- 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 marzo de 2019, 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 al mes de abril de 2019, obteniéndose los resultados que se muestran en el Cuadro N° 1.2.

Cuadro N° 1.2

COMPARACION VARIACIONES DE PRECIOS EN BARRA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2018 (VIGENTES AL 04 DE ABRIL DE 2019)

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	20.76	34.753	0.00	15.20	14.18	55.51	15.20	14.18	29.77	
Chiclayo	20.76	34.753	0.00	15.24	14.24	55.51	15.24	14.24	29.82	
Trujillo	20.76	34.753	0.00	15.15	14.24	55.51	15.15	14.24	29.80	
Lima	20.76	34.753	0.00	15.20	14.62	55.51	15.20	14.62	27.78	
Ica	20.76	34.753	0.00	15.06	14.43	55.51	15.06	14.43	29.92	
Marcona	20.76	34.753	0.00	15.01	14.27	55.51	15.01	14.27	29.79	
Tingo Maria	20.76	34.753	0.00	13.85	12.96	55.51	13.85	12.96	28.52	
Cusco	20.76	34.753	0.00	15.26	14.35	55.51	15.26	14.35	29.92	
Combapata	20.76	34.753	0.00	15.44	14.51	55.51	15.44	14.51	30.09	
Tarma	20.76	34.753	0.00	15.57	14.66	55.51	15.57	14.66	30.24	
Juliaca	20.76	34.753	0.00	15.42	14.44	55.51	15.42	14.44	30.04	
Socabaya	20.76	34.753	0.00	15.40	14.54	55.51	15.40	14.54	30.07	
Toquepala	20.76	34.753	0.00	15.44	14.62	55.51	15.44	14.62	30.16	
Tacna	20.76	34.753	0.00	15.47	14.58	55.51	15.47	14.58	30.13	

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2019

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					b. PRECIOS EN BARRA					Variación P.BARRA b / a - 1
	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	20.67	35.089	0.00	17.01	15.01	55.76	17.01	15.01	30.91	3.8%	
Chiclayo	20.67	35.089	0.00	16.80	14.87	55.76	16.80	14.87	30.75	3.1%	
Trujillo	20.67	35.089	0.00	16.68	14.81	55.76	16.68	14.81	30.67	2.9%	
Lima	20.67	35.089	0.00	16.53	15.00	55.76	16.53	15.00	28.44	2.4%	
Ica	20.67	35.089	0.00	16.38	14.77	55.76	16.38	14.77	30.58	2.2%	
Marcona	20.67	35.089	0.00	16.42	14.70	55.76	16.42	14.70	30.53	2.5%	
Tingo Maria	20.67	35.089	0.00	15.78	13.57	55.76	15.78	13.57	29.54	3.6%	
Cusco	20.67	35.089	0.00	16.83	14.81	55.76	16.83	14.81	30.74	2.7%	
Combapata	20.67	35.089	0.00	17.03	15.01	55.76	17.03	15.01	30.94	2.8%	
Tarma	20.67	35.089	0.00	17.15	15.19	55.76	17.15	15.19	31.13	2.9%	
Juliaca	20.67	35.089	0.00	16.82	14.83	55.76	16.82	14.83	30.77	2.4%	
Socabaya	20.67	35.089	0.00	16.86	14.95	55.76	16.86	14.95	30.78	2.4%	
Tacna	20.67	35.089	0.53	16.92	14.99	55.76	17.45	15.52	31.39	4.2%	

2. Proceso de Regulación Tarifaria

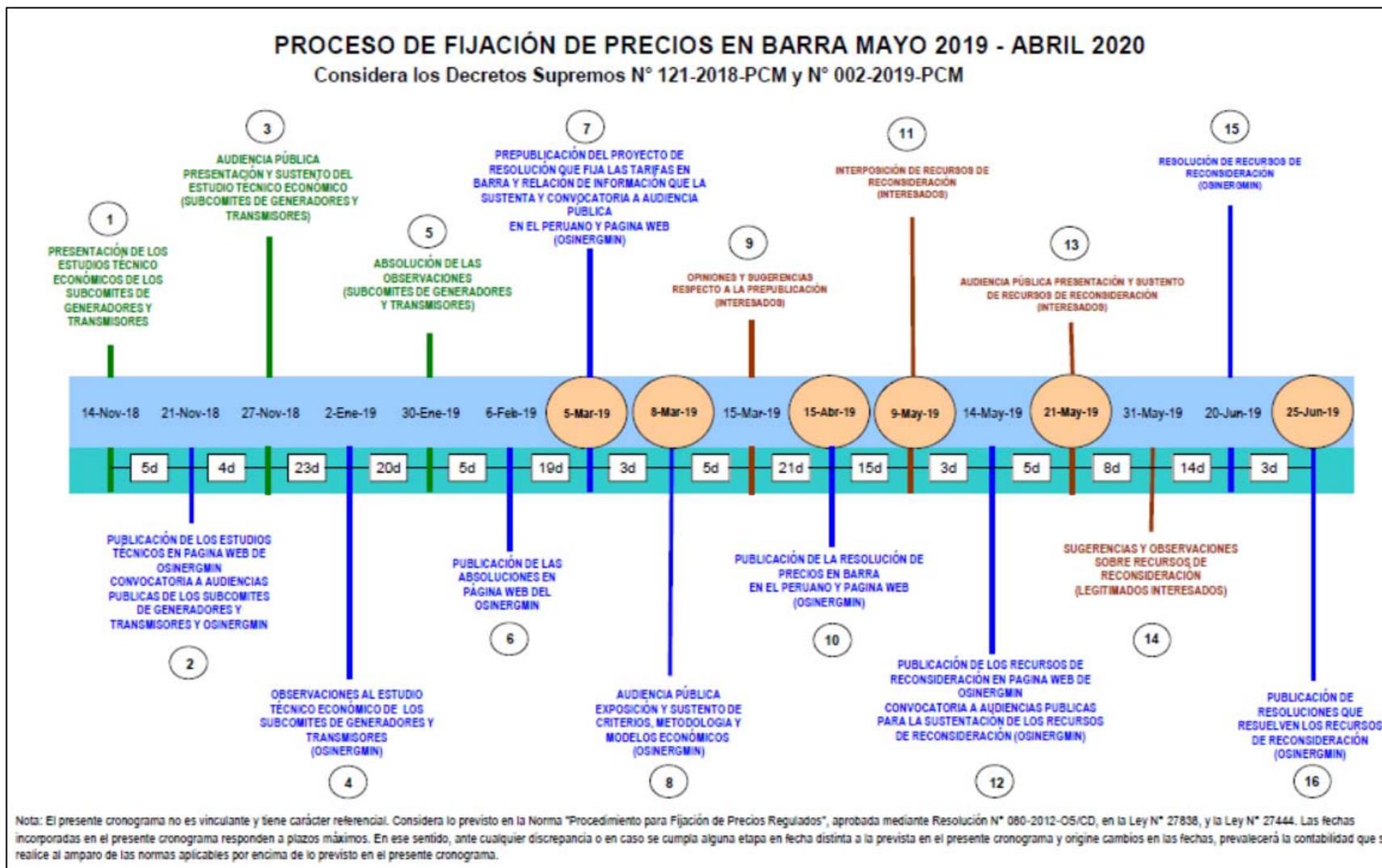
El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza de conformidad con lo establecido en la LCE, el RLCE y la Ley 28832 y sus reglamentos. Osinergmin, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido, dentro del proceso 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



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

El COES es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación del SEIN al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El órgano supremo del COES es la Asamblea, integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 51 de la LCE⁵, 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	10,46
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	21,79
Peaje por Conexión	S/./kW-mes	15,731

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,25%

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 27 de noviembre de 2018, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES expongan sus

⁵ **Artículo 51°.**- 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:

- La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el periodo de estudio;
- El programa de obras de generación y transmisión;
- Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- Los costos marginales;
- Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- Los factores nodales de energía;
- El Costo Total de Transmisión considerado;
- Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- 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.

propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2019 – abril 2020.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación en la página Web de Osinerghmin, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a los estudios mencionados y contaran con la información necesaria que les permitiera 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 2018, Osinerghmin mediante los Informes N° 1008-2018-GRT y N° 1009-2018-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 Osinerghmin.

2.4. Absolución de las Observaciones

El 29 de enero de 2019, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin y presentaron sus informes con los resultados modificados de sus estudios.

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	9,09
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	22,45
Peaje por Conexión	S/./kW-mes	15,953

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,25%

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 122 del RLCE⁶, en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de Osinerghmin,

⁶ **Artículo 122°.**- 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

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.

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

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, tanto en sus propuestas iniciales, como en los informes remitidos en respuesta a las observaciones formuladas a sus propuestas para la Fijación de los Precios en Barra del periodo mayo 2019 – abril 2020. 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 $\pm 10\%$ 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 Osinerghmin después del análisis efectuado.

Cuadro N° 2.3

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de febrero de 2019	Fijación OSINERGHMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/ /kWh	14,75	15,28	3,6%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	20,76	20,72	-0,2%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	34,713	35,139	1,2%
Precio Promedio Total	ctm.S/ /kWh	27,78	28,39	2,2%

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, Osinerghmin 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.

2.6. Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo de Osinerghmin dispuso la realización de una segunda audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 08 de marzo de 2019, en la cual la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la presente

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 53° y 71° de la LCE.

regulación tarifaria; así como, el sustento del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 – abril 2020.

La audiencia pública se produjo de manera descentralizada y simultáneamente en tres ciudades del país: Lima, Chiclayo y Tacna, a través, de un sistema de multivideoconferencia. Asimismo, en dicha audiencia pública, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas en la regulación de los Precios en Barra pudieron dar a conocer sus opiniones y/o comentarios sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

Con relación a las opiniones y comentarios realizados durante la audiencia pública, los mismos fueron respondidos en dicha oportunidad y se encuentran registrados (grabados y filmados) de conformidad con lo dispuesto por el numeral 9 de las Directivas que rigen la realización de las audiencias.

2.7. Opiniones y Sugerencias de los Interesados

El 15 de marzo de 2019 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 – abril 2020.

Al respecto se recibieron, dentro del plazo establecido, las opiniones y sugerencias de los interesados: Subcomité de Generadores del COES, Engie Energía Perú S.A., Electro Oriente S.A., Genrent del Perú S.A.C., Electro Zaña S.A.C., Adinelsa, Sindicato Energético S.A., Enel Green Power Perú S.A., Electro Ucayali S.A., Consorcio Transmantaro S.A. y Red de Energía del Perú S.A. al proyecto de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución N° 025-2019-OS/CD; las cuales han sido publicadas en la página Web de Osinerghmin.

El análisis de dichas opiniones y sugerencias se realiza en el Anexo V del presente informe.

2.8. Fijación de Precios en Barra

Osinerghmin ha tomado en cuenta las opiniones y sugerencias recibidas de los interesados respecto del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 - abril 2020. Como consecuencia de dicho análisis se ha elaborado el presente informe que contiene el resultado de los estudios realizados.

El Cuadro 2.4 resume los precios determinados por Osinerghmin luego del análisis efectuado.

Cuadro N° 2.4

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de abril de 2019	Fijación OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/ kWh	14,75	15,35	4,1%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	20,76	20,67	-0,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	34,753	35,089	1,0%
Precio Promedio Total	ctm.S/ kWh	27,78	28,44	2,4%

Los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste, una vez aprobados, serán publicados en el diario oficial El Peruano y, complementariamente, en la página Web de Osinerghmin.

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 2019 - abril 2020.

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 LCE⁷ para el horizonte comprendido entre el 01 de enero de 2018

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.

y el 31 de diciembre de 2021. 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 (2018 - 2021) 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 53 años, con información histórica, hasta el año 2017.

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 3,3% para todo el horizonte de estudio. En el caso del mantenimiento, se establece el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

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

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

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.

Se considera, además, las restricciones impuestas por la Resolución Directoral N° 009-2016-ANA-DEPHM 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, y a las energías comprometidas en las Subastas RER, 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: www.osinergmin.gob.pe.

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 RLCE⁸, 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 Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución N° 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° 027-2017-

⁸ **Artículo 126°.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° 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.

OS/CD, publicada el 24 de febrero de 2017. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

3.2. Premisas y Resultados

A continuación, se presenta 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 vegetativa se emplea el modelo de Corrección de Errores. Asimismo, se toma en cuenta las siguientes consideraciones respecto de los valores propuestos por el Subcomité de Generadores del COES (ver Anexo A para mayor detalle):

- Se ha proyectado la demanda vegetativa anual para el periodo 2019 - 2021.
- Se ha considerado la serie histórica del Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del año 2007, según la publicación disponible del Instituto Nacional de Estadística e Informática- INEI. Así también, en la proyección del PBI se ha considerado las tasas de crecimiento anual publicadas por el Banco Central de Reserva (en adelante "BCRP") en la "Encuesta de Expectativa Macroeconómica del PBI".
- Respecto de las cargas especiales se ha actualizado la demanda del año 2018 de la Refinería de Cajamarquilla; de las Mineras de Cerro Verde, Las Bambas, Tintaya-Antapaccay, Yanacocha; las empresas de Southern Perú Cooper, Hudbay, Aceros Arequipa, Unión Andina de Cementos; y, entre otras, considerando la información comercial reportada al IV Trimestre del año 2018. Asimismo, para la proyección 2019-2021 se ha incorporado cargas correspondientes a doce proyectos: Ariana (Ariana Operaciones Mineras), Anubia, Terminal Portuario de San Juan de Marcona, Quellaveco (Anglo American Quellaveco), Los Chancas, la expansión de la fundición de Ilo (Petroperú), Michiquillay, la Unidad Minera Shahuindo (Tahoe Perú), el proyecto minero Pampa de Pongo (Jinzhao Mining Peru), el proyecto de expansión de Toromocho (Minera Chinalco Perú), el proyecto de Ollachea (Minera Kuri Kullu) y la ampliación de la Refinería Talara (Petroperú), de acuerdo con la información comercial reportada y el envío de información por parte de las empresas.

Cabe señalar que, la demanda para la ampliación de la Refinería Talara se ha considerado hasta el año 2020, debido a que a partir del año 2021 habrá generación para consumo propio de la demanda de la Refinería Talara, según lo informado por Petroperú mediante carta GMRT-SINT-0134-2019 con fecha 26 de marzo de 2019.

- Con relación a los valores de las ventas y la tarifa; así como, las pérdidas eléctricas y la participación en las ventas (en muy alta, alta y media tensión) correspondientes al año 2018, se ha considerado la información comercial de las empresas eléctricas al IV trimestre de ese año disponible. Al consumo de energía, se le agrega un porcentaje de

pérdidas con la finalidad de compensar las pérdidas transversales no consideradas en el modelado de la red de transmisión.

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 es necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro N° 3.1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
Período 2019-2021

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2018	6 885	50 838	84,3%		
2019	7 252	53 521	84,2%	5,3%	5,3%
2020	7 695	57 012	84,6%	6,1%	6,5%
2021	8 051	59 893	84,9%	4,6%	5,1%

Fuente: Osinergmin

3.2.2 Programa de Obras

El programa de obras es la secuencia de 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 2019-2021**

Proyecto	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de Ingreso
Central Hidroeléctrica Carhuac	20,0	Ene-19
Central Hidroeléctrica Zaña 1	13,2	Ene-19
Central Térmica de Biomasa Callao	2,0	Ene-19
Central Hidroeléctrica La Virgen	84,0	Set-19
Central Hidroeléctrica Shima	5,0	Set-19
Central Hidroeléctrica Manta	19,8	Set-19
Central Hidroeléctrica 8 de Agosto	10,0	Oct-19
Central Hidroeléctrica El Carmen	10,0	Oct-19
Central Hidroeléctrica Santa Lorenza	18,7	Mar-20
Central Hidroeléctrica Centauro I - III	25,0	Jun-20
Central Eólica Huambos	18,4	Oct-20
Central Eólica Dunas	18,4	Oct-20
Central Hidroeléctrica Ayanunga	20,0	Dic-20
Central Hidroeléctrica Kusa	15,6	Dic-20
Central Hidroeléctrica Alli	14,5	Dic-20

En cuanto 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, sino 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 GENERACIÓN
Periodo 2019-2021**

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene-19	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas - Primera Etapa
Feb-19	Banco de condensadores de 20 MVAR, 60 kV en la S.E. Zorritos.
Feb-19	Ampliación de transformación 220/60/22,9 kV, 50/65 MVA en S.E. Zorritos.
Feb-19	Seccionamiento de L.T. 220 kV Piura - Chiclayo y enlace con S.E. La Niña 220 kV.
Feb-19	Cambio de configuración en 60 kV de simple barra de la S.E. Guadalupe.
May-19	Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste.
May-19	Repotenciación L.T. 220 kV Trujillo - Cajamarca 250 MVA
Jun-19	Línea de Transmisión 220 kV Montalvo - Los Héroes
Ago-19	Repotenciación 250 MVA LT 220 kV Oroya - Carhuamayó
Ago-19	Repotenciación 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huancavelica
Set-19	Repotenciación L.T. 220 kV Pomacocha - San Juan 500 MVA
Nov-19	Repotenciación L.T. 220 kV Pachachaca - Callahuanca 500 MVA
Ene-20	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabaylo 250 MVA
Mar-20	SE Nueva Nazca 220/60 kV – 75 MVA
Mar-20	SE Nueva Chíncha 220/60 kV – 75 MVA
Ago-20	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV
Ago-20	S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
Set-20	Línea de Transmisión 138 kV Aguaytia - Pucallpa (segundo circuito)
Dic-21	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabaylo - Chimbote - Trujillo
Dic-21	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
Ene-21	Cambio de nivel de tensión L.T. Chilca - La Planicie - Carabaylo, dos circuitos de 220 kV a uno de 500 kV
Ene-21	Segundo transformador 500/220 kV 600 MVA en la SET Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV
Ene-21	Enlace LT 500 kV Chilca - Carabaylo
Jun-21	L.T. 220 kV Tintaya - Azángaro (1 circuito)
Nov-21	Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo
Nov-21	Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco

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 (3)

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	STATKRAFT PERU	45,4	246,6	62,0%	24,31	0,520
Cañon del Pato	ORAZUL ENERGY EGENOR	265,6	1 464,9	63,0%	75,58	0,980
Carhuaquero	ORAZUL ENERGY EGENOR	94,5	404,5	48,8%	21,06	1,250
Carhuaquero IV	ORAZUL ENERGY EGENOR	10,0	67,2	76,8%	2,56	1,080
Caña Brava	ORAZUL ENERGY EGENOR	5,7	25,5	51,3%	19,39	0,080
Mantaro	ELECTROPERU	678,7	4 598,3	77,3%	105,62	1,790
Restitución	ELECTROPERU	219,4	1 493,4	77,7%	104,76	0,580
Callahuanca (1)	ENEL GENERACIÓN PERU	84,2	543,5	73,7%	25,30	0,920
Huampani	ENEL GENERACIÓN PERU	30,9	213,3	78,9%	21,19	0,400
Huínco	ENEL GENERACIÓN PERU	277,9	1 027,3	42,2%	27,17	2,840
Matucana	ENEL GENERACIÓN PERU	137,0	715,7	59,6%	15,84	2,400
Moyopampa	ENEL GENERACIÓN PERU	69,2	483,7	79,9%	19,32	0,990
Yanango	CHINANGO	43,1	173,7	46,0%	20,00	0,600
Chimay	CHINANGO	154,8	733,6	54,1%	92,34	0,470
Malpaso	STATKRAFT PERU	48,5	185,2	43,6%	80,39	0,170
Oroya	STATKRAFT PERU	9,1	43,4	52,2%	6,56	0,410
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9,7	29,1	34,1%	6,61	0,410
Yaupi	STATKRAFT PERU	113,7	687,7	69,1%	29,05	1,090
Gallito Clejo	STATKRAFT PERU	35,3	84,2	27,3%	41,11	0,240
Paríac	STATKRAFT PERU	5,0	24,8	57,2%	2,20	0,630
Huanchor	HUANCHOR	19,8	127,8	73,8%	10,93	0,500
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3,9	20,1	59,4%	2,00	0,540
San Antonio	STATKRAFT PERU	0,6	3,0	59,1%	2,92	0,060
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0,4	1,4	37,0%	2,50	0,050
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0,2	0,8	44,1%	0,15	0,370
Yuncán	ENGIE	136,7	722,5	60,3%	29,58	1,280
Quilacsa	ENGIE	117,8	467,7	45,3%	15,61	2,100
Santa Rosa I (2)	ELÉCTRICA SANTA ROSA	1,0	5,9	67,0%	5,50	0,050
Santa Rosa II (2)	ELÉCTRICA SANTA ROSA	1,7	10,4	69,5%	5,00	0,090
Curumuy (2)	SINERSA	12,5	53,6	49,0%	36,00	0,100
Poehos I (2)	SINERSA	14,6	61,2	45,3%	45,00	0,100
Poehos II (3)	SINERSA	9,6	57,0	68,1%	60,91	0,040
Charcani I	EGASA	1,7	12,3	81,4%	10,00	0,050
Charcani II	EGASA	0,6	4,3	82,6%	4,80	0,030
Charcani III	EGASA	4,6	35,9	89,4%	8,51	0,150
Charcani IV	EGASA	15,4	83,5	62,0%	15,04	0,280
Charcani V	EGASA	146,6	506,8	39,5%	26,20	1,550
Charcani VI	EGASA	8,9	48,4	62,0%	14,97	0,170
Aricota I	EGESUR	22,1	57,3	29,1%	4,54	1,360
Aricota II	EGESUR	12,2	39,0	35,9%	4,58	0,750
Machupicchu	EGEMSA	168,8	1 216,8	82,3%	55,83	0,840
San Gabán	SAN GABAN	115,7	685,4	67,6%	19,88	1,620
La Joya (3)	GEPSA	7,8	45,6	67,1%	7,63	0,280
Santa Cruz I (3)	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	7,0	33,8	55,5%	6,00	0,320
Santa Cruz II (3)	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	7,4	35,8	55,1%	6,00	0,340
Roncador (3)	MAJA ENERGÍA	3,5	18,1	59,2%	9,00	0,110
Platanal	CELEPSA	222,5	864,6	44,4%	40,99	1,510
Purmacana (3)	ELÉCTRICA SANTA ROSA	1,8	2,7	17,3%	2,52	0,200
Huasahuasi I (3)	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	9,9	36,0	41,7%	6,49	0,420
Huasahuasi II (3)	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	10,2	37,4	41,8%	6,54	0,430
Yanapampa (3)	ELÉCTRICA YANAPAMPA S.A.C.	3,9	17,5	51,1%	20,00	0,050
Nuevo Imperial (3)	HIDROCANETE S.A.	4,0	24,6	70,6%	7,50	0,150
Pizaras (3)	ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	19,2	75,9	45,2%	22,00	0,240
Huanza	EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA	98,3	403,3	46,8%	16,32	1,670
Runatullo III (3)	EMPRESA DE GENERACIÓN JUNIN	20,0	103,5	59,2%	5,40	1,030
Runatullo II (3)	EMPRESA DE GENERACIÓN JUNIN	20,0	86,9	49,7%	7,00	0,790
Canchayllo (3)	EMP. DE GEN. E. CANCHAYLLO	5,2	27,4	60,3%	6,96	0,210
Plas	AGUAS Y ENERGÍA PERU	12,0	59,3	56,4%	5,94	0,560
Cheves	STATKRAFT PERU	176,4	659,7	42,7%	33,38	1,470
Santa Teresa	INLAND ENERGY	89,9	648,5	82,4%	53,07	0,470
Cerro del Águila	CERRO DEL ÁGUILA	545,1	512,0	32,6%	221,46	0,680
Chancay (3)	SINERSA	20,0	34,5	59,9%	3,60	1,540
Rucuy (3)	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RÍO BAÑOS	20,0	21,0	36,5%	3,40	1,630
CH Chaglla	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	470,4	304,8	25,5%	148,37	0,880
PCH Chaglla	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA	6,4	49,7	88,7%	3,68	0,480
Renovandes H1 (3)	SANTA ANA	20,0	152,0	86,8%	7,84	-
Her I (3)	ENEL GENERACIÓN PERU	0,7	4,7	76,0%	17,50	-
Ángel I (3)	GEPSA	20,2	84,0	47,6%	2,30	-
Ángel II (3)	GEPSA	20,2	84,0	47,6%	2,30	-
Ángel III (3)	GEPSA	20,2	84,0	47,6%	2,30	-
Carhuac (3)	ANDEAN POWER	20,0	122,3	69,8%	14,29	-
Total		5 034,4	22 100,1	57,0%		

Notas:

- (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2009
- (2) Esta empresa no forma parte del COES
- (3) Central hidroeléctricas adjudicadas de subasta RER

Cuadro N° 3.4

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL GENERACIÓN PIURA	51,3	Gas Natural	9,765
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	ENEL GENERACIÓN PIURA	85,1	Gas Natural	11,544
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	ENEL GENERACIÓN PIURA	20,9	Gas Natural + H2O	12,187
Turbo Gas Natural Oquendo	SDF	28,4	Gas Natural	11,643
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	ENEL GENERACIÓN PERÚ	47,8	Diesel B5 S-50	0,271
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5	ENEL GENERACIÓN PERÚ	45,8	Diesel B5 S-50	0,269
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL GENERACIÓN PERÚ	113,6	Gas Natural	10,797
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62,3	Residual 500	0,332
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel B5 S-50	0,220
Turbo Gas Natural Aguaylia TG1	TERMOSELVA	90,1	Gas Natural	12,170
Turbo Gas Natural Aguaylia TG2	TERMOSELVA	86,0	Gas Natural	12,218
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	ENEL GENERACIÓN PERÚ	219,4	Gas Natural	7,306
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	ENEL GENERACIÓN PERÚ	16,0	Gas Natural	7,424
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	ENEL GENERACIÓN PERÚ	219,9	Gas Natural	7,306
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	ENEL GENERACIÓN PERÚ	16,0	Gas Natural	7,424
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	ENEL GENERACIÓN PERÚ	187,8	Gas Natural	10,796
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	195,4	Gas Natural	10,342
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10,1	Mezcla2 R500,DB5S50	0,219
Chilina TG	EGASA	11,8	Diesel B5 S-50	0,375
Mollendo I GD	EGASA	24,5	Residual 500	0,209
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENGIE	140,3	Carbón	0,358
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	EGESUR	23,0	Gas Natural	8,930
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	EGASA	70,3	Gas Natural	12,970
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	TERMOCHILCA	303,3	Gas Natural	7,147
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	KALLPA	282,3	Gas Natural	7,020
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	KALLPA	288,8	Gas Natural	7,020
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	KALLPA	292,3	Gas Natural	7,020
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	FENIX POWER	285,5	Gas Natural	7,101
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	FENIX POWER	281,7	Gas Natural	7,101
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	ENGIE	262,9	Gas Natural	7,086
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	ENGIE	265,9	Gas Natural	7,086
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	ENGIE	286,4	Gas Natural	7,086
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	ENGIE	111,8	Gas Natural	7,613
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	ENEL GENERACIÓN PIURA	127,9	Gas Natural	0,000
Reserva Fria Puerto Eten	COBRA	228,1	Diesel B5	0,237
NEPI Ilo	ENGIE	600,0	Diesel B5	0,225
Reserva Fria Ilo	ENGIE	460,0	Diesel B5	0,237
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	SDE Piura	26,4	Gas Natural	12,574
Reserva Fria Pucallpa	I&E del Perú	40,0	Diesel B5	0,238
Reserva Fria Puerto Maldonado	I&E del Perú	18,0	Diesel B5 S-50	0,250
NES Puerto Bravo	SAMAY	600,0	Diesel B5 S-50	0,237
Recka TG1	MINERA CERRO VERDE	177,4	Diesel B5	0,239
Total		6 840,8		

Notas :

GD : Grupos Diesel.

TV : Turbinas a Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel B5 o B5 S-50

Und.: Kg. para el Diesel B5 o B5 S-50, Residual y Carbón. MBTU para el Gas Natural.

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual N° 500 (90%) y Diesel B5 o B5 S-50 (10%)

Cuadro N° 3.5
CENTRALES CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EXISTENTES (1)

Central	Propietario	Fuente de Energía	Energía Anual Adjudicada GWh
Central de Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A	Biomasa	97,75
CT Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	28,30
CB La Gringa V	Consorcio Energía Limpia	Biomasa	14,02
Repartición Solar 20T	Grupo T-Solar Global S.A	Solar	37,44
Majes Solar 20T	Grupo T-Solar Global S.A	Solar	37,63
Tacna Solar 20T	Consorcio Tacna Solar 20T S	Solar	47,20
Panamericana Solar 20T S	Consorcio Panamericana	Solar	50,68
CSF Moquegua FV	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	Solar	43,00
C.E. Marcona	Consorcio Cobra Perú -Perú Energía Renovable	Eólica	148,38
CE Talara	Energía Eólica S.A	Eólica	119,67
CE Cupisnique	Energía Eólica S.A	Eólica	302,95
CE Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	415,76
CS Rubí	Enel Green Power	Solar	415,00
CS Intipampa	Engie Energía Perú	Solar	108,40
C.E. Wayra I	Enel Green Power	Eólica	573,00
C.T. Doña Catalina	Consorcio Energía Limpia	Biomasa	14,50
Total			2 453,7

* Las centrales hidroeléctricas se encuentran listadas en Centrales Hidroeléctricas Existentes

Nota :

(1) Adjudicatarias según las subastas de energía 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. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo, para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible, el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo, para el Diesel N° 2 dicho costo está dado en USD/Ton), y viene expresado en USD/MWh o mils/kWh⁹.

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. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen de operación esperado; a partir de esta función se deriva el CVNC como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctrica, para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de

⁹ Un mil = 1 milésimo de USD.

combustible utilizado). El Cuadro N° 3.10, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado.

De otro lado, en aplicación del artículo 10¹⁰ del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se 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 (Diesel N° 2¹¹, Residual N° 6 y Residual N° 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 RLCE¹², 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 Osinerghmin.

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 Lima¹³ (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2019, a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 50 de la LCE. También, se presentan el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6, Residual 500 y Diesel B5 o B5-S50.

¹⁰ **Artículo 10°.- 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°.

¹¹ En este informe deberá entenderse que la referencia al combustible Diesel N° 2 corresponde indistintamente también a la denominación Diesel B5 o B5-S50, que publica PetroPerú S.A.

¹² **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° 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 OSINERG. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERG será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

¹³ 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.

Cuadro N° 3.6

(Precio de Lista - Petroperú)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	8,02	2,41	101,43	743,5	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	8,49	2,56	107,37	787,1	3,248
	Residual 500	6,33	1,90	79,99	518,2	3,675
Ilo	Diesel B5	8,53	2,57	107,88	790,8	3,248
	Residual N° 6	6,41	1,93	81,00	534,0	3,612

n/d: No hay Datos

Tipo de Cambio	S./USD	3,321
PGN Fenix (TUD)	S./Galon	3,047
PGN Limite (TUD)	S./Galon	3,003
Precio de Carbon	S./Galon	116,980
ISC DB5	S./Galon	1,700

Fuente Petroperú: Precios al 31 de Marzo de 2019

El Cuadro N° 3.8 presenta los precios de referencia ponderados de Osinerghmin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2019.

Cuadro N° 3.7

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	7,21	2,17	91,18	668,4	3,248
	Residual N° 6	5,61	1,69	70,95	467,7	3,612
	Residual 500	5,53	1,67	69,94	453,1	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	7,64	2,30	96,62	708,3	3,248
	Residual 500	6,09	1,83	77,02	499,0	3,675
Ilo	Diesel B5	7,64	2,30	96,62	708,3	3,248
	Residual N° 6	6,11	1,84	77,27	509,4	3,612

Tipo de Cambio	S./USD	3,321
PGN Fenix (TUD)	S./Galon	3,047
PGN Limite (TUD)	S./Galon	3,003
Precio de Carbon	S./Galon	116,980
ISC DB5	S./Galon	1,700

Fuente OSINERGHMIN: Precios al 31 de Marzo de 2019

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 Osinerghmin, resultando que, para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro N° 3.9.

Cuadro N° 3.8

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios Comparados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	7,21	2,17	91,18	668,4	3,248
	Residual N° 6	5,61	1,69	70,95	467,7	3,612
	Residual N° 500	5,53	1,67	69,94	453,1	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	7,64	2,30	96,62	708,3	3,248
	Residual N° 500	6,09	1,83	77,02	499,0	3,675
Ilo	Diesel B5	7,64	2,30	96,62	708,3	3,248
	Residual N° 6	6,11	1,84	77,27	509,4	3,612

Tipo de Cambio	S./USD	3,321
PGN Fenix (TUD)	S./Galon	3,047
PGN Limite (TUD)	S./Galon	3,003
Precio de Carbon	S./Galon	116,980
ISC DB5	S./Galon	1,700

Precios al 31 de Marzo de 2019

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

Según el 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 Osinerghmin).

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 único¹⁴ que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31¹⁵, 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 Osinerghmin.

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, Malacas TG6 y Oquendo TG1 fueron de 0,5600, 0,3638, 0,4226, 3,3620, y 1,5276 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2019, resultan ser los mismos, esto es 0,5600, 0,3638, 0,4226, 3,3620 y 1,5276 USD/MMBTU, respectivamente.

3.2.3.3 Precio del Carbón

Entre los combustibles utilizados para la generación eléctrica, se encuentra el carbón que es consumido en la CT Ilo 2. El precio de este insumo está expresado por USD/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 000 kcal/kg.

El precio para este combustible se determina conforme a lo dispuesto en el artículo 124 del RLCE, mediante la aplicación del "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica". En este sentido, el valor determinado al 31 de marzo de 2019 es de 116,98 USD/Ton.

3.2.3.4 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

¹⁴ La información correspondiente al precio único, su fórmula de reajuste y la calidad del gas natural deberá efectuarse una vez al año, el último día hábil de la primera quincena del mes de junio en sobre cerrado. Dicha información tendrá vigencia desde el 1 de julio hasta el 30 de junio del año siguiente.

¹⁵ "Información de Precios y Calidad de Combustible de Gas Natural" aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM

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° 3.9

PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Precio
Turbo Gas Natural Malacas TG6	Gas Natural	3,0026
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	0,3638
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural + H2O	0,3638
Turbo Gas Natural Oquendo	Gas Natural	1,5276
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	Diesel B5 S-50	768,5180
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5	Diesel B5 S-50	768,5180
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Gas Natural	3,0073
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	549,8873
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	776,8414
Turbo Gas Natural Aguayllá TG1	Gas Natural	0,5600
Turbo Gas Natural Aguayllá TG2	Gas Natural	0,5600
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	2,9283
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	2,9283
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	2,9283
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	2,9283
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	3,0005
Turbo Gas Natural Las Flores	Gas Natural	3,0036
Chilina GD N° 1 y N° 2	Mezcla2 R500,DB5S50	613,4789
Chilina TG	Diesel B5 S-50	811,5780
Mollendo I GD	Residual 500	583,8478
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	116,9800
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	2,6757
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	Gas Natural	2,5965
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Gas Natural	3,0687
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	3,0036
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	3,0036
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	3,0036
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Gas Natural	3,0467
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Gas Natural	3,0467
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Gas Natural	3,0045
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Gas Natural	3,0045
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Gas Natural	3,0045
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Diesel B5	804,6473
Reserva Fria Puerto Eten	Diesel B5	851,1191
NEPI Ilo	Diesel B5	901,6074
Reserva Fria Ilo	Diesel B5	901,6074
Central de Emergencia Piura	Diesel B5	823,0917
Reserva Fria Pucallpa	Diesel B5	779,4242
Reserva Fria Puerto Maldonado	Diesel B5 S-50	940,0725
NES Puerto Bravo	Diesel B5 S-50	812,8759
Recka TG1	Diesel B5	856,5434

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° 3.10
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Central	Consumo Especifico Unid/MWh	Costo del Combustible USD/Unid	CVC USD/MWh	CVNC USD/MWh	CVT USD/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,544	0,3638	4,20	2,02	6,22
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,187	0,3638	4,43	3,30	7,73
Turbo Gas Natural Oquendo	11,643	1,5276	17,79	3,90	21,69
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	0,271	768,5180	207,97	2,02	209,99
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5	0,269	768,5180	206,92	2,02	208,94
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	10,797	3,0073	32,47	2,02	34,49
Turbo Vapor de Shougesa	0,332	549,8873	182,30	1,32	183,62
G. Diesel Shougesa	0,220	776,8414	170,57	2,45	173,03
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	12,170	0,5600	6,81	3,14	9,95
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	12,218	0,5600	6,84	2,99	9,83
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,306	2,9283	21,40	3,35	24,74
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,424	2,9283	21,74	3,35	25,09
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,306	2,9283	21,40	3,35	24,74
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,424	2,9283	21,74	3,35	25,09
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,796	3,0005	32,39	2,02	34,42
Turbo Gas Natural Las Flores	10,342	3,0036	31,06	2,02	33,09
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,219	613,4789	134,15	2,45	136,60
Chilina TG	0,375	811,5780	303,94	0,00	303,94
Mollendo I GD	0,209	583,8478	121,95	2,45	124,41
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,358	116,9800	41,83	2,47	44,31
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,930	2,6757	23,89	2,45	26,35
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	12,970	2,5965	33,68	2,03	35,70
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	7,147	3,0687	21,93	3,35	25,28
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	7,020	3,0036	21,09	3,35	24,43
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	7,020	3,0036	21,09	3,35	24,43
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	7,020	3,0036	21,09	3,35	24,43
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	7,101	3,0467	21,63	3,35	24,98
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	7,101	3,0467	21,63	3,35	24,98
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	7,086	3,0045	21,29	3,35	24,63
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	7,086	3,0045	21,29	3,35	24,63
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	7,086	3,0045	21,29	3,35	24,63
Turbo Gas Natural CT Chilca 2 TG41	11,336	3,0045	34,06	3,80	37,85
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	0,234	0,4226	0,10	4,00	4,10
Reserva Fria Puerto Elen	0,237	851,1191	202,04	4,00	206,04
NEPI Ilo	0,225	901,6074	203,26	4,00	207,26
Reserva Fria Ilo	0,237	901,6074	213,38	4,00	217,38
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	12,574	0,0000	0,00	2,69	2,69
Reserva Fria Pucallpa	0,238	779,4242	185,55	11,26	196,81
Reserva Fria Puerto Maldonado	0,250	940,0725	234,66	11,47	246,13
NES Puerto Bravo	0,237	812,8759	192,29	4,00	196,29
Recka TG1	0,239	856,5434	205,05	6,59	211,64

NOTAS :

Consumo Especifico : 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 RLCE¹⁶, cuyo monto es de 1,652 S//MWh, conforme al valor vigente

¹⁶ **Artículo 107°.-** 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

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 marzo de 2019, de la Barra Base Lima 220 kV para el SEIN.

3.2.5 Costo de Racionamiento

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

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° 3.11

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2019
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA
Barra Santa Rosa 220 kV
(USD/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2019	Mayo	28,44	25,81	26,32	1,10

Participación de la Energía				
Año	Mes	Punta	F.Punta	
2019	Mayo	19,41%	80,59%	

Datos ENERAC.CSV

Año	Mes	Punta	Media	Base	Total
2019	Mayo	26812	65657	45676	138145

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 N° 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.

dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N°.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:

- 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;
(...)

Cuadro N° 3.12

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2019
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
USD/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	61,351	2,667			64,019
2	Millón USD/Año	8,214	0,331	1,085	0,785	10,414
3	Sin FIM : USD/kW-año	47,65	1,92	6,29	4,55	60,41
4	Con FIM : USD/kW-año	62,07	2,50	8,20	5,93	78,70
	Acumulado : USD/kW-año	62,07	64,58	72,77	78,70	

Descripción de Items:

1. Costo de una unidad de 181,11 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 23,45%, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 027-2017-OS/CD que fijó el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional para el periodo del 01 de mayo de 2017 hasta el 30 de abril de 2021.

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 SPT¹⁷, y ii) Las que conforman el SGT¹⁸.

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	DE	A	TITULAR
INSTALACIÓN	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	
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	Paraqsha II	Huánuco	REP

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

CÓDIGO	DE	A	TITULAR
INSTALACIÓN	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP
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		ETESSELVA
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	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 3,942, 11,423, 0,484, 3,905 y 0,000 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 de febrero de 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 WPSOP3500 (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. A continuación, 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 2 176 403	Jun.11
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo)	167 500 000	5 025 000	Dic.2012
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	14 580 022	466 562	May.2013
4	Línea de Transmisión Pomacocha-Carhuamayo 220 kV y Subestaciones Asociadas	16 407 891	410 197	Set.2013
5	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV	101 406 434	3 168 153	Jul.2014
6	Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse en 220 kV	75 005 299*	1 989 931	Ago.2015
7	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas	278 365 620	6 959 140	Nov.2017
8	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV – Refuerzo 1	5 549 890**	189 251**	Mar.2018
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	42 170 830 ***	1 252 906 ***	Dic.2018
	Total de Inversión y COyM	753 219 887	22 971 468	

*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.

** Valores utilizados para determinar la Base Tarifaria publicada en la Resolución Osinerghmin N° 100-2015-OS/CD

*** Inversión que resulta de los montos indicados en el numeral 8.1 del Contrato, descontando los montos indicados en la Adenda 2 del Contrato

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 (Decreto Supremo 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 Osinerghmin.

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 N° 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	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	8 964 256,50	404 968,50	11.Ene.11
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	12 589 996,50	568 764,50	24.Feb.11
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 167 897,60	459 344,00	01.Feb.11
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	24 082 891,73	1 087 966,58	28.Dic.11
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	44 340 365,57	2 003 115,02	26.Jun.11
	Total de Inversión y COyM	100 145 407,90	4 524 158,60	

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 SSEE 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	Línea de Transmisión 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, 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, Osinerghmin 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 Subestación (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, 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: S.E. Puno en 220 kV y Azángaro en 138 kV, construcción de nuevas subestaciones: S.E. Juliaca Nueva 220/138 kV y Azángaro Nueva 220/138 kV; así como enlaces en 138 kV, entre S.E. Azángaro Nueva y S.E. Azángaro Existente y derivación de la L-1012 existente (Juliaca –Puno).

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

4.3. Valorización de las Instalaciones del SPT

En esta oportunidad no corresponde actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) de las instalaciones de transmisión, según lo establecido en el Artículo 77° de la LCE.^[1]

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 tarifas de mayo 2017 y mayo 2018, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT; por lo tanto, en la presente fijación corresponde efectuar la actualización respectiva.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN, asciende a USD 125 551 662 (Ver Anexo I).

4.3.2 Eteselva S.R.L. (Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo 2017, 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 19 371 155 (Ver Anexo J).

^[1] **Artículo. 77°**- 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.

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

4.3.3 Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo 2017, 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 760 738 (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 2017, 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 574 222 (Ver Anexo L).

4.3.4 Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A

La instalación de transmisión de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante “Egemma”) 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 2017, por lo que en esta oportunidad no corresponde efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de Egemma que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 381 418 (Ver Anexo H).

4.3.5 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 249 363 414,30.

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 9 502 968,02.

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 (Serie ID: WPSFD4131), a partir de su fecha de puesta en operación comercial. El VNR actualizado de la Ampliación N° 1 asciende a USD 85 434 596,33.

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 21 992 443,64.

Finalmente, se considera también a la Ampliación Adicional N° 1, donde el monto de inversión establecido en la adenda asciende a USD 5 813 082. En el presente proceso tarifario, dentro de la presentación de subsanación de observaciones, el Subcomité de Transmisores remitió la información presentada por Transmantaro, que incluyó el Informe de Auditoría de la Ampliación Adicional N° 1, en el cual se determinó que la inversión de este proyecto equivale a USD 5 889 486,00. El VNR actualizado de la Ampliación Adicional N°1 asciende a USD 6 060 870,04.

4.3.6 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

[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: WPSOP3500) 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.

N°5, reajustados ascienden a USD 25 912 439,41, USD 70 856 905,53 y USD 6 432 955,53, respectivamente.

4.3.7 ISA

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5^[7] del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la fijación de mayo de 2022 corresponderá 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 el presente proceso tarifario, no corresponde actualizar el VNR de las instalaciones de ISA, considerando que este fue actualizado en el período tarifario de mayo de 2018. En ese sentido, para el presente proceso tarifario, el VNR de las instalaciones de ISA asciende a USD 77 090 409,58.

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.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 1, se establece la retribución por un monto ascendió a USD 454 858,00, 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 507 634,29.

- 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 tiene como fecha de Puesta en Operación Comercial el 21 de diciembre 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 1 676 771,01.

^[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.

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 3 951 637.

4.4.2 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 616 864.

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 18 808.

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 23 613.

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 12 485.

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 será de USD 5 171 779, ajustada anualmente por la variación en los índices WPSOP3500 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 7 059 478,34.

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 ascendente a USD 1 960 000 y USD 147 237,15, respectivamente, los que serán reajustados anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSOP3500 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 2 249 492,00 y USD 151 521,75, 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 WPSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3. El COyM actualizado del SPT de Redesur es USD 2 932 472,95.

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 2 312 712,29.

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 15 229,03 y USD 50 303,13, 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	60 753 489,99	4 082 877,52

N°	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
	Etapa 2: L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE		
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo)	187 114 250,00	5 613 427,50
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	16 172 160,40	517 510,57
4	Línea de Transmisión Pomacocha-Carhuamayo 220 kV y Subestaciones Asociadas	18 152 049,81	453 800,94
5	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV	110 157 809,25	3 441 564,60
6	Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse en 220 kV	83 653 409,97	2 219 370,04
7	Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas	308 289 924,15	7 707 247,55
8	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV – Refuerzo 1	939 096,66*	
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	44 791 493,61	1 330 767,54
	Total	830 023 683,84	25 366 566,26

* Corresponde a la Base Tarifaria actualizada

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	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	10 672 272,05	482 129,48
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	14 955 772,94	675 640,32
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	12 078 539,31	545 658,75
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	27 637 526,55	1 248 550,45
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	51 572 279,19	2 329 823,08
	Total	116 916 390,04	5 281 802,08

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	Línea de Transmisión 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo	305 469 778,82	12 664 468,63
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	12 205 916,12	506 044,50
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	620 468,52	25 724,11
	Total	318 296 163,46	13 196 237,24

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	Línea de Transmisión Tintaya - Socabaya	47 380 650,81	1 397 729,20

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	Línea de Transmisión Carhuaquero – Cajamarca Norte-Caclic - Moyobamba	119 339 881,55	3 228 984,78

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	Línea de Transmisión Azángaro – Juliaca - Puno	39 466 145,20	1 198 607,80

En los Cuadros N° 4.11, N° 4.12 y N° 4.13, se muestra el resumen de la valorización y costos de operación de las instalaciones SPT y SGT.

Cuadro N° 4.11
Valorización del SPT y SGT del SEIN

CÓDIGO INSTALACION	DE SUBESTACION	A SUBESTACION	TITULAR	VNR (USD)	VNR (Soles)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	3 933 872	13 064 389
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	8 190 566	27 200 869
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 315 333	4 368 221
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	859 498	2 854 394
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	6 738 797	22 379 543
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 570 516	11 857 682
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	8 033 934	26 680 695
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV 60MVA		REP	4 233 824	14 060 528
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	868 699	2 884 949
SE Trujillo Norte	SVC +/-30/20 MVAR		REP	3 476 412	11 545 164
L-2215	Chimbote 1	Paramonga	REP	15 923 347	52 881 435
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	532 886	1 769 714
L-2213	Paramonga	Huacho	REP	4 741 932	15 747 956
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga		REP	204 241	678 284
SE Paramonga	Reactor 40 MVAR		REP	1 038 874	3 450 100
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	10 718 971	35 597 701
L-2003/2004	Chaverría	Santa Rosa	REP	4 021 880	13 356 665
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 720 038	12 354 248
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	9 031 821	29 994 678
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	259 854	862 977
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	8 316 147	27 617 924
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	232 900	773 460
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	3 651 518	12 126 692
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	5 361 655	17 806 056
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	11 166 541	37 084 084
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 269 365	4 215 562
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 350 061	4 483 552
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	929 224	3 085 954
C.Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP	1 774 458	5 892 975
C.Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		REP	84 498	280 619
SE Dolorespata	Celda en 138 kV		EGEMSA	381 418	1 266 689
SE Azángaro	Celda en 138 kV	SAN GABÁN		574 222	1 906 991
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR	ET ESELVA			
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV 40	ET ESELVA		19 371 155	64 331 606
L-253	Vizcarra	Paramonga	ET ESELVA		
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV	ANTAMINA		760 738	2 526 410
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	25 912 439	86 055 211
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR		
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	70 856 906	235 315 783
	Addendum 5		REDESUR	6 432 956	21 363 845
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTAR	249 363 414	828 135 899
	Adenda V		TRANSMANTAR	9 502 968	31 559 357
	Addendum N° 8		TRANSMANTAR	85 434 596	283 728 294
	Addendum N° 10		TRANSMANTAR	21 992 444	73 036 905
	Ampliación Adicional N° 1		TRANSMANTAR	6 060 870	20 128 149
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	4 348 173	14 440 284
L-22259 L-22258 L-	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-		ISA	72 742 236	241 576 965
ISA-Ampliación 1	Ampliación capacidad LT 220 kV Pachachaca - Oroya de 152 MVA a 250 MVA		ISA	507 634	1 685 853
ISA-Ampliación 2	Ampliación capacidad LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA		ISA	1 676 771	5 568 557

(1) Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

FITA MAYO 2019
VALORIZACION DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

INSTALACIONES TRANSMISION	TITULAR	INV (USD)	INV (Soles)
Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	TRANSMANTARO	60 753 490	201 762 340
Talara - Piura (2do Circuito)	TRANSMANTARO	16 172 160	53 707 745
Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO	187 114 250	621 406 424
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	TRANSMANTARO	83 653 410	277 812 975
Trujillo - Chiclayo 500 kV	TRANSMANTARO	110 157 809	365 834 085
Pomacocha - Carhuamayo	TRANSMANTARO	18 152 050	60 282 957
Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	TRANSMANTARO	308 289 924	1023 830 838
SE Carapongo (1ª Etapa)	TRANSMANTARO	44 791 494	148 752 550
SE Carapongo (Montos descontados)	TRANSMANTARO	565 676	1 878 609
Refuerzo 1 Contrato L.T. Trujillo - Chiclayo (Banco de React)	TRANSMANTARO	5 934 498	19 708 468
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	10 672 272	35 442 615
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	14 955 773	49 668 122
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	27 637 527	91 784 226
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	51 572 279	171 271 539
SE Cajamarca - SVC	ATN	12 078 539	40 112 829
Socabaya - Tintaya	TESUR	47 380 651	157 351 141
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	ABY	305 469 779	1014 465 135
Compensación Serie LT CHI-MAR-MON	ABY	12 205 916	40 535 847
Instalación doble barra SET Montalvo	ABY	620 469	2 060 576
Carhuacero-Cajamarca Norte-Cáclis-Moyobamba	CCNCM	119 339 882	396 327 747
Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	ATN3	114 262 782	379 466 699
Azángaro-Julíaca-Puno 220 kV	TESUR 2	39 466 145	131 067 068

Cuadro N° 4.12**RESUMEN VNR**

TITULAR	INV (USD)	INV (Soles)
REP	125 551 662	416 957 070
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	574 222	1 906 991
ANT AMINA	760 738	2 526 410
ETESELVA	19 371 155	64 331 606
REDESUR	103 202 300	342 734 840
TRANSMANTARO	1207 939 053	4011 565 595
ISA	79 274 815	263 271 659
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	116 916 390	388 279 331
TESUR	47 380 651	157 351 141
ABY TRANSMISIÓN SUR	318 296 163	1057 061 559
CCNCM	119 339 882	396 327 747
ATN3	114 262 782	379 466 699
TESUR 2	39 466 145	131 067 068
TOTAL SEIN	2292 335 958	7612 847 716

Cuadro N° 4.13**Costo de Operación y Mantenimiento del SPT y SGT**

FITA MAYO 2019

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (USD/Año)
REP	3 951 637
EGEMSA	12 485
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	23 613
ETESELVA	616 864
ANT AMINA	18 808
REDESUR	2 932 473
TRANSMANTARO	7 059 478
TRANSMANTARO-Ampliación 1 (Adenda 8)	2 249 492
TRANSMANTARO-Ampliación Adicional 1	151 522
ISA	2 312 712
ISA-Ampliación 1	15 229
ISA-Ampliación 2	50 303
TOTAL	19 394 617

FITA MAYO 2019

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (USD/Año)
TRANSMANTARO	4 082 878
Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	517 511
Talara - Piura (2do Circuito)	5 613 428
Zapallal - Trujillo 500 kV	2 219 370
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	3 441 565
Trujillo - Chiclayo 500 kV	453 801
Pomacocha - Carhuamayo	7 707 248
Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	1 330 768
SE Carapongo (1ª Etapa)	16 806
SE Carapongo (Montos descontados)	202 366
Refuerzo 1 Contrato L.T. Trujillo - Chiclayo (Banco de React)	482 129
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	675 640
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	1 248 550
Paragsha - Conococha 220 kV	2 329 823
Conococha - Huallanca 220 kV	545 659
Huallanca - Cajamarca 220 kV	1 397 729
SE Cajamarca - SVC	12 664 469
TESUR	506 044
Socabaya - Tintaya	25 724
ABY	3 228 985
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	2 500 000
Compensación Serie LT CHI-MAR-MON	1 198 608
Instalación doble barra SET Montalvo	
CCNCM	
Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclis-Moyobamba	
ATN3	
Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	
TESUR 2	
Azángaro-Juliacca-Puno 220 kV	
TOTAL	52 389 100

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 28832¹⁹, 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° 4.14.

¹⁹ **QUINTA.- Adecuación de factores de pérdidas de potencia**

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° 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.

Cuadro N° 4.14

FITA MAYO 2019
FACTORES NODALES DE ENERGÍA
Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

BARRAS BASE	POTENCIA Base Santa Rosa	ENERGIA Base Santa Rosa	
		Punta	Fuera Punta
Zorritos	1.0000	1.0345	1.0037
Talara	1.0000	1.0261	0.9972
Piura Oeste	1.0000	1.0287	1.0007
La Niña	1.0000	1.0150	0.9918
Chiclayo Oeste	1.0000	1.0163	0.9912
Carhuaquero 220	1.0000	1.0004	0.9746
Carhuaquero 138	1.0000	1.0013	0.9749
Cutervo 138	1.0000	1.0102	0.9786
Jaen 138	1.0000	1.0181	0.9818
Guadalupe 220	1.0000	1.0138	0.9902
Guadalupe 60	1.0000	1.0156	0.9916
La Ramada	1.0000	0.9905	0.9625
Cajamarca	1.0000	0.9996	0.9723
Trujillo Norte	1.0000	1.0086	0.9876
Chimbote 1 220	1.0000	1.0027	0.9841
Chimbote 1 138	1.0000	1.0037	0.9832
Paramonga N 220	1.0000	0.9870	0.9699
Paramonga N 138	1.0000	0.9860	0.9694
Paramonga 138	1.0000	0.9832	0.9680
Huacho	1.0000	0.9869	0.9757
Lomera	1.0000	0.9923	0.9850
Zapallar	1.0000	0.9949	0.9905
Carabaylo	1.0000	0.9928	0.9885
Ventanilla	1.0000	0.9984	0.9960
La Planicie	1.0000	0.9918	0.9900
Chavarma	1.0000	1.0004	0.9981
Santa Rosa	1.0000	1.0000	1.0000
San Juan	1.0000	0.9863	0.9953
Cantera	1.0000	0.9824	0.9834
Chilca 220	1.0000	0.9749	0.9820
Asla 220	1.0000	0.9782	0.9832
Alto Praderas 220	1.0000	0.9820	0.9903
Independencia	1.0000	0.9866	0.9820
Ica	1.0000	0.9906	0.9844
Marcona	1.0000	0.9933	0.9802
Mantaro	1.0000	0.9630	0.9351
Huayucachi	1.0000	0.9697	0.9464
Pachachaca	1.0000	0.9735	0.9274
Pomacocha	1.0000	0.9750	0.9209
Huancavelica	1.0000	0.9696	0.9478
Callahuanca ELP	1.0000	0.9858	0.9714
Cajamarquilla	1.0000	0.9960	0.9920
Hualanca 138	1.0000	0.9776	0.9540
Vizcarra	1.0000	0.9724	0.9298
Tingo Maria 220	1.0000	0.9560	0.9081
Aguaylla 220	1.0000	0.9468	0.8983
Aguaylla 138	1.0000	0.9494	0.9001
Aguaylla 22.9	1.0000	0.9483	0.8993
Pucallpa 138	1.0000	0.9879	0.9282
Pucallpa 60	1.0000	0.9889	0.9290
Aucayacu	1.0000	0.9773	0.9265
Tocache	1.0000	0.9980	0.9470
Belaunde 138	1.0000	1.0176	0.9810
Caclic	1.0000	1.0084	0.9766
Tingo Maria 138	1.0000	0.9543	0.9044
Huanuco 138	1.0000	0.9677	0.9118
Paragsha II 138	1.0000	0.9622	0.9076
Paragsha 220	1.0000	0.9611	0.9057
Yaupi 138	1.0000	0.9496	0.8910
Yuncan 138	1.0000	0.9546	0.8960
Yuncan 220	1.0000	0.9569	0.8982
Oroya Nueva 220	1.0000	0.9697	0.9286
Oroya Nueva 138	1.0000	0.9651	0.9186
Oroya Nueva 50	1.0000	0.9673	0.9234
Carhuamayo 138	1.0000	0.9625	0.9083
Carhuamayo 220	1.0000	0.9618	0.9027
Caripa 138	1.0000	0.9597	0.9108
Desierto 220	1.0000	0.9846	0.9842
Condorcocha 138	1.0000	0.9595	0.9104
Condorcocha 44	1.0000	0.9595	0.9104
Machupicchu	1.0000	0.9859	0.9581
Cachimayo	1.0000	1.0140	0.9842
Dolorespata	1.0000	1.0182	0.9870
Quencoro	1.0000	1.0178	0.9868
Combapata	1.0000	1.0299	1.0006
Tinlaya	1.0000	1.0375	1.0126
Tinlaya Nueva	1.0000	1.0362	1.0112
Ayaviri	1.0000	1.0171	0.9903
Azingaro	1.0000	1.0057	0.9783
San Gaban	1.0000	0.9487	0.9256
Mazico	1.0000	0.9624	0.9352
Puerto Maldonado	1.0000	0.9977	0.9604
Jullaca	1.0000	1.0171	0.9886
Puno 138	1.0000	1.0176	0.9897
Puno 220	1.0000	1.0161	0.9890
Callalli	1.0000	1.0368	1.0137
Santuario	1.0000	1.0184	0.9972
Socabaya 138	1.0000	1.0214	0.9982
Socabaya 220	1.0000	1.0197	0.9968
Colanuse 220	1.0000	0.9999	0.9726
Cerro Verde	1.0000	1.0245	1.0001
Repaplicón	1.0000	1.0297	1.0011
Mollendo	1.0000	1.0357	1.0054
Moquegua 220	1.0000	1.0166	0.9949
Moquegua 138	1.0000	1.0173	0.9956
Ilo 138	1.0000	1.0253	1.0011
Bollfaca 138	1.0000	1.0222	1.0007
Toquepala	1.0000	1.0230	1.0025
Aricota 138	1.0000	1.0154	1.0004
Aricota 66	1.0000	1.0110	0.9989
Tacna 220	1.0000	1.0233	0.9991
Tacna 66	1.0000	1.0303	1.0027

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 LT Zorritos – Zarumilla (L-2280) 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° 4.15 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.

Cuadro N° 4.15

INGRESO TARIFARIO EN LAS INSTALACIONES DEL SPT y SGT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0
L-248	Talara	Piura Oeste	3 642
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	119
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV: 60MVA		1 777
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	2 986
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	30 336
L-2003 L-2004	Chavarría	Santa Rosa	173
L-120	Paragsha II	Huánuco	110
L-121	Huánuco	Tingo María	0
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	891
L-1006A	Tintaya	Azángaro	537
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	607 020
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	0
L-2029	Montalvo	Tacna	26 585
L-2030	Montalvo	Puno	6 606
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	0
	Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV		77 163
	Chilca - Zapallal 500 kV		389 017
	Talara - Piura (2do Circuito)		2 168
	Zapallal - Trujillo 500 kV		20 589
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse		46 075
	Trujillo - Chiclayo 500 kV		33 874
	Pomacocha - Carhuamayo		82 799
	Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV		1 866 747
	SE Carapongo y enlaces de conexión - Primera		0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	0
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		991 967
	Carhuamayo-Paragsha		3 458
	Paragsha-Conococha		582 956
	Conococha-Huallanca		148 139
	Huallanca-Cajamarca		356 234
	SVC-Cajamarca		0
	Socabaya - Tintaya		149 848
	Chilca - Marcona - Moquegua 500 kV		194 882
	Instalación doble barra SET Montalvo		0
	Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclit - Moyobamba		31 866
	Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya		0
	Azángaro-Juliaca-Puno 220 kV		450 681
	REP		40 572
	EGEMSA		0
	SAN GABÁN TRANSMISIÓN		0
	ETESELVA		607 020
	ANTAMINA		0
	REDESUR		33 191
	TRANSMANTARO	SPT	0
		SGT	2 518 433
	ISA		991 967
	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	SGT	1 090 787
	TESUR	SGT	149 848
	ABY TRANSMISIÓN SUR	SGT	194 882
	CCNCM	SGT	31 866
	ATN3	SGT	0
	TESUR 2	SGT	450 681
	TOTAL SEIN		6 109 248

Para la presente etapa de publicación, se está añadiendo el IT correspondiente a la instalación de la “SE Carapongo 500/220kV Primera Etapa” y del “SGT LT Azángaro – Juliaca – Puno en 220 kV”.

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).

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

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, TESUR, CCNCM y TESUR 2, es necesario tomar en cuenta la fórmula (2) para la determinación del Peaje por Conexión.

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

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. A continuación, 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.

4.8.1.1 Liquidación de Transmantaro

SPT de Transmantaro

Los valores esperados mensuales correspondientes al periodo marzo 2018 a febrero 2019 se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En los Cuadros N° 4.16, N° 4.17 y N° 4.18, se presentan los resultados de la liquidación de las inversiones del SPT de Transmantaro (considera el Monto a Restituir, Monto Dejado de Percibir), Ampliación N° 1; y de la Ampliación Adicional N° 1.

Cuadro N° 4.16

Liquidación Anual SPT de Transmantaro

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SPT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	10,911,103.96	24,627.24	3,386,723.82	3,448,762.38	3,366,490.97	3,428,158.90
2	2018-04	3.260	10,914,997.78	24,636.05	3,355,715.90	3,411,552.00	3,366,490.97	3,422,506.35
3	2018-05	3.267	10,960,035.55	16,609.29	3,359,854.56	3,410,127.42	3,411,220.53	3,462,261.97
4	2018-06	3.273	10,960,035.55	16,609.28	3,353,695.33	3,398,263.53	3,411,220.53	3,456,553.19
5	2018-07	3.291	10,960,035.58	16,609.31	3,335,352.44	3,374,104.27	3,411,220.53	3,450,853.83
6	2018-08	3.316	10,960,035.58	16,609.31	3,310,206.53	3,343,144.72	3,411,220.53	3,445,163.86
7	2018-09	3.333	10,960,034.20	16,609.33	3,293,322.39	3,320,608.32	3,411,220.53	3,439,483.27
8	2018-10	3.379	10,960,035.57	16,609.33	3,248,489.17	3,270,002.97	3,411,220.53	3,433,812.05
9	2018-11	3.355	11,381,229.72	17,247.61	3,397,459.71	3,414,321.07	3,411,220.53	3,428,150.19
10	2018-12	3.345	11,428,029.08	17,318.47	3,421,628.57	3,432,940.09	3,411,220.53	3,422,497.65
11	2019-01	3.341	11,428,029.05	17,318.50	3,425,725.10	3,431,382.96	3,411,220.53	3,416,854.44
12	2019-02	3.297	11,428,029.07	17,318.50	3,471,443.00	3,471,443.00	3,411,220.53	3,411,220.53
					40,359,616.52	40,726,652.73	40,845,187.24	41,217,516.25
Liquidación a Febrero 2019					490,863.51	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					560,250.00	USD		

Cuadro N° 4.17
Liquidación – Ampliación N° 1

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SPT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	3,376,378.45	-	1,045,642.13	1,160,111.14	1,035,744.04	1,149,129.48
2	2018-04	3.260	3,377,583.42	-	1,036,068.53	1,138,684.75	1,035,744.04	1,138,328.12
3	2018-05	3.267	3,395,280.91	-	1,039,265.66	1,131,462.32	1,051,496.10	1,144,777.76
4	2018-06	3.273	3,395,280.92	-	1,037,360.50	1,118,772.35	1,051,496.10	1,134,017.31
5	2018-07	3.291	3,395,280.91	-	1,031,686.69	1,102,194.76	1,051,496.10	1,123,358.00
6	2018-08	3.316	3,395,280.88	-	1,023,908.59	1,083,603.00	1,051,496.10	1,112,798.88
7	2018-09	3.333	3,395,280.53	-	1,018,686.03	1,067,942.47	1,051,496.10	1,102,339.01
8	2018-10	3.379	3,395,280.93	-	1,004,818.27	1,043,502.59	1,051,496.10	1,091,977.46
9	2018-11	3.355	3,525,761.52	-	1,050,897.62	1,081,097.63	1,051,496.10	1,081,713.31
10	2018-12	3.345	3,540,259.39	-	1,058,373.51	1,078,554.18	1,051,496.10	1,071,545.64
11	2019-01	3.341	3,540,259.43	-	1,059,640.66	1,069,695.37	1,051,496.10	1,061,473.53
12	2019-02	3.297	3,540,259.41	-	1,073,782.05	1,073,782.05	1,051,496.10	1,051,496.10
					12,480,130.24	13,149,402.58	12,586,449.13	13,262,954.60
Liquidación a Febrero 2019					113,552.02	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					129,603.00	USD		

Cuadro N° 4.18
Liquidación – Ampliación Adicional N° 1

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SPT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	242,808.68	-	75,196.25	83,428.16	75,062.90	83,280.22
2	2018-04	3.260	242,895.34	-	74,507.77	81,887.31	75,062.90	82,497.42
3	2018-05	3.267	224,769.88	-	68,800.09	74,903.57	81,324.46	88,539.02
4	2018-06	3.273	310,390.11	-	94,833.52	102,276.04	81,324.46	87,706.78
5	2018-07	3.291	267,580.03	-	81,306.60	86,863.30	81,324.46	86,882.37
6	2018-08	3.316	267,580.02	-	80,693.61	85,398.09	81,324.46	86,065.71
7	2018-09	3.333	267,579.97	-	80,282.02	84,163.89	81,324.46	85,256.73
8	2018-10	3.379	267,580.03	-	79,189.12	82,237.81	81,324.46	84,455.35
9	2018-11	3.355	277,863.13	-	82,820.61	85,200.65	81,324.46	83,661.51
10	2018-12	3.345	279,005.66	-	83,409.76	85,000.19	81,324.46	82,875.12
11	2019-01	3.341	279,005.65	-	83,509.62	84,302.03	81,324.46	82,096.13
12	2019-02	3.297	279,005.66	-	84,624.10	84,624.10	81,324.46	81,324.46
					969,173.07	1,020,285.13	963,370.37	1,014,640.83
Liquidación a Febrero 2019					(5,644.30)	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					(6,442.00)	USD		

SGT Chilca-La Planicie-Zapallal

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.19 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.19
Liquidación Anual SGT Chilca – La Planicie – Zapallal

Liquidación Anual de Ingresos								
Año	SGT							
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	2,801,677.06	75,176.22	890,942.48	988,476.14	885,175.79	982,078.15
2	2018-04	3.260	2,802,676.86	75,203.01	882,785.24	970,219.68	885,175.79	972,847.00
3	2018-05	3.267	2,830,780.12	55,530.00	883,474.17	961,850.06	896,982.72	976,556.99
4	2018-06	3.273	2,830,780.15	55,530.04	881,854.63	951,062.40	896,982.72	967,377.74
5	2018-07	3.291	2,830,780.13	55,530.09	877,031.36	936,969.90	896,982.72	958,284.78
6	2018-08	3.316	2,830,780.14	55,530.02	870,419.23	921,165.13	896,982.72	949,277.28
7	2018-09	3.333	2,830,779.76	55,530.12	865,979.56	907,852.20	896,982.72	940,354.45
8	2018-10	3.379	2,830,780.15	55,529.97	854,190.62	887,075.96	896,982.72	931,515.50
9	2018-11	3.355	2,939,567.02	57,561.82	893,331.99	919,003.98	896,982.72	922,759.62
10	2018-12	3.345	2,951,654.43	57,901.04	899,717.63	916,873.11	896,982.72	914,086.05
11	2019-01	3.341	2,951,653.67	57,901.13	900,794.61	909,342.07	896,982.72	905,494.00
12	2019-02	3.297	2,951,654.41	57,901.12	912,816.36	912,816.36	896,982.72	896,982.72
					10,613,337.89	11,182,706.97	10,740,178.77	11,317,614.28
Liquidación a Febrero 2019					134,907.32	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					153,977.00	USD		

SGT Zapallal - Trujillo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.20 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.20
LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Zapallal – Trujillo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año	SGT							
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	7,114,567.57	-	2,203,334.65	2,444,539.08	2,182,477.79	2,421,398.97
2	2018-04	3.260	7,117,106.57	-	2,183,161.52	2,399,390.24	2,182,477.79	2,398,638.78
3	2018-05	3.267	7,152,728.74	1,762.14	2,189,926.81	2,384,202.38	2,215,698.64	2,412,260.51
4	2018-06	3.273	7,152,728.73	1,762.13	2,185,912.27	2,357,462.23	2,215,698.64	2,389,586.22
5	2018-07	3.291	7,152,728.72	1,762.17	2,173,956.51	2,322,530.18	2,215,698.64	2,367,125.06
6	2018-08	3.316	7,152,728.75	1,762.76	2,157,566.80	2,283,354.08	2,215,698.64	2,344,875.03
7	2018-09	3.333	7,152,727.85	1,762.13	2,146,561.65	2,250,354.18	2,215,698.64	2,322,834.14
8	2018-10	3.379	7,152,728.74	1,762.14	2,117,339.71	2,198,854.79	2,215,698.64	2,301,000.42
9	2018-11	3.355	7,427,608.11	1,829.88	2,214,437.55	2,278,074.61	2,215,698.64	2,279,371.93
10	2018-12	3.345	7,458,150.22	1,837.39	2,230,190.62	2,272,715.05	2,215,698.64	2,257,946.74
11	2019-01	3.341	7,458,148.28	1,837.41	2,232,860.13	2,254,047.28	2,215,698.64	2,236,722.94
12	2019-02	3.297	7,458,150.26	1,837.40	2,262,659.28	2,262,659.28	2,215,698.64	2,215,698.64
					26,297,907.50	27,708,183.36	26,521,941.94	27,947,459.39
Liquidación a Febrero 2019					239,276.03	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					273,099.00	USD		

SGT Talara - Piura

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.21 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.21
Liquidación Anual SGT Talara – Piura

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	VALORES REALES			VALORES ESPERADOS	
				Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	622,222.88	687.40	192,911.20	214,029.67	191,085.08	212,003.64
2	2018-04	3.260	622,444.77	687.64	191,144.91	210,076.64	191,085.08	210,010.89
3	2018-05	3.267	622,678.16	3,727.97	191,737.41	208,747.07	193,993.85	211,203.68
4	2018-06	3.273	622,678.14	3,728.02	191,385.93	206,405.86	193,993.85	209,218.45
5	2018-07	3.291	622,678.16	3,728.00	190,339.16	203,347.41	193,993.85	207,251.88
6	2018-08	3.316	622,678.15	3,728.01	188,904.15	199,917.36	193,993.85	205,303.79
7	2018-09	3.333	622,678.09	3,728.02	187,940.63	197,028.11	193,993.85	203,374.02
8	2018-10	3.379	622,678.17	3,580.20	185,338.38	192,473.68	193,993.85	201,462.38
9	2018-11	3.355	646,607.69	3,871.25	193,883.44	199,455.13	193,993.85	199,568.72
10	2018-12	3.345	649,266.50	3,887.18	195,262.68	198,985.88	193,993.85	197,692.85
11	2019-01	3.341	649,266.35	3,886.96	195,496.35	197,351.38	193,993.85	195,834.62
12	2019-02	3.297	649,266.51	3,887.22	198,105.47	198,105.47	193,993.85	193,993.85
					2,302,449.71	2,425,923.66	2,322,108.67	2,446,918.77
Liquidación a Febrero 2019				20,995.11	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				23,963.00	USD			

SGT Pomacocha - Carhuamayo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmanto según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.22 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.22
Liquidación Anual SGT Pomacocha – Carhuamayo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	VALORES REALES			VALORES ESPERADOS	
				Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	490,622.76	177,147.45	206,804.03	229,443.37	204,846.40	227,271.43
2	2018-04	3.260	490,797.85	177,210.67	204,910.59	225,205.72	204,846.40	225,135.17
3	2018-05	3.267	645,399.72	26,138.13	205,551.84	223,787.01	207,970.86	226,420.64
4	2018-06	3.273	645,399.70	26,138.15	205,175.02	221,277.12	207,970.86	224,292.37
5	2018-07	3.291	645,399.69	26,138.39	204,052.90	217,998.38	207,970.86	222,184.11
6	2018-08	3.316	645,399.69	26,138.16	202,514.43	214,321.13	207,970.86	220,095.67
7	2018-09	3.333	645,399.62	26,138.20	201,481.49	211,223.71	207,970.86	218,026.86
8	2018-10	3.379	645,399.70	26,138.15	198,738.64	206,389.84	207,970.86	215,977.49
9	2018-11	3.355	670,202.43	27,142.63	207,852.48	213,825.61	207,970.86	213,947.39
10	2018-12	3.345	672,958.23	27,254.20	209,331.07	213,322.52	207,970.86	211,936.37
11	2019-01	3.341	672,958.10	27,254.25	209,581.67	211,570.34	207,970.86	209,944.25
12	2019-02	3.297	672,958.30	27,254.27	212,378.70	212,378.70	207,970.86	207,970.86
					2,468,372.85	2,600,743.45	2,489,401.40	2,623,202.62
Liquidación a Febrero 2019				22,459.17	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				25,634.00	USD			

SGT Trujillo - Chiclayo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmanto según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.23 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.23
Liquidación Anual SGT Trujillo – Chiclayo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2019 SGT						
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS		
		Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	4,219,119.03	107.15	1,306,666.52	1,449,710.50	1,294,297.55	1,435,987.47
2	2018-04	3.260	4,220,624.75	107.18	1,294,703.05	1,422,935.42	1,294,297.55	1,422,489.76
3	2018-05	3.267	4,245,801.20	195.71	1,299,662.35	1,414,959.65	1,314,957.24	1,431,611.40
4	2018-06	3.273	4,245,801.19	195.68	1,297,279.83	1,399,090.09	1,314,957.24	1,418,154.82
5	2018-07	3.291	4,245,801.18	195.69	1,290,184.40	1,378,358.85	1,314,957.24	1,404,824.73
6	2018-08	3.316	4,245,801.20	195.69	1,280,457.45	1,355,108.79	1,314,957.24	1,391,619.94
7	2018-09	3.333	4,245,800.66	195.69	1,273,926.30	1,335,524.35	1,314,957.24	1,378,539.27
8	2018-10	3.379	4,245,801.20	195.71	1,256,583.87	1,304,960.87	1,314,957.24	1,365,581.54
9	2018-11	3.355	4,408,967.34	203.21	1,314,208.81	1,351,975.68	1,314,957.24	1,352,745.62
10	2018-12	3.345	4,427,096.89	204.07	1,323,557.84	1,348,794.94	1,314,957.24	1,340,030.35
11	2019-01	3.341	4,427,095.73	204.06	1,325,142.11	1,337,716.11	1,314,957.24	1,327,434.60
12	2019-02	3.297	4,427,096.90	204.06	1,342,827.10	1,342,827.10	1,314,957.24	1,314,957.24
					15,605,199.62	16,441,962.35	15,738,167.53	16,583,976.76
Liquidación a Febrero 2019				142,014.41	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				162,089.00	USD			

SGT Machupicchu – Abancay – Cotaruse

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.24 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.24

Liquidación Anual SGT Machupicchu – Abancay – Cotaruse

Liquidación Anual de Ingresos									
Año		2019 SGT							
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS			
		Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	
1	2018-03	3.229	3,085,848.70	23,018.58	962,795.69	1,068,195.29	953,681.82	1,058,083.71	
2	2018-04	3.260	3,086,949.94	23,026.80	953,980.60	1,048,466.50	953,681.82	1,048,138.14	
3	2018-05	3.267	3,115,096.96	11,152.41	956,917.47	1,041,808.75	968,178.83	1,054,069.14	
4	2018-06	3.273	3,115,096.96	11,152.44	955,163.28	1,030,124.30	968,178.83	1,044,161.31	
5	2018-07	3.291	3,115,096.94	11,152.43	949,939.04	1,014,860.26	968,178.83	1,034,346.61	
6	2018-08	3.316	3,115,096.96	11,152.42	942,777.26	997,741.66	968,178.83	1,024,624.16	
7	2018-09	3.333	3,115,096.60	11,152.44	937,968.51	983,322.03	968,178.83	1,014,993.10	
8	2018-10	3.379	3,115,096.94	11,152.41	925,199.57	960,818.66	968,178.83	1,005,452.57	
9	2018-11	3.355	3,234,810.16	11,581.01	967,627.77	995,434.82	968,178.83	996,001.72	
10	2018-12	3.345	3,248,111.58	11,628.63	974,511.27	993,092.89	968,178.83	986,639.70	
11	2019-01	3.341	3,248,110.68	11,628.64	975,677.74	984,935.74	968,178.83	977,365.67	
12	2019-02	3.297	3,248,111.59	11,628.65	988,698.89	988,698.89	968,178.83	968,178.83	
					37,842,524.01	11,491,257.07	12,107,499.79	11,589,151.91	12,212,054.64
Liquidación a Febrero 2019				104,554.84	USD				
Liquidación al 30 de Abril del 2020				119,334.00	USD				

SGT Mantaro – Marcona – Montalvo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.25 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.25

Liquidación Anual SGT Mantaro – Marcona - Montalvo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	11,620,039.83	-	3,598,649.68	3,992,602.67	3,566,205.63	3,956,606.89
2	2018-04	3.260	11,624,186.72	-	3,565,701.45	3,918,862.23	3,566,205.63	3,919,416.36
3	2018-05	3.267	11,345,091.99	242,041.21	3,546,719.68	3,861,360.79	3,588,458.72	3,906,802.63
4	2018-06	3.273	11,345,091.99	242,041.26	3,540,217.92	3,818,053.51	3,588,458.72	3,870,080.24
5	2018-07	3.291	11,345,091.96	242,041.24	3,520,854.82	3,761,478.90	3,588,458.72	3,833,703.03
6	2018-08	3.316	11,345,091.98	242,041.26	3,494,310.39	3,698,030.51	3,588,458.72	3,797,667.75
7	2018-09	3.333	11,345,090.55	242,041.67	3,476,487.31	3,644,585.63	3,588,458.72	3,761,971.18
8	2018-10	3.379	11,345,091.99	242,041.26	3,429,160.48	3,561,179.11	3,588,458.72	3,726,610.15
9	2018-11	3.355	11,781,083.86	251,342.88	3,586,416.32	3,689,480.40	3,588,458.72	3,691,581.50
10	2018-12	3.345	11,829,527.41	252,376.03	3,611,929.28	3,680,800.19	3,588,458.72	3,656,882.10
11	2019-01	3.341	11,829,524.26	252,376.39	3,616,252.81	3,650,566.69	3,588,458.72	3,622,508.86
12	2019-02	3.297	11,829,527.42	252,376.44	3,664,514.36	3,664,514.36	3,588,458.72	3,588,458.72
					42,651,214.50	44,941,514.99	43,016,998.48	45,332,289.41

Liquidación a Febrero 2019	390,774.41	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	446,013.00	USD

Refuerzo 1 de SGT Trujillo - Chiclayo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.26 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.26
Liquidación Anual del Refuerzo 1 del SGT Trujillo – Chiclayo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	-	-	-	-	40,811.94	45,279.72
2	2018-04	3.260	211,720.45	-	64,944.92	71,377.32	74,421.77	81,792.78
3	2018-05	3.267	233,824.43	-	71,571.60	77,920.96	72,417.16	78,841.52
4	2018-06	3.273	233,824.42	-	71,440.40	77,047.03	72,417.16	78,100.44
5	2018-07	3.291	233,824.46	-	71,049.67	75,905.38	72,417.16	77,366.33
6	2018-08	3.316	233,824.41	-	70,514.00	74,625.00	72,417.16	76,639.12
7	2018-09	3.333	233,824.44	-	70,154.35	73,546.52	72,417.16	75,918.74
8	2018-10	3.379	233,824.43	-	69,199.30	71,863.39	72,417.16	75,205.13
9	2018-11	3.355	242,810.30	-	72,372.67	74,452.47	72,417.16	74,498.23
10	2018-12	3.345	243,808.71	-	72,887.51	74,277.30	72,417.16	73,797.98
11	2019-01	3.341	243,808.65	-	72,974.75	73,667.20	72,417.16	73,104.31
12	2019-02	3.297	243,808.72	-	73,948.66	73,948.66	72,417.16	72,417.16
					781,057.82	818,631.20	839,405.28	882,961.46

Liquidación a Febrero 2019	64,330.26	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	73,424.00	USD

SGT “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas”

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.27 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.27
Liquidación Anual del SGT “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión”

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	-	-	-	-	-	-
2	2018-04	3.260	-	-	-	-	-	-
3	2018-05	3.267	-	-	-	-	-	-
4	2018-06	3.273	-	-	-	-	-	-
5	2018-07	3.291	-	-	-	-	-	-
6	2018-08	3.316	-	-	-	-	-	-
7	2018-09	3.333	-	-	-	-	-	-
8	2018-10	3.379	-	-	-	-	-	-
9	2018-11	3.355	-	-	-	-	-	-
10	2018-12	3.345	-	-	-	-	545,557.86	555,960.35
11	2019-01	3.341	1,643,149.50	-	491,813.68	496,480.40	545,557.86	550,734.55
12	2019-02	3.297	1,819,201.66	-	551,774.84	551,774.84	545,557.86	545,557.86
					1,043,588.52	1,048,255.24	1,636,673.58	1,652,252.76

Liquidación a Febrero 2019	603,997.52	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	689,376.00	USD

4.8.1.2 Liquidación Anual de Redesur

El Contrato BOOT de Redesur consta de dos etapas cuya operación comercial se inicia en fechas distintas. La primera etapa se inicia en octubre del año 2000 y la segunda etapa se inicia en marzo del año 2001. De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT la puesta en operación comercial se inicia en la fecha en que se emite el "Acta de Pruebas".

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Redesur según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.28 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.28
Liquidación Anual Redesur

Liquidación Anual de Ingresos - SPT REDESUR								
Año		SPT						
		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	3,901,286.34	3,761.65	1,209,367.60	1,341,760.03	1,201,539.88	1,333,075.39
2	2018-04	3.260	3,902,678.62	3,762.98	1,198,294.97	1,316,978.71	1,201,539.88	1,320,545.02
3	2018-05	3.267	3,914,176.12	3,725.87	1,199,235.38	1,305,623.47	1,217,570.11	1,325,584.74
4	2018-06	3.273	3,914,176.10	3,719.87	1,197,035.13	1,290,978.20	1,217,570.11	1,313,124.77
5	2018-07	3.291	3,914,176.08	3,719.87	1,190,487.98	1,271,848.93	1,217,570.11	1,300,781.92
6	2018-08	3.316	3,914,176.11	3,719.84	1,181,512.65	1,250,395.46	1,217,570.11	1,288,555.09
7	2018-09	3.333	3,914,175.61	3,719.84	1,175,486.18	1,232,324.37	1,217,570.11	1,276,443.18
8	2018-10	3.379	3,914,183.39	3,712.58	1,159,483.86	1,204,122.62	1,217,570.11	1,264,445.13
9	2018-11	3.355	4,064,597.91	3,862.80	1,212,655.95	1,247,504.46	1,217,570.11	1,252,559.84
10	2018-12	3.345	4,081,311.44	3,878.70	1,221,282.55	1,244,569.51	1,217,570.11	1,240,786.28
11	2019-01	3.341	4,081,311.41	3,878.67	1,222,744.71	1,234,347.08	1,217,570.11	1,229,123.38
12	2019-02	3.297	4,081,311.42	3,878.67	1,239,062.81	1,239,062.81	1,217,570.11	1,217,570.11
					15,179,515.67	15,362,594.86		

Liquidación a Febrero	183,079.19	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	208,958.48	USD

4.8.1.3 Liquidación de ISA

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por ISA según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.29 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.29
Liquidación Anual ISA

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2019		SPT				
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	VALORES REALES		VALORES ESPERADOS	
					Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	2,477,351.250	523,858.040	929,454.72	1,031,204.40	920,738.60	1,021,534.11
2	2018-04	3.260	2,478,235.360	524,044.980	920,944.89	1,012,158.81	920,738.60	1,011,932.10
3	2018-05	3.267	2,713,918.630	397,844.430	952,483.34	1,036,981.25	967,047.67	1,052,837.63
4	2018-06	3.273	2,713,918.600	397,844.450	950,737.26	1,025,350.93	967,047.67	1,042,941.38
5	2018-07	3.291	2,713,918.590	397,845.150	945,537.45	1,010,157.86	967,047.67	1,033,138.14
6	2018-08	3.316	2,713,918.620	397,844.470	938,408.65	993,118.37	967,047.67	1,023,427.05
7	2018-09	3.333	2,713,918.320	397,845.160	933,622.41	978,765.78	967,047.67	1,013,807.25
8	2018-10	3.379	2,713,918.600	397,844.450	920,912.41	956,366.46	967,047.67	1,004,277.86
9	2018-11	3.355	2,818,214.520	413,865.980	963,362.30	991,046.77	967,047.67	994,838.05
10	2018-12	3.345	2,829,802.930	414,831.860	969,995.45	988,490.96	967,047.67	985,486.97
11	2019-01	3.341	2,829,802.900	414,832.410	971,156.93	980,372.04	967,047.67	976,223.78
12	2019-02	3.297	2,829,802.920	414,832.490	984,117.50	984,117.50	967,047.67	967,047.67
						11,988,131.13		12,127,491.99

Liquidación a Febrero	139,360.87	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	159,060.33	USD

4.8.1.4 Liquidación de REP

Para la liquidación anual de la Remuneración Anual (en adelante "RA") correspondiente a REP 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 de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del CONTRATO, aprobado mediante Resolución N° 336-2004-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación se aplica lo señalado las Resoluciones N° 060-2017-OS/CD y N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados correspondientes al periodo de liquidación (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 positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2019 es de USD 13 751 347, valor a agregarse 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. Cabe señalar que los resultados definitivos de la liquidación se publican en junio de 2019, una vez completada la información comercial hasta abril de 2019.

Cuadro N° 4.30
Liquidación de la RA
Periodo: Mayo 2018 a Abril 2019

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US D	Montos Facturados Mensualmente					RAG mensual		Saldo de liquidación Valor a Abril del 2019 USD		
			RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2019 USD	USD	Valor a Abril del 2019 USD			
1	Mayo	Jue, 14/06/2018	3.267	14,499,313	25,672,735	40,172,048	12,296,311	13,942,416	12,357,468	13,710,270	67,851	
2	Junio	Vie, 13/07/2018	3.273	14,499,313	25,352,872	39,852,185	12,176,042	13,382,004	12,357,468	13,581,399	199,395	
3	Julio	Mar, 14/09/2018	3.291	14,499,313	25,382,280	39,881,593	12,118,381	13,193,442	12,357,468	13,453,739	260,296	
4	Agosto	Vie, 14/09/2018	3.316	14,499,313	25,434,095	39,933,408	12,042,644	12,987,748	12,357,468	13,327,279	339,531	
5	Septiembre	Vie, 12/10/2018	3.333	14,499,313	25,409,649	39,908,962	11,973,886	12,792,212	12,357,468	13,202,008	409,796	
6	Octubre	Mié, 14/11/2018	3.379	14,499,313	25,580,420	40,079,733	11,861,418	12,552,945	12,357,468	13,077,914	524,969	
7	Noviembre	Vie, 14/12/2018	3.385	14,499,313	26,526,163	41,025,476	12,228,160	12,819,427	12,357,468	12,954,987	135,560	
8	Diciembre	Lun, 14/01/2019	3.345	14,499,313	26,964,279	41,463,592	12,395,693	12,872,912	12,357,468	12,833,215	-39,697	
9	Enero	Jue, 14/02/2019	3.345	14,499,313	26,964,279	41,463,592	12,395,693	12,751,912	12,357,468	12,712,588	-39,324	
10	Febrero	Jue, 14/03/2019	3.345	14,499,313	26,964,279	41,463,592	12,395,693	12,632,049	12,357,468	12,593,005	-38,954	
11	Marzo	Vie, 12/04/2019	3.345	14,499,313	26,964,279	41,463,592	12,395,693	12,513,313	12,357,468	12,474,725	-38,588	
12	Abril	Mar, 14/05/2019	3.345	14,499,313	26,964,279	41,463,592	12,395,693	12,395,693	12,357,468	12,357,468	-38,225	
Total										154,536,076	156,278,687	1,742,611

LIQUIDACIÓN TOTAL (Valores expresado al 30/04/2019)								Valor al 30/04/20	
RA a Liquidar Año 17 (Res. 056-2018-OS/CD y modif) (USD) (A)	Recalculo RAA de Ampliación 13 (Laudo Arbitral) (USD) (B)	Recalculo RA a Liquidar Año 17 (USD) al 30/04/19 (C=+A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidación USD (E=C-D)	Recuperación del ITF al 30/04/19 (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/19 (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD)	Liquidación Total (USD) (H=E+F+G)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 18 (USD) (I)
156,278,687	12,008,736	168,287,423	154,536,076	13,751,347	18,235	492		13,770,073	15,422,482

ACTUALIZACIÓN DE LA RA (Valores expresados al 30/04/2020)				
RAG (Actualizada Año 18) (USD) (J)	RAA (USD) (K)	RA (USD) (L=J+K)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 18 (USD) (I)	RA año 18 (USD) (L+I+M)
80,035,980	69,671,535	149,707,124	15,422,482	165,129,607

4.8.1.5 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 2019 – abril 2020 conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.31.

Cuadro N° 4.31
Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	167 533 784
Remuneración Anual Garantizada RAG	80 231 179
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	71 694 477
Total RA	151 925 657
Liquidación Anual de la RAG (May-18-Abr-19)	15 587 123
Saldo a favor del ITF de Mayo 18 a Abril 19	20 451
Recuperación del ITF Adic a la RAG	553
Ampliación menor	0
Total RA (2019-2020)	167 533 784

RA₁: Parte de la RA asignada a los generadores

RA₂: Parte de la RA asignada a los consumidores finales

De este modo, se ha determinado que para el periodo mayo 2019 – abril 2020, los ingresos por concepto del SST serían USD 29 724 646 (USD 282 018 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 29 442 628 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 19 538 079. La suma de ambos montos resulta en USD 49 262 726, que es menor a la RA₂(18), en USD 63 057 107. 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 82 595 186, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.32.

Cuadro N°4.32
Determinación de la RASST y RASPT (18)

Concepto	USD
RA	167 533 784
RA ₁	55 213 951
RA ₂	112 319 833
RA₂ SST	29 724 646
ITA	282 018
PSST	29 442 628
RA₂ SPT	82 595 186

4.8.1.6 Liquidación del SGT de Abengoa Transmisión Norte

De acuerdo a lo establecido en el numeral 2.7 de la Adenda N° 2 del Contrato de Concesión, se ha realizado la liquidación de cada Tramo y/o instalación por separado. Los valores mensuales esperados correspondientes al periodo marzo 2018 - febrero 2019 se comparan con las mensualidades facturadas por ATN según los cálculos de transferencias efectuadas por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En esta oportunidad el saldo de liquidación se presenta en los Cuadros N° 4.33, N° 4.34, N° 4.35, N° 4.36 y N° 4.37.

Cuadro N° 4.33
Liquidación Anual ATN – Tramo 1

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES								
VALORES ESPERADOS								
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S//USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	439,648.64	7,554.59	138,495.89	153,657.37	137,599.46	152,662.81
2	2018-04	3.260	439,805.48	7,557.28	137,227.84	150,819.41	137,599.46	151,227.84
3	2018-05	3.267	447,501.03	1,172.24	137,334.95	149,518.38	139,434.84	151,804.56
4	2018-06	3.273	447,501.05	1,172.29	137,083.21	147,841.47	139,434.84	150,377.65
5	2018-07	3.291	447,501.04	1,172.29	136,333.43	145,650.80	139,434.84	148,964.16
6	2018-08	3.316	447,501.04	1,172.25	135,305.58	143,193.96	139,434.84	147,563.96
7	2018-09	3.333	447,500.99	1,172.23	134,615.43	141,124.48	139,434.84	146,176.92
8	2018-10	3.379	447,501.03	1,172.26	132,782.86	137,894.85	139,434.84	144,802.91
9	2018-11	3.355	464,698.54	1,217.31	138,872.09	142,862.90	139,434.84	143,441.82
10	2018-12	3.345	466,609.35	1,222.30	139,859.99	142,526.78	139,434.84	142,093.53
11	2019-01	3.341	466,609.36	1,222.27	140,027.43	141,356.12	139,434.84	140,757.90
12	2019-02	3.297	466,609.37	1,222.35	141,896.18	141,896.18	139,434.84	139,434.84
					1,649,834.87	1,738,342.71	1,669,547.28	1,759,308.90
Liquidación a Febrero 2019				20,966.19	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				23,930.00	USD			

Cuadro N° 4.34
Liquidación Anual ATN – Tramo 2

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	409,588.92	217,064.86	194,070.54	215,315.92	192,814.40	213,922.26
2	2018-04	3.260	409,735.11	217,142.33	192,293.69	211,339.20	192,814.40	211,911.47
3	2018-05	3.267	397,395.29	231,349.30	192,453.20	209,526.35	195,395.81	212,730.02
4	2018-06	3.273	397,395.30	231,349.30	192,100.40	207,176.40	195,395.81	210,730.44
5	2018-07	3.291	397,395.33	231,349.58	191,049.81	204,106.63	195,395.81	208,749.66
6	2018-08	3.316	397,395.34	231,349.27	189,609.35	200,663.68	195,395.81	206,787.49
7	2018-09	3.333	397,395.24	231,349.71	188,642.35	197,763.76	195,395.81	204,843.77
8	2018-10	3.379	397,395.30	231,349.27	186,074.16	193,237.79	195,395.81	202,918.32
9	2018-11	3.355	412,667.22	240,240.02	194,607.23	200,199.72	195,395.81	201,010.97
10	2018-12	3.345	414,364.11	241,227.55	195,991.53	199,728.62	195,395.81	199,121.55
11	2019-01	3.341	414,364.10	241,227.85	196,226.26	198,088.21	195,395.81	197,249.89
12	2019-02	3.297	414,364.10	241,227.92	198,845.02	198,845.02	195,395.81	195,395.81
					2,311,963.52	2,435,991.29	2,339,586.94	2,465,371.66
Liquidación a Febrero 2019				29,380.37	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				33,533.00	USD			

Cuadro N° 4.35
Liquidación Anual ATN – Tramo 3

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	1,142,499.41	15,570.71	358,646.68	397,908.61	356,325.29	395,333.09
2	2018-04	3.260	1,142,907.15	15,576.27	355,363.01	390,559.53	356,325.29	391,617.12
3	2018-05	3.267	1,113,820.00	48,058.52	355,640.81	387,190.87	361,078.62	393,111.09
4	2018-06	3.273	1,113,819.97	48,058.52	354,988.85	382,848.30	361,078.62	389,416.00
5	2018-07	3.291	1,113,819.94	48,058.54	353,047.24	377,175.38	361,078.62	385,755.64
6	2018-08	3.316	1,113,820.02	48,058.54	350,385.57	370,813.24	361,078.62	382,129.70
7	2018-09	3.333	1,113,819.84	48,058.61	348,598.39	365,454.15	361,078.62	378,537.83
8	2018-10	3.379	1,113,819.98	48,058.51	343,852.76	357,090.69	361,078.62	374,979.72
9	2018-11	3.355	1,156,624.06	49,905.41	359,621.30	369,955.86	361,078.62	371,455.06
10	2018-12	3.345	1,161,380.07	50,110.51	362,179.55	369,085.45	361,078.62	367,963.53
11	2019-01	3.341	1,161,380.10	50,110.63	362,613.21	366,053.97	361,078.62	364,504.82
12	2019-02	3.297	1,161,380.09	50,110.59	367,452.44	367,452.44	361,078.62	361,078.62
					4,272,389.81	4,501,588.48	4,323,436.81	4,555,882.23
Liquidación a Febrero 2019				54,293.76	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				61,968.00	USD			

Cuadro N° 4.36
Liquidación Anual ATN – Tramo 4

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	2,089,876.48	71,091.59	669,237.56	742,500.63	664,905.89	737,694.76
2	2018-04	3.260	2,090,622.33	71,116.97	663,110.21	728,787.20	664,905.89	730,760.72
3	2018-05	3.267	2,057,470.54	110,602.17	663,628.01	722,500.62	673,775.05	733,547.84
4	2018-06	3.273	2,057,470.59	110,602.16	662,411.47	714,397.39	673,775.05	726,652.78
5	2018-07	3.291	2,057,470.55	110,602.25	658,788.45	703,811.72	673,775.05	719,822.54
6	2018-08	3.316	2,057,470.55	110,602.18	653,821.69	691,939.84	673,775.05	713,056.49
7	2018-09	3.333	2,057,470.29	110,602.35	650,486.84	681,939.78	673,775.05	706,354.04
8	2018-10	3.379	2,057,470.55	110,602.20	641,631.47	666,333.53	673,775.05	699,714.60
9	2018-11	3.355	2,136,539.16	114,852.59	671,055.66	690,340.02	673,775.05	693,137.56
10	2018-12	3.345	2,145,324.53	115,324.71	675,829.37	688,715.83	673,775.05	686,622.34
11	2019-01	3.341	2,145,324.53	115,324.84	676,638.54	683,059.03	673,775.05	680,168.36
12	2019-02	3.297	2,145,324.58	115,324.89	685,668.63	685,668.63	673,775.05	673,775.05
					7,972,307.92	8,399,994.21	8,067,562.30	8,501,307.09
Liquidación a Febrero 2019				101,312.88	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				115,634.00	USD			

Cuadro No. 4.37
Liquidación Anual ATN – SVC

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	506,096.28	-	156,734.68	173,892.81	155,720.19	172,767.26
2	2018-04	3.260	506,276.87	-	155,299.65	170,681.13	155,720.19	171,143.32
3	2018-05	3.267	507,761.22	-	155,421.25	169,209.18	157,797.68	171,796.42
4	2018-06	3.273	507,761.22	-	155,136.33	167,311.40	157,797.68	170,181.61
5	2018-07	3.291	507,761.22	-	154,287.82	164,832.24	157,797.68	168,581.97
6	2018-08	3.316	507,761.20	-	153,124.61	162,051.85	157,797.68	166,997.36
7	2018-09	3.333	507,761.12	-	152,343.57	159,709.83	157,797.68	165,427.65
8	2018-10	3.379	507,761.20	-	150,269.67	156,054.87	157,797.68	163,872.70
9	2018-11	3.355	527,274.45	-	157,160.79	161,677.17	157,797.68	162,332.36
10	2018-12	3.345	529,442.60	-	158,278.80	161,296.80	157,797.68	160,806.50
11	2019-01	3.341	529,442.56	-	158,468.29	159,971.96	157,797.68	159,294.99
12	2019-02	3.297	529,442.59	-	160,583.13	160,583.13	157,797.68	157,797.68
					1,867,108.60	1,967,272.38	1,889,417.14	1,990,999.82

Liquidación a Febrero 2019	23,727.44	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	27,081.00	USD

4.8.1.7 Liquidación de ABY

Los valores esperados mensuales correspondientes al periodo marzo 2018 a febrero 2019 se comparan con las mensualidades facturadas por ATS según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.38 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.38
Liquidación Anual SGT de ABY

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/ /USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	12,809,945.28	192,209.20	4,026,681.47	4,467,492.14	3,988,564.76	4,425,202.70
2	2018-04	3.260	12,814,516.81	192,277.80	3,989,814.30	4,384,980.85	3,988,564.76	4,383,607.56
3	2018-05	3.267	13,000,394.67	74,601.03	4,002,141.32	4,357,184.37	4,049,239.93	4,408,461.25
4	2018-06	3.273	13,000,394.65	74,601.07	3,994,804.68	4,308,316.15	4,049,239.93	4,367,023.47
5	2018-07	3.291	13,000,394.67	74,601.33	3,972,955.33	4,244,477.11	4,049,239.93	4,325,975.18
6	2018-08	3.316	13,000,394.67	74,601.01	3,943,002.32	4,172,881.42	4,049,239.93	4,285,312.74
7	2018-09	3.333	13,000,393.07	74,601.16	3,922,890.56	4,112,573.77	4,049,239.93	4,245,032.50
8	2018-10	3.379	13,000,394.68	74,601.06	3,869,486.75	4,018,457.43	4,049,239.93	4,205,130.89
9	2018-11	3.355	13,499,999.83	77,467.93	4,046,935.25	4,163,233.42	4,049,239.93	4,165,604.33
10	2018-12	3.345	13,555,511.54	77,786.40	4,075,724.35	4,153,438.72	4,049,239.93	4,126,449.31
11	2019-01	3.341	13,555,511.51	77,786.49	4,080,604.01	4,119,324.02	4,049,239.93	4,087,662.33
12	2019-02	3.297	13,555,511.49	77,786.55	4,135,061.58	4,135,061.58	4,049,239.93	4,049,239.93
					48,060,101.92	50,637,420.99	48,469,528.79	51,074,702.18

Liquidación a Febrero Año-Mes	437,281.18	USD
Liquidación al 30 de Abril del 2020	499,093.00	USD

4.8.1.8 Liquidación de TESUR

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por TESUR según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.39 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.39
Liquidación Anual SGT de TESUR

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	1,787,294.98	7,603.64	555,868.26	616,720.52	550,606.39	610,882.62
2	2018-04	3.260	1,787,932.82	7,606.36	550,778.89	605,330.15	550,606.39	605,140.56
3	2018-05	3.267	1,790,548.34	15,195.84	552,722.43	601,756.25	559,223.26	608,833.78
4	2018-06	3.273	1,790,548.34	15,183.55	551,705.44	595,003.17	559,223.26	603,110.99
5	2018-07	3.291	1,790,548.35	15,183.59	548,687.92	586,186.63	559,223.26	597,441.99
6	2018-08	3.316	1,790,548.33	15,183.57	544,551.24	576,298.86	559,223.26	591,826.27
7	2018-09	3.333	1,790,548.12	15,183.59	541,773.69	567,970.03	559,223.26	586,263.34
8	2018-10	3.379	1,790,548.36	15,183.54	534,398.31	554,972.02	559,223.26	580,752.70
9	2018-11	3.355	1,859,359.11	15,767.06	558,904.97	574,966.41	559,223.26	575,293.85
10	2018-12	3.345	1,867,004.80	15,831.88	562,880.92	573,613.72	559,223.26	569,886.32
11	2019-01	3.341	1,867,004.78	15,831.90	563,554.83	568,902.28	559,223.26	564,529.61
12	2019-02	3.297	1,867,004.77	15,831.94	571,075.74	571,075.74	559,223.26	559,223.26
					6,636,902.63	6,992,795.78	6,693,445.37	7,053,185.28
Liquidación a Febrero 2019					60,389.50	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					68,926.00	USD		

4.8.1.9 Liquidación de CCNCM

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por CCNCM según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.40 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.40
Liquidación Anual SGT de CCNCM

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	4,276,488.14	-	1,324,400.17	1,469,385.49	1,407,998.06	1,562,135.05
2	2018-04	3.260	4,278,014.32	-	1,312,274.33	1,442,247.03	1,407,998.06	1,547,451.60
3	2018-05	3.267	4,677,455.71	8,064.07	1,434,196.44	1,561,428.70	1,451,033.61	1,579,759.55
4	2018-06	3.273	4,677,455.70	8,064.04	1,431,567.29	1,543,916.40	1,451,033.61	1,564,910.43
5	2018-07	3.291	4,677,455.74	8,064.05	1,423,737.40	1,521,039.20	1,451,033.61	1,550,200.90
6	2018-08	3.316	4,677,455.71	8,064.04	1,413,003.54	1,495,382.39	1,451,033.61	1,535,629.63
7	2018-09	3.333	4,677,455.21	8,064.06	1,405,796.36	1,473,770.72	1,451,033.61	1,521,195.32
8	2018-10	3.379	4,677,455.74	8,064.02	1,386,658.70	1,440,043.43	1,451,033.61	1,506,896.69
9	2018-11	3.355	4,857,210.34	8,373.98	1,450,248.68	1,491,924.98	1,451,033.61	1,492,732.46
10	2018-12	3.345	4,877,183.05	8,408.37	1,460,565.45	1,488,414.96	1,451,033.61	1,478,701.37
11	2019-01	3.341	4,877,183.11	8,408.39	1,462,314.13	1,476,189.72	1,451,033.61	1,464,802.16
12	2019-02	3.297	4,877,183.02	8,408.39	1,481,829.36	1,481,829.36	1,451,033.61	1,451,033.61
					16,986,591.86	17,885,572.39	17,326,332.18	18,255,448.76
Liquidación a Febrero 2019					369,876.37	USD		
Liquidación al 30 de Abril del 2020					422,161.00	USD		

4.8.1.10 Liquidación de TESUR 2

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por TESUR 2 según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En el Cuadro N° 4.41 se presenta el resultado de la liquidación.

Cuadro N° 4.41
Liquidación Anual SGT de TESUR 2

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2019 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S/USD	Peaje por Conexión S/	Ingreso Tarifario S/	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD	Total USD	Valor Presente a Febrero 2019 USD
1	2018-03	3.229	-	-	-	-	-	-
2	2018-04	3.260	-	-	-	-	-	-
3	2018-05	3.267	-	-	-	-	-	-
4	2018-06	3.273	-	-	-	-	362,086.04	390,502.48
5	2018-07	3.291	1,384,928.53	-	420,823.01	449,583.12	472,286.14	504,563.37
6	2018-08	3.316	1,533,313.72	-	462,398.59	489,356.67	472,286.14	499,820.67
7	2018-09	3.333	1,533,313.68	-	460,040.11	482,284.39	472,286.14	495,122.56
8	2018-10	3.379	1,533,313.73	-	453,777.37	471,247.26	472,286.14	490,468.60
9	2018-11	3.355	1,592,238.98	-	474,586.88	488,225.25	472,286.14	485,858.39
10	2018-12	3.345	1,598,786.26	-	477,963.01	487,076.63	472,286.14	481,291.52
11	2019-01	3.341	1,598,786.19	-	478,535.22	483,075.95	472,286.14	476,767.57
12	2019-02	3.297	1,598,786.22	-	484,921.51	484,921.51	472,286.14	472,286.14
					3,713,045.70	3,835,770.77	4,140,375.18	4,296,681.29
Liquidación a Febrero 2019				460,910.53	USD			
Liquidación al 30 de Abril del 2020				526,063.00	USD			

4.8.2 Compensación Tarifaria

De acuerdo con el artículo 30²⁰ del RIEE²¹, corresponde que Osinerghin 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 Osinerghin.

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° 4.42.

Cuadro N° 4.42

Detalle	S//kW-mes
CUCGE para C.T. Puerto Bravo (Samay I)	2,181
CUCGE para C.T. Ilo 2 (ENGIE)	1,724

4.8.4 Cargo Unitario 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

²⁰ Artículo 30°.- 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.

²¹ 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.

Resolución N° 651-2008-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD²².

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° 4.43.

Cuadro N° 4.43

Detalle	S//kW-mes
CUCSS para No Reserva Fría	0,246
CUCSS para Reserva Fría de Talara	0,781
CUCSS para Reserva Fría de Ilo	1,708
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Eten	0,907
CUCSS para Reserva Fría de Puerto Maldonado	0,110
CUCSS para Reserva Fría de Pucallpa	0,190

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 N° 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 11,423 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/ 38 916 016. El cargo unitario resultante es de 0,484 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/ 0. El cargo unitario resultante es de 0,000 S//kW-mes.

4.8.8 Determinación del Peaje por Conexión

²² 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.

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 6 696,4 MW.

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 94,823 USD/kW-año.

De igual manera para el Peaje de Transmisión al SGT se tiene 34,709 USD/kW-año.

En los Cuadros N° 4.44 y N° 4.45 se muestran los resultados del cálculo de los Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios para el periodo que va desde mayo 2019 hasta abril 2020.

Cuadro N° 4.44

PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (USD/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (USD/Año)	AJUSTE POR RAG (USD/Año)	INGRESO TARIFARIO (USD/Año)	PEAJE ANUAL (USD/Año)	PEAJE UNITARIO (USD/KW-Año)
REP	19 538 079		82 595 186	40 572	82 554 614	12,328
REP - Ampliación 19.2	1 002 557				1 002 557	0,150
EGEMSA	59 836			0	59 836	0,009
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	94 899			0	94 899	0,014
ANTAMINA	113 249			0	113 249	0,017
ETSELVA	3 021 670			607 020	2 414 650	0,361
REDESUR	15 779 857	208 958		33 191	15 955 625	2,383
TRANSMANTARO (Boot, Addendum)	42 308 920	560 250		0	42 869 170	6,402
TRANSMANTARO (Addendum 8)	13 687 372	129 603			13 816 975	2,063
TRANSMANTARO-Ampliación Adid	962 944	- 6 442			956 502	0,143
ISA	12 240 975	159 060		991 967	11 408 068	1,704
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro No Reserva Fria						0,937
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Talara						2,822
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Ilo						6,172
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Eten						3,277
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Maldonado						0,397
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Pucallpa						0,687
Cargo por Prima Central Cogeneración Paramonga						0,683
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz II						0,264
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz I						0,249
Cargo por Prima C.H. Poechos 2						0,394
Cargo por Prima C.H. Roncador						0,148
Cargo por Prima C.H. La Joya						0,437
Cargo por Prima C.H. Carhuaquero IV						0,723
Cargo por Prima C.H. Caña Brava						0,242
Cargo por Prima C.T. Huaycoloro						0,463
Cargo por Prima C.H. Purmacana						0,000
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi I						0,383
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi II						0,401
Cargo por Prima C.H. Nuevo Imperial						0,192
Cargo por Prima Reparación Solar 20T						1,510
Cargo por Prima Majes Solar 20T						1,543
Cargo por Prima Tacna Solar 20T						1,648
Cargo por Prima Panamericana Solar 20T						1,709
Cargo por Prima C.H. Yanapampa						0,163
Cargo por Prima C.H. Las Pizarras						0,874
Cargo por Prima C.E. Marcona						1,319
Cargo por Prima C.E. Talara						1,474
Cargo por Prima C.E. Cupisnique						3,227
Cargo por Prima C.H. Runatullo III						0,932
Cargo por Prima C.H. Runatullo II						0,715
Cargo por Prima CSF Moquegua FV						0,817
Cargo por Prima C.H. Canchaylo						0,152
Cargo por Prima C.T. La Gringa						0,199
Cargo por Prima C.E. Tres Hermanas						4,220
Cargo por Prima C.H. Chancay						1,196
Cargo por Prima C.H. Rucuy						0,481
Cargo por Prima C.H. Potrero						0,723
Cargo por Prima C.H. Yarucaya						0,723
Cargo por Prima C.S. Rubí						2,258
Cargo por Prima C.H. Renovandes H1						0,936
Cargo por Prima C.S. Intipampa						0,560
Cargo por Prima C.E. Waya I						5,030
Cargo por Prima C.B. Huaycoloro II						0,231
Cargo por Prima C.H. Angel I						1,041
Cargo por Prima C.H. Angel II						1,098
Cargo por Prima C.H. Angel III						1,091
Cargo por Prima C.H. Her						0,036
Cargo por Prima C.H. Camuac						0,791
Cargo Unitario por Compensación FISE						1,843
Cargo por Confiabilidad de Suministro						0,000
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CT Puerto Bravo de Samayl)						7,881
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CT Ilo de Engie)						6,229

Cuadro N° 4.45

PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		COSTO ANUAL (USD/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (USD/Año)	INGRESO TARIFARIO (USD/Año)	PEAJE ANUAL (USD/Año)	PEAJE UNITARIO (USD/KV-Año)
TRANSMISIÓN ARO	Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	11 625 038	153 977	466 180	11 312 835	1,689
	Talara - Piura (Zona Circuito)	2 525 182	23 963	2 168	2 548 916	0,380
	Zapallal - Tujillo 500 KV	28 842 475	273 099	20 589	29 094 984	4,345
	Machuzicchu - Abancay - Colanuse	12 604 410	119 334	46 075	12 677 670	1,893
	Tujillo - Chiclayo 500 KV	17 116 958	162 089	33 874	17 245 172	2,575
	Pomacocha - Carhuamayo	2 707 263	25 634	82 799	2 650 098	0,396
	Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500K	45 979 486	446 013	1 866 747	44 558 752	6,654
	SE Carapongo (1ª Etapa)	6 891 347	689 376	0	7 580 723	1,132
	SE Carapongo (Montos descontados)	87 031			87 031	0,013
	Refuerzo 1 Contrato L.T. Tujillo - Chiclayo (E	939 097	73 424	0	1 012 521	0,151
	Carhuamayo - Paragsha 220 KV	1 807 024	23 930	3 458	1 827 496	0,273
	Paragsha - Conococha 220 KV	2 532 305	33 533	582 956	1 982 882	0,296
	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Conococha - Huallanca 220 KV	4 679 574	61 968	148 139	4 593 403
Huallanca - Cajamarca 220 KV		8 732 194	115 634	356 234	8 491 594	1,268
SE Cajamarca - SWC		2 045 133	27 081	0	2 072 214	0,309
TESUR	Socabaya - Tintaya	7 279 736	68 926	149 848	7 198 815	1,075
ABYTRANSMISIÓN SUR	Chilca - Marcona - Montalvo 500 kv / Compes	52 710 687	499 093	194 882	53 014 898	7,917
	Compensación Sitio ET CHILCA-MARCON					
CCNCM	Carhuazuro - Cajamarca Norte - Cádiz - Moy	18 044 274	422 161	31 866	18 434 570	2,753
	Machuzicchu-Quancoro-Onocora-Tintaya	16 685 000		0	16 685 000	2,492
ATNS						
TESUR 2	Azongaro-Aulaca-Puno 220 KV	6 098 079	526 063	450 681	6 173 461	0,922
					Total	37,220

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

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

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 - MONEDA NACIONAL

Barra	PPM S/KW-mes	PCSPT S/KW-mes	PPB S/KW-mes	PEMP ctmS/KWh	PEMF ctmS/KWh
Zorrillos	20,67	35,089	55,756	9,77	8,60
Talara	20,67	35,089	55,756	9,69	8,55
Piura Oeste	20,67	35,089	55,756	9,72	8,58
La Niña	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
Chilayo Oeste	20,67	35,089	55,756	9,60	8,50
Carhuaquero 220	20,67	35,089	55,756	9,45	8,35
Carhuaquero 138	20,67	35,089	55,756	9,46	8,35
Culervo 138	20,67	35,089	55,756	9,54	8,39
Jaen 138	20,67	35,089	55,756	9,62	8,41
Guadalupe 220	20,67	35,089	55,756	9,58	8,49
Guadalupe 60	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
La Ramada	20,67	35,089	55,756	9,36	8,25
Cajamarca	20,67	35,089	55,756	9,44	8,33
Trullío Norte	20,67	35,089	55,756	9,53	8,46
Chimbote 1 220	20,67	35,089	55,756	9,47	8,43
Chimbote 1 138	20,67	35,089	55,756	9,48	8,43
Paramonga N 220	20,67	35,089	55,756	9,32	8,31
Paramonga N 138	20,67	35,089	55,756	9,31	8,31
Paramonga 138	20,67	35,089	55,756	9,29	8,30
Huacho	20,67	35,089	55,756	9,32	8,36
Lomera	20,67	35,089	55,756	9,37	8,44
Zapallal	20,67	35,089	55,756	9,40	8,49
Carabayillo	20,67	35,089	55,756	9,38	8,47
Ventanilla	20,67	35,089	55,756	9,43	8,54
La Planicie	20,67	35,089	55,756	9,37	8,48
Chavarria	20,67	35,089	55,756	9,45	8,55
Santa Rosa	20,67	35,089	55,756	9,45	8,57
San Juan	20,67	35,089	55,756	9,32	8,53
Cantera	20,67	35,089	55,756	9,28	8,43
Chilca 220	20,67	35,089	55,756	9,21	8,42
Asia 220	20,67	35,089	55,756	9,24	8,43
Alto Praderas 220	20,67	35,089	55,756	9,28	8,49
Independencia	20,67	35,089	55,756	9,32	8,42
Ica	20,67	35,089	55,756	9,36	8,44
Marcona	20,67	35,089	55,756	9,38	8,40
Mantaro	20,67	35,089	55,756	9,10	8,01
Huayacachi	20,67	35,089	55,756	9,16	8,11
Pachachaca	20,67	35,089	55,756	9,20	7,95
Pomacocha	20,67	35,089	55,756	9,21	7,89
Huancavelica	20,67	35,089	55,756	9,16	8,12
Callahuanca ELP	20,67	35,089	55,756	9,31	8,32
Cajamarquilla	20,67	35,089	55,756	9,41	8,50
Huallanca 138	20,67	35,089	55,756	9,23	8,18
Vizcarra	20,67	35,089	55,756	9,19	7,97
Tingo María 220	20,67	35,089	55,756	9,03	7,78
Aguaytia 220	20,67	35,089	55,756	8,94	7,70
Aguaytia 138	20,67	35,089	55,756	8,97	7,71
Aguaytia 22,9	20,67	35,089	55,756	8,96	7,71
Pucallpa 138	20,67	35,089	55,756	9,33	7,96
Pucallpa 60	20,67	35,089	55,756	9,34	7,96
Aucayacu	20,67	35,089	55,756	9,23	7,94
Tocache	20,67	35,089	55,756	9,43	8,12
Belaunde 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,41
Caclic	20,67	35,089	55,756	9,53	8,37
Tingo María 138	20,67	35,089	55,756	9,01	7,75
Huanuco 138	20,67	35,089	55,756	9,14	7,81
Paragsha II 138	20,67	35,089	55,756	9,09	7,78
Paragsha 220	20,67	35,089	55,756	9,08	7,76
Yaupi 138	20,67	35,089	55,756	8,97	7,64
Yuncan 138	20,67	35,089	55,756	9,02	7,68
Yuncan 220	20,67	35,089	55,756	9,04	7,70
Oroya Nueva 220	20,67	35,089	55,756	9,16	7,96
Oroya Nueva 138	20,67	35,089	55,756	9,12	7,87
Oroya Nueva 50	20,67	35,089	55,756	9,14	7,91
Carhuamayo 138	20,67	35,089	55,756	9,09	7,78
Carhuamayo 220	20,67	35,089	55,756	9,09	7,74
Caripa 138	20,67	35,089	55,756	9,07	7,81
Desierto 220	20,67	35,089	55,756	9,30	8,44
Condorcocha 138	20,67	35,089	55,756	9,06	7,80
Condorcocha 44	20,67	35,089	55,756	9,06	7,80
Machupicchu	20,67	35,089	55,756	9,31	8,21
Cachimayo	20,67	35,089	55,756	9,58	8,43
Dolorespata	20,67	35,089	55,756	9,62	8,46
Quencoro	20,67	35,089	55,756	9,61	8,46
Combapata	20,67	35,089	55,756	9,73	8,58
Tintaya	20,67	35,089	55,756	9,80	8,68
Tintaya Nueva	20,67	35,089	55,756	9,79	8,67
Ayaviri	20,67	35,089	55,756	9,61	8,49
Azangaro	20,67	35,089	55,756	9,50	8,38
San Gaban	20,67	35,089	55,756	8,96	7,93
Mazuco	20,67	35,089	55,756	9,09	8,01
Puerto Maldonado	20,67	35,089	55,756	9,43	8,23
Jullaca	20,67	35,089	55,756	9,61	8,47
Puno 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,48
Puno 220	20,67	35,089	55,756	9,60	8,48
Callalli	20,67	35,089	55,756	9,79	8,69
Santuario	20,67	35,089	55,756	9,62	8,55
Socabaya 138	20,67	35,089	55,756	9,65	8,55
Socabaya 220	20,67	35,089	55,756	9,63	8,54
Cotaruse 220	20,67	35,089	55,756	9,44	8,34
Cerro Verde	20,67	35,089	55,756	9,68	8,57
Repartición	20,67	35,089	55,756	9,73	8,58
Mollendo	20,67	35,089	55,756	9,78	8,62
Moquegua 220	20,67	35,089	55,756	9,60	8,53
Moquegua 138	20,67	35,089	55,756	9,61	8,53
Ilo 138	20,67	35,089	55,756	9,68	8,58
Botillaca 138	20,67	35,089	55,756	9,66	8,58
Toquespala	20,67	35,089	55,756	9,66	8,59
Aricola 138	20,67	35,089	55,756	9,59	8,57
Aricola 66	20,67	35,089	55,756	9,55	8,56
Tacna 220	20,67	35,089	55,756	9,67	8,56
Tacna 66	20,67	35,089	55,756	9,73	8,59

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 Transitoria²³ y de la Segunda Disposición Complementaria Final²⁴ 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 2019. 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 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 20,781 céntimos de S//kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico es de 0,5844. 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 1,7503, con lo cual se obtiene los Precios en Barra definitivos.

23 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 53° 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 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

24 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.

Cuadro N° 5.2**COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO**

Valores al 31 de marzo de 2019

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh
Ponderado Licitaciones	22,49	20,23	16,31
Barra Teórico	20,67	9,45	8,57

Precio Licitación	3,706	17,075	20,781	Cent.S//kWh	
Precio Teórico	3,405	8,740	12,145	Cent.S//kWh	
Comparación				0,5845	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste				1,7503	

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 marzo de 2019: 3,321 S//USD.

Cuadro N° 5.3

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1.7503	PPM S/ /KW-mes	PCSPT S/ /KW-mes	PPB S/ /KW-mes	PMP ctmS/ /KWh	PEMF ctmS/ /KWh
Zambos	20.67	35.089	55.756	17.10	15.06
Talara	20.67	35.089	55.756	16.97	14.96
Pura Oeste	20.67	35.089	55.756	17.01	15.01
La Nita	20.67	35.089	55.756	16.78	14.88
Chichayo Oeste	20.67	35.089	55.756	16.80	14.87
Cathuaquero 220	20.67	35.089	55.756	16.54	14.62
Cathuaquero 138	20.67	35.089	55.756	16.55	14.62
Cutervo 138	20.67	35.089	55.756	16.70	14.68
Jaen 138	20.67	35.089	55.756	16.83	14.73
Guadalupe 220	20.67	35.089	55.756	16.76	14.85
Guadalupe 60	20.67	35.089	55.756	16.79	14.87
La Ramada	20.67	35.089	55.756	16.38	14.44
Cajamarca	20.67	35.089	55.756	16.53	14.59
Trujillo Norte	20.67	35.089	55.756	16.68	14.81
Chimbote 1 220	20.67	35.089	55.756	16.58	14.76
Chimbote 1 138	20.67	35.089	55.756	16.59	14.75
Paramonga N 220	20.67	35.089	55.756	16.32	14.55
Paramonga N 138	20.67	35.089	55.756	16.30	14.54
Paramonga 138	20.67	35.089	55.756	16.26	14.52
Huacho	20.67	35.089	55.756	16.32	14.64
Lomera	20.67	35.089	55.756	16.41	14.77
Zapallal	20.67	35.089	55.756	16.45	14.86
Carabayllo	20.67	35.089	55.756	16.41	14.83
Ventania	20.67	35.089	55.756	16.51	14.94
La Planicie	20.67	35.089	55.756	16.40	14.85
Chavaria	20.67	35.089	55.756	16.54	14.97
Santa Rosa	20.67	35.089	55.756	16.53	15.00
San Juan	20.67	35.089	55.756	16.31	14.93
Cantera	20.67	35.089	55.756	16.24	14.75
Chilca 220	20.67	35.089	55.756	16.12	14.73
Asia 220	20.67	35.089	55.756	16.17	14.75
Allo Praderas 220	20.67	35.089	55.756	16.24	14.85
Independencia	20.67	35.089	55.756	16.31	14.73
Ica	20.67	35.089	55.756	16.38	14.77
Miraflores	20.67	35.089	55.756	16.42	14.70
Milamari	20.67	35.089	55.756	15.92	14.03
Huayucachi	20.67	35.089	55.756	16.03	14.20
Pachachaca	20.67	35.089	55.756	16.09	13.91
Pomacocha	20.67	35.089	55.756	16.12	13.81
Huancavelica	20.67	35.089	55.756	16.03	14.22
Callahuana ELP	20.67	35.089	55.756	16.30	14.57
Cajamarquilla	20.67	35.089	55.756	16.47	14.88
Huancanca 138	20.67	35.089	55.756	16.16	14.31
Victara	20.67	35.089	55.756	16.08	13.95
Tingo Maria 220	20.67	35.089	55.756	15.81	13.62
Aguaytilla 220	20.67	35.089	55.756	15.65	13.47
Aguaytilla 138	20.67	35.089	55.756	15.70	13.50
Aguaytilla 22.9	20.67	35.089	55.756	15.68	13.49
Pucallpa 138	20.67	35.089	55.756	16.33	13.92
Pucallpa 60	20.67	35.089	55.756	16.35	13.93
Aucayacu	20.67	35.089	55.756	16.16	13.90
Ticache	20.67	35.089	55.756	16.50	14.21
Belalunde 138	20.67	35.089	55.756	16.82	14.71
Caclic	20.67	35.089	55.756	16.67	14.65
Tingo Maria 138	20.67	35.089	55.756	15.78	13.57
Huánuco 138	20.67	35.089	55.756	16.00	13.68
Parashua II 138	20.67	35.089	55.756	15.91	13.61
Parashua 220	20.67	35.089	55.756	15.89	13.58
Yaupi 138	20.67	35.089	55.756	15.70	13.37
Yuncan 138	20.67	35.089	55.756	15.78	13.44
Yuncan 220	20.67	35.089	55.756	15.82	13.47
Oroya Nueva 220	20.67	35.089	55.756	16.03	13.93
Oroya Nueva 138	20.67	35.089	55.756	15.96	13.78
Oroya Nueva 50	20.67	35.089	55.756	15.99	13.85
Cathuamayo 138	20.67	35.089	55.756	15.91	13.62
Cathuamayo 220	20.67	35.089	55.756	15.90	13.54
Caripa 138	20.67	35.089	55.756	15.87	13.66
Desierto 220	20.67	35.089	55.756	16.28	14.76
Condorcocha 138	20.67	35.089	55.756	15.84	13.66
Condorcocha 44	20.67	35.089	55.756	15.86	13.66
Machupichu	20.67	35.089	55.756	16.30	14.37
Cachimayo	20.67	35.089	55.756	16.76	14.76
Dolorespata	20.67	35.089	55.756	16.83	14.81
Quenenco	20.67	35.089	55.756	16.83	14.80
Combapata	20.67	35.089	55.756	17.03	15.01
Tintaya	20.67	35.089	55.756	17.15	15.19
Tintaya Nueva	20.67	35.089	55.756	17.13	15.17
Ayaviri	20.67	35.089	55.756	16.82	14.85
Azáncano	20.67	35.089	55.756	16.63	14.67
San Gaban	20.67	35.089	55.756	15.69	13.88
Mazucó	20.67	35.089	55.756	15.91	14.03
Puerto Maldonado	20.67	35.089	55.756	16.50	14.41
Julaca	20.67	35.089	55.756	16.82	14.83
Puno 138	20.67	35.089	55.756	16.82	14.84
Puno 220	20.67	35.089	55.756	16.80	14.84
Callalli	20.67	35.089	55.756	17.14	15.21
Samurino	20.67	35.089	55.756	16.84	14.96
Socabaya 138	20.67	35.089	55.756	16.89	14.97
Socabaya 220	20.67	35.089	55.756	16.86	14.95
Cotarusu 220	20.67	35.089	55.756	16.53	14.59
Cerro Verde	20.67	35.089	55.756	16.94	15.00
Repartición	20.67	35.089	55.756	17.02	15.02
Mollendo	20.67	35.089	55.756	17.12	15.08
Moquegua 220	20.67	35.089	55.756	16.81	14.92
Moquegua 138	20.67	35.089	55.756	16.82	14.93
Ilo 138	20.67	35.089	55.756	16.95	15.02
Bolífaca 138	20.67	35.089	55.756	16.90	15.01
Toquepala	20.67	35.089	55.756	16.91	15.04
Aricota 138	20.67	35.089	55.756	16.79	15.01
Aricota 66	20.67	35.089	55.756	16.71	14.98
Tacna 220	20.67	35.089	55.756	16.92	14.99
Tacna 66	20.67	35.089	55.756	17.03	15.04

6. Sistemas Aislados

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

Osinerghmin fija cada año los Precios en Barra para los sistemas interconectados y los Sistemas Aislados. En el caso de los sistemas interconectados, la LCE y su Reglamento 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 observarán, en lo pertinente, los mismos criterios que se aplican para los sistemas interconectados y que las funciones del cálculo de tarifas serán asumidas por el Osinerghmin²⁵.

Adicionalmente a la normativa existente sobre la regulación de los precios en los sistemas aislados, 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 una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN²⁶.

A fin de implementar lo establecido en la Ley 28832 se aprobó, mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM publicado el 26 de noviembre de 2006 en el diario oficial El Peruano, el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” en el cual se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del referido mecanismo, así

²⁵ **Artículo 130° (RLCE).**- Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistema Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80° 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

²⁶ **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 N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

como su aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra correspondiente al período mayo 2007 – abril 2008.

Asimismo, en las disposiciones finales de dicho Decreto se establece que Osinergmin deberá aprobar los procedimientos que se requieran para su efectiva aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2007 – 2008. Es así, que en atención a dicha disposición, con fecha 11 de abril de 2007, Osinergmin publicó la norma “Procedimiento para la Aplicación y Administración del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Resolución N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias²⁷

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 LCE²⁸. 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, que dificulta un tratamiento individual, Osinergmin ha realizado esfuerzos por tipificar las características de estos sistemas buscando un enfoque sistemático que simplifique la tarea de 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

²⁷ 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.

²⁸ **Artículo 8° (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.
(...)

- 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 criterios²⁹, determinando un conjunto que en la actualidad asciende a ocho (8) categorías, las que se muestran en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro N° 6.1

Categoría	Descripción
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, y L siguientes.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, y L siguientes.
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.
Típico P	Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diésel de Purús, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.

(1) Incluye a la Central Térmica de Reserva Fría de Iquitos.

Adicional a estas categorías en generación, se han definido 7 módulos característicos que permiten tratar los sectores en forma sistemática, para fines tarifarios de distribución³⁰, en función del tipo de demanda abastecida. Estos módulos se presentan en el Cuadro N° 6.2.

²⁹ 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.

³⁰ Adicionalmente existe un sector típico "Especial" que se aplica a un sistema llamado Villacurí, el cual forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Cuadro N° 6.2
Sectores Típicos de Distribución

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector Típico 1	Urbano de Alta Densidad
Sector Típico 2	Urbano de Media Densidad
Sector Típico 3	Urbano de Baja Densidad
Sector Típico 4	Urbano Rural
Sector Típico 5	Rural de Media Densidad
Sector Típico 6	Rural de Baja Densidad
Sector Típico SER	Sistemas Eléctricos Rurales (SER) calificado según la Ley de General de Electrificación Rural

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, además, 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, 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 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 setiembre de 2013 ha celebrado un contrato con la empresa Genrent del Perú S.A.C. (en adelante "GENRENT"), como resultado del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de energía para Iquitos".

El contrato contempla dos etapas: Etapa 1, operando como Sistema Aislado; Etapa 2, como Reserva Fría conectada al SEIN. La segunda etapa se daría al ingreso en operación comercial de la L.T. 220 kV Moyobamba – Iquitos.

La remuneración por potencia y energía, en condición de generador aislado independiente está establecida en el Contrato de Suministro de Electricidad y el Contrato de Cesión de Créditos suscritos entre Electro Oriente S.A. 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" mediante Resolución N° 001-2018-OS/CD.

Cabe señalar que mediante Resolución Ministerial N° 172-2017-MEM/DM, de fecha 8 de mayo de 2017, se aprobó la Adenda N° 3 al Contrato de Reserva Fría, mediante la cual se reemplaza 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 Contrato³¹ 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, mediante Resolución Ministerial N° 330-2017-MEM/DM, de fecha 26 de julio de 2017, se aprobó la Adenda N° 5 al Contrato de Reserva Fría, mediante la cual se prorrogó el hito Puesta en Operación Comercial (POC) hasta el 20 de octubre de 2017. En cumplimiento de esta Adenda, Genrent inició la POC a partir del 20 de octubre de 2017.

De acuerdo a lo señalado en el Contrato de Concesión, Genrent ha puesto en operación un grupo adicional de 11,3 MW el 20 de octubre de 2018, cumpliendo de esta manera con el compromiso de la primera ampliación de la central hasta 67,3 MW.

Asimismo, para la simulación de suministro a Iquitos se ha considerado la segunda ampliación con un grupo similar a partir del 20 de octubre de 2019.

En esta oportunidad corresponde revisar el valor del Costo Variable No Combustible (CVNC) de la central de reserva fría de Iquitos de la empresa Genrent, dado que ya se cuenta con información de operación de más de un año, conforme se estableció en la Resolución N° 099-2018-OS/CD.

En este sentido, Genrent presentó el estudio del cálculo del CVNC en noviembre de 2018. Luego de revisión, Osinergmin remitió las observaciones a dicho estudio, mediante Oficio N° 118-2019-GRT. Posteriormente, Genrent solicitó ampliación de plazo para la absolución de las observaciones, por lo cual, se le otorgo un plazo hasta el 15 de febrero de 2019, mediante el Oficio N° 135-2019-GRT. Sin embargo, Genrent remitió el 14 de febrero de 2019, el pedido de desistimiento de la evaluación del estudio del cálculo del CVNC, argumentando que se encuentran evaluando con el Ministerio de Energía y Minas la suscripción de las adendas a sus contratos.

Con fecha 15 de marzo de 2019, GENRENT presentó observaciones y comentarios a la Resolución 025-2019-OS/CD, los cuales se analizan en el

³¹ **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

Anexo V del presente informe. Entre otros aspectos señalan que Osinergmin estaría realizando el cálculo del CVNC de su planta con información insuficiente, inexacta y desactualizada. Motivo por el cual, mediante Oficio N° 0301-2019-GRT, se reiteró la presentación de las absoluciones a las observaciones de su estudio de CVNC. Con fecha 25 de marzo de 2019, GENRENT presentó las absoluciones.

Cabe señalar que GENRENT declara no tener personal propio para la operación y mantenimiento de su central térmica en Iquitos, sino que ha tercerizado a través de un Contrato de Operación y Mantenimiento suscrito con la empresa VPTM Iquitos S.A.C. (en adelante, "VPTM"). Asimismo, manifiesta no tener personal propio en la ciudad de Iquitos y que los servicios de administración logística, también lo estaría realizando VPTM.

Asimismo, manifiesta la existencia de un "Maintenance Contract" suscrito entre VPTM y MAM Diesel & Turbo SE (en adelante "MANPOWER"), mediante el cual MANPOWER brindaría los servicios técnicos especializados con un equipo que se conforma, en parte, con personal enviados por MANPOWER desde Alemania, y por personal local a ser contratado directamente por VPTM.

GENRENT sostiene que los antes mencionados contratos cumplen con lo establecido en el numeral 6.2 del Procedimiento PR-34 del COES, sin embargo, señala que los precios ofertados por VTM no son separables y por tanto deberían ser reconocidos en el CVNC. Ello contraviene a lo establecido en el PR-34 que exige la presentación de los gastos desagregados debidamente sustentados por cada actividad para ser considerado en el CVNC.

Conforme a la evaluación realizada en el informe legal que sustenta la presente regulación, se ha realizado la revisión del CVNC de la central de Genrent, empleado la información disponible, así como la información suministrada por Genrent en su estudio de CVNC, según lo establecido en el PR-34 y como resultado se obtiene un valor de 12,098 USD/MWh.

6.4. Sistemas Aislados Típicos

A solicitud de la empresa Electro Sur Este, se ha considerado incluir el sistema aislado de Bajo Urubamba, el cual es alimentado desde la central térmica de Pluspetrol en Camisea. Cabe señalar que, Pluspetrol ha dispuesto entregar hasta 500 kW, como máximo, sin costo alguno para las localidades de Megantoni y anexos. Para este caso especial se ha visto por conveniente la creación del Sistema Típico N.

Mediante Resolución Ministerial N° 043-2019-MEM/DM, publicado el 21 de febrero de 2019, se incorpora al Sistema Aislado Purús, ubicado en la provincia de Purús de la Región Ucayali, al alcance del MCSA. Este sistema viene siendo operado por Electro Ucayali S.A. y dada su ubicación geográfica se ha considerado el transporte por vía aérea del combustible para la central térmica de Purús. En este sentido se ha visto por conveniente la creación del Sistema Típico P.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las centrales típicas térmicas e hidráulicas han sido revisados y actualizados. Asimismo, en el caso de los Sistemas Típicos A, B, E, I, L, M, N y P, se han estimado los valores de energía y potencia para el año 2019 sobre la base de la información histórica suministrada a Osinergmin por las empresas en su oportunidad.

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29661, publicada el 08.02.2011, que suspende hasta el 01.01.2013 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 y P), 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 marzo de 2019.

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; la planta de suministro de combustible para dicho sistema es la Refinería de Iquitos, la misma que no está afecta al Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de marzo de 2019.

El Sistema Típico A, que utiliza combustible Diésel para la generación eléctrica, el cual es suministrado a través de las plantas de suministro de combustible de Talara, Salaverry, Mollendo y Callao. Estas plantas están afectas al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de marzo de 2019.

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° 6.3.

Cuadro N° 6.3

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S/ kW-mes	PEMP ctm. S/ kWh	PEMF ctm. S/ kWh
A	MT	27,80	68,29	68,29
B	MT	27,80	31,21	31,21
E	MT	27,80	46,18	46,18
I	MT	27,80	63,82	63,82
L	MT	27,80	77,20	77,20
M	MT	27,80	41,26	41,26
N	MT	0,00	0,00	0,00
P	MT	27,80	294,83	294,83

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 empresa³², se calcula el Precio en Barra de los Sistemas Aislados por empresa en base a un promedio ponderado de la energía de cada sistema. El resultado se muestra en el Cuadro N° 6.4.

Cuadro N° 6.4

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	27,80	32,30	32,30
Chavimochic	MT	27,80	31,21	31,21
Eilhicha	MT	27,80	31,21	31,21
Electro Oriente	MT	27,80	48,10	48,10
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,80	55,17	55,17
Enel Distribución	MT	27,80	31,21	31,21
Hidrandina	MT	27,80	31,21	31,21
Seal	MT	27,80	68,29	68,29

6.6. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 061-2019-MEM/DM, del 28 de febrero de 2019, el MINEM estableció una suma de S/ 185 019 767,00 (Ciento Ochenta y Cinco Millones Diecinueve Mil Setecientos Sesenta y Siete y 00/100 Soles), como Monto Específico para el funcionamiento del MCSA, el cual será aplicado en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2019 y el 30 de abril de 2020.

Es preciso señalar que, el Monto Específico para el funcionamiento del MCSA se obtendrá, de acuerdo con el artículo 30 de la Ley 28832, de una parte del

³² 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 mayo 2018 – abril 2019.

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”³³.

En el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” se dispone que dicho mecanismo sea aplicado por Osinerghmin en cada regulación anual de los Precios en Barra, contando, para ello, con las premisas, condiciones y criterios establecidos en el referido Reglamento y con los procedimientos que elabore Osinerghmin 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 Los Héroes 66 kV; para ello, se calcularon precios promedios con factor de carga de 84,3% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 19,4% y 80,6%³⁴, 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 vigente³⁵ establecido mediante Resolución N° 061-2017-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 compensar³⁶; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora³⁷, 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”,

³³ **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;

(...)

³⁴ 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 Osinerghmin para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

³⁵ 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.

³⁶ 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.

³⁷ Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

establece que la vigencia de lo señalado en los artículos 1°³⁸ y 2° del Decreto de Urgencia N° 001-2015³⁹, 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° 005-2012⁴⁰, 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 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° 6.5 y N° 6.6 se muestran los resultados obtenidos.

³⁸ 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.

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.

Cuadro N° 6.5
Compensaciones Anuales

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Adinelsa	546 910	0,5537%
Chavimochic	96 618	0,0978%
Eilhicha	511 608	0,5180%
ELOR-Iquitos	80 161 595	81,1569%
ELOR-Otros	10 781 091	10,9150%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Ucayali	3 157 499	3,1967%
Enel Distribución	1 110 398	1,1242%
Hidrandina	889 263	0,9003%
Seal	1 518 570	1,5374%
TOTAL	98 773 552	100,0000%

Cuadro N° 6.6
Precios en Barra Efectivos

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	27,80	16,21	16,21
Chavimochic	MT	27,80	15,73	15,73
Eilhicha	MT	27,80	16,02	16,02
Electro Oriente	MT	27,80	24,86	24,86
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Ucayali	MT	27,80	17,08	17,08
Enel Distribución	MT	27,80	15,73	15,73
Hidrandina	MT	27,80	15,73	15,73
Seal	MT	27,80	19,93	19,93

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 mediante Resolución N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias.

Con la finalidad de prevenir variaciones bruscas 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 (en adelante "MER"), el mismo que será distribuido adecuadamente en el cálculo de las transferencias mensuales del MCSA.

Asimismo, Osinerghmin dispondrá del MER en la oportunidad en que se calculan las transferencias mensuales del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, la compensación mensual necesaria según lo establece el "Contrato de Suministro de Electricidad" celebrado entre GENRENT y la empresa Electro Oriente S.A., en el marco del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos". El MER asciende a la suma de S/ 86 246 215.

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 combustibles⁴¹.

En este caso, la expresión matemática⁴² que se utiliza para obtener la fórmula de actualización de los precios de energía se basa en la ecuación (1).

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

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

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

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

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

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

⁴¹ 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.

⁴² 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)

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

Con ello se tiene la ecuación (6).

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

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

$$\Delta y\% = m_1 \cdot \Delta x_1\% + m_2 \cdot \Delta x_2\% \dots (7)$$

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

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

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

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

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

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 expresión 11), los cuales serán utilizados para la fórmula de actualización del precio de la energía.

Cuadro N° 7.1

Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total	Factor
Diesel N°2	0,34%	0,19%	0,19%	e
Residual N°6	2,53%	0,19%	0,57%	f
Carbón	5,74%	0,39%	1,51%	cb
Gas Natural	83,12%	89,73%	88,27%	g
Constante	8,27%	9,50%	9,46%	d
Total	100,00%	100,00%	100,00%	

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{PEM1} &= \text{PEM0} * \text{FAPEM} \\ \text{FAPEM} &= d + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + \text{cb} * \text{FCB} \\ \text{FD2} &= (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \\ \text{FR6} &= (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \\ \text{FPGN} &= \text{PGN} / \text{PGNo} \\ \text{FCB} &= (\text{PCB} / \text{PCBo}) * \text{FTC} \end{aligned}$$

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
(Miles de USD)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	7120,8	1092,9	8213,6	78,87%
Conexión a la Red	294,4	36,7	331,1	3,18%
COyM	784,5	1084,5	1869,1	17,95%
Total	8199,7	2214,1	10413,8	100,00%
	78,74%	21,26%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera
M.N. : Moneda Nacional

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \\ \text{FTC} &= \text{TC} / \text{TCo} \\ \text{FPM} &= \text{IPM} / \text{IPMo} \end{aligned}$$

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

Fórmula de Actualización de Peaje

	M.E.	M.N	Cobre	Aluminio
EGEMSA	56,14%	43,23%	0,63%	0,00%
ETESELVA	54,83%	36,56%	0,93%	7,69%
ANTAMINA	40,96%	57,54%	1,50%	0,00%
SAN GABÁN	43,60%	56,28%	0,13%	0,00%

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{PCSPT1} &= \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} \\ \text{FAPCSPT} &= \text{l} * \text{FTC} + \text{m} * \text{FPM} + \text{n} * \text{FPal} + \text{o} * \text{FPcu} + \text{p} \\ \text{FPal} &= \text{Pal/Palo} \\ \text{FPcu} &= \text{Pcu/Pcuo} \end{aligned}$$

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

Empresa	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,0241	0,0000	0,0000	0,9759	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Oriente	0,0879	0,6075	0,0000	0,3046	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,4969	0,0000	0,0000	0,5031	0,0000
Enel Distribución	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,8173	0,0000	0,0000	0,1827	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 Osinerghmin 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.

$$\text{FAPEM} = e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + s * \text{FPM} \quad (1)$$

Dónde:

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \quad (2)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \quad (3)$$

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

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.

IPMo : Índice de Precios al Por Mayor inicial

PPM0ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo en S//kW-mes.

PPM1ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo actualizado en S//kW-mes.

PEMP0ef : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMF0ef : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMP1ef : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMF1ef : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.

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

$$\text{PMsea} = (\text{PPM1ef} * 100 / (720 * \text{fc}) + \text{PEMP1ef} * 0,3 + \text{PEMF1ef} * 0,7)$$

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

Cuadro N° 7.5

Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4500
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,6179
Electro Sur Este	0,4500
Electro Ucayali	0,4407
Enel Distribución	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

Para la actualización del precio de la potencia:

$$\text{PPM1ef} = \text{PPM0ef} * (1 + k) + \text{PPM0} * (\text{FAPEM} - 1) \quad (5)$$

Para la actualización de los precios de la energía:

$$PEMP1ef = PEMP0ef * (1+k) + PEMP0 * (FAPEM-1) \quad (6)$$

$$PEMF1ef = PEMF0ef * (1+k) + PEMF0 * (FAPEM-1) \quad (7)$$

Se aplicará para cada sistema eléctrico las fórmulas de actualización (5), (6) y (7), 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.

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 2019. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación Tarifaria.

Cuadro N° 7.6

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	2,22
Chavimochic	2,76
Eilhicha	2,43
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Ucayali	0,00
Enel Distribución	2,76
Hidrandina	2,76
Seal	0,00

PMRsein : 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=PEM F ctm. S//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Adinelsa	56,50	17,97	26,99
Chavimochic	56,49	17,98	26,99
Eilhicha	56,49	17,98	26,99
Electro Oriente	56,63	18,68	27,72
Electro Sur Este	56,64	17,52	26,56
Electro Ucayali	56,29	16,86	25,84
Enel Distribución	56,49	17,98	26,99
Hidrandina	56,49	17,98	26,99
Seal	56,68	17,64	26,68

[sbuenalaya]

// pch-pmo-mfb-lss-jpch-rag-erm-vhp-mfc

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") a sus Estudios Técnico Económicos para la fijación de los Precios en Barra. Se adjunta un diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Anexo A

Proyección de Demanda

A.1 Demanda anual 2018

Respecto de los consumos del año 2018, estos valores fueron determinados con información de ese año. En base a ello; se actualizó la participación de ventas de las distribuidoras en Alta Tensión (en adelante, AT) y Muy Alta Tensión (en adelante, MAT), la participación de ventas realizadas por los generadores, y las pérdidas eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección. En el Cuadro A.1 se aprecia la información de demanda del año 2018.

Cuadro A.1

Ventas de clientes	GWh
Ventas año 2018	27 765
Industrias Cachimayo	180
Minera Casapalca	105
Minera Los Quenuales (Yauliyacu)	74
Doe Run Peru (Ex Cobriza)	79
Doe Run Peru (Planta de Zinc1)	32
Minera Volcan	254
Minera Volcan (Pomacocha)	81
Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	66
Compañía Minera Argentum	45
Empresa Explotadora de Vinchos	0
Empresa Administradora Chungar	51
Shougang Hierro Perú	442
Minera Antamina	968
Southern Perú Cooper Corporación	1 830
Minera Cerro Verde	336
Minera Tintaya (Tintaya 138)	159
Minsur (Puno)	147
Minera Ares 2	99
Minera Yanacocha	448
Minera Huarón	76
Yura	224
Minera Cerro Verde (Socabaya - San José)	2 987
Gold Fields La Cima	150
Aceros Arequipa	668

Ventas de clientes	GWh
Refinería de Cajamarquilla	1 431
Compañía Minera Miski Mayo	100
Xstrata Tintaya (Antapaccay)	774
Minera Chinalco Perú (Toromocho)	911
Hudbay Peru	703
La Arena	25
Las Bambas MMG	1 178
Minera Ares Cotaruse	196
Minera Suyamarca	0
Quimpac (Paramonga)	188
Minera Milpo (Desierto)	279
Consortio Minero Horizonte	28
Minera Aurífera Retamas	88
Siderperu	313
Cementos Norte Pacasmayo	236
Empresa Administradora Cerro	133
Agroindustrias Paramonga	44
Sociedad Minera El Brocal	280
Unidad Minera El Porvenir	103
Minera Los Quenuales (Iscaycruz)	10
Unión Andina de Cementos (Atocongo)	319
Unión Andina de Cementos (Condorcocha)	106
San Ignacio de Morococha	3
Compañía de Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay)	135
Compañía de Minas Buenaventura (Orcopampa/ Cedemin /Tambomayo)	188
Compañía de Minas Buenaventura (Julcani y Recuperada)	18
INAGRO – AGROLMOS	19
Parámetros	%
Pérdidas de Distribución	8,61%
Pérdidas de Subtransmisión	2,26%
Pérdidas de Transmisión	7,66%
Participación de ventas de distribuidores en AT y MAT	1,03%
Participación de ventas realizadas por los generadores	21,98%

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 2018, de acuerdo con los datos de las transferencias de energía realizadas por el COES en dicho año.

Con relación a la proyección de pérdidas de distribución, para el año 2018 se ha considerado 8,61%, mientras que, para los años 2019, 2020 y 2021 las pérdidas estimadas resultaron 8,59%, 8,57% y 8,57%, respectivamente.

A.3 Modelo Econométrico

Para la proyección de ventas de energía del periodo 2019 - 2021 se ha empleado el Modelo de Corrección de Errores (MCE), habiéndose tomado las ventas efectivas de energía correspondiente al año 2018, el Producto Bruto Interno (PBI) del 2018.

Las proyecciones del PBI de los años 2019 a 2021 fueron estimadas con las tasas de crecimiento del PBI que el Banco Central de Reserva del Perú (en adelante "BCRP") publica en sus Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI realizadas a analistas económicos el día 28.02.2019.

La serie histórica del PBI es a millones de soles de año 2007, según la publicación disponible en el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI. En el Cuadro A.2 se presenta los valores considerados para la proyección econométrica.

Cuadro A.2

Parámetros	Valores
Ventas históricas del año 2018	30 651 GWh
Tarifa del año 2018	10,33 ctv. USD/kWh
Crecimiento proyectado PBI 2018	3,99%
Crecimiento proyectado PBI 2019	3,90%
Crecimiento proyectado PBI 2020	4,00%
Crecimiento proyectado PBI 2021	3,90%

Fuentes: BCRP, Osinergmin

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

Cuadro A.3

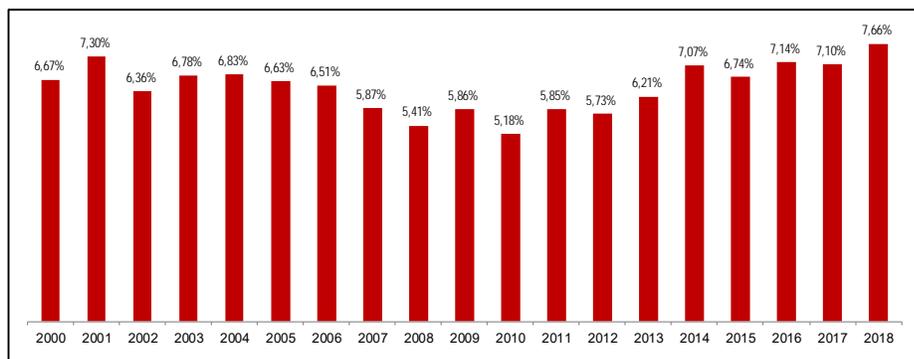
Año	Ventas (GWh)	Tasa anual Crecimiento
2019	32 013	4,44%
2020	33 485	4,60%
2021	35 029	4,61%

Fuente: Osinergmin

A.4 Pérdidas de Transmisión

En base a la información comercial, se determinó un valor de 7,66% de pérdidas de transmisión para el año 2018, tal como se muestra en la Figura A.1.

Figura A.1
Pérdidas de Transmisión
(2000-2018)



Fuente: Osinerghin

Con relación a las proyecciones de pérdidas para los años 2019, 2020 y 2021, se ha evaluado que la mejor representación se obtiene si se considera un promedio de los últimos 4 años, debido a que presenta una menor desviación estándar (0,314) en comparación con la de los últimos 12 años (0,795), conforme se puede observar en el Cuadro A.4.

Cuadro A.4

Periodo	Pérdidas de Transmisión (en %)												Desviación Estándar
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Anual	5,87%	5,41%	5,86%	5,18%	5,85%	5,73%	6,21%	7,07%	6,74%	7,14%	7,10%	7,66%	0,795
Prom. últimos 6 años	6,50%	6,34%	6,18%	5,91%	5,78%	5,65%	5,71%	5,98%	6,13%	6,46%	6,67%	6,99%	0,471
Prom. últimos 5 años	6,52%	6,25%	6,06%	5,77%	5,63%	5,60%	5,77%	6,01%	6,32%	6,58%	6,85%	7,14%	0,443
Prom. últimos 4 años	6,46%	6,10%	5,91%	5,58%	5,57%	5,65%	5,74%	6,22%	6,44%	6,79%	7,01%	7,16%	0,314

Fuente: Osinerghin

Por consiguiente, para el periodo comprendido entre el 2019 y 2021 se está tomando como pérdidas de transmisión el valor de 7,16%.

A.5 Redistribución de demanda en Barras

Para la presente regulación, se consideró redistribuir la demanda asignada de las siguientes barras:

- i) La demanda de la barra Chilca REP 220 kV, debido a la incorporación en el modelo Perseo 2.0 de las barras Asia 220 kV y Alto Praderas 220 kV.
- ii) La demanda de la barra Balnearios 60 kV, debido a la incorporación en el modelo Perseo 2.0 de la barra Industriales 220 kV.
- iii) La demanda de las barras Mantaro 220 kV y Huancavelica 220 kV, debido al ingreso de la L.T. Friaspata – Mollepata 220 kV a partir de enero de 2018.
- iv) La demanda de las barras Huachipa 60 kV, debido al ingreso de las SET Manchay y SET San Miguel a partir de 2017 y 2018, respectivamente.
- v) La demanda de las barras Chiclayo 220 kV, debido a la incorporación en el modelo Perseo de la barra Reque 220 kV a partir de enero de 2018.

- vi) La demanda de la barra Condorcocha 44 kV, debido a la apertura de la L.T. Huasahuasi - Puntayacu 60 kV (L-6087) a partir de febrero de 2018.
- vii) La demanda de la barra Caclic 220 kV, debido a la incorporación de los Sistemas Eléctricos de Chachapoyas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

A.6 Cargas Especiales e Incorporadas

Respecto de las cargas especiales se ha actualizado la demanda del año 2018 de la Refinería de Cajamarquilla; las Minas de Cerro Verde, Las Bambas, Tintaya-Antapaccay, Yanacocha; las empresas de Southern Perú Cooper, Hudbay, Aceros Arequipa, Unión Andina de Cementos; y, entre otras empresas, considerando la información comercial reportada al IV Trimestre del año 2018. Asimismo, para la proyección 2019-2021 se ha incorporado cargas correspondientes a doce proyectos: Ariana (Ariana Operaciones Mineras), Anubia, Terminal Portuario de San Juan de Marcona, Quellaveco (Anglo American Quellaveco), Los Chancas, la expansión de la fundición de Ilo (Petroperú), Michiquillay, la Unidad Minera Shahuindo (Tahoe Perú), el proyecto minero Pampa de Pongo (Jinzhao Mining Peru), el proyecto de expansión de Toromocho (Minera Chinalco Perú), el proyecto de Ollachea (Minera Kuri Kullu) y la ampliación de la Refinería Talara (Petroperú), de acuerdo con la información comercial reportada y al envío de información por parte de las empresas.

Cabe señalar que, la demanda para la ampliación de la Refinería Talara se ha considerado hasta el año 2020, debido a que a partir del año 2021 habrá generación para consumo propio de la demanda de la Refinería Talara, según lo informado por Petroperú mediante carta GMRT-SINT-0134-2019 con fecha 26 de marzo de 2019.

Se actualizaron las proyecciones de generación de C.H. Pías I, según comunicación recibida mediante correo electrónico de la empresa Consorcio Minero Horizonte con fecha 21 de enero de 2019. Adicionalmente se consideró las proyecciones de generación de la C.T. Illapu de acuerdo a lo reportado por la empresa Illapu Energy con carta N° 001/GE-ILLAPU-2019 con fecha 21 de enero de 2019.

El detalle de los cálculos se encuentra en el archivo "Proyección_Demanda_FITA 2019(P).xslm", que forma parte del sustento del presente informe.

A.7 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 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 2019 – 2022, así como la demanda de potencia y energía consumida en el año 2018, cuya relación se encuentran en el Cuadro A.5.

Cuadro A.5

N°	Empresa	Carta/ e-mail	Fecha recepción
1	Unión Andina de Cementos	Carta 2019-GEP-016	25.01.2019
2	Consorcio Minero Horizonte	e-mail (1) e-mail (2)	21.01.2019 22.01.2019
3	Electrodunas	Carta GL-007-2019	24.01.2019
4	Illapu Energy	Carta N° 001/GE-Illapu-2019	23.01.2019
5	Refinería La Pampilla	e-mail	15.01.2019

N°	Empresa	Carta/ e-mail	Fecha recepción
6	Maja Energía	Carta S/N	23.01.2019
7	Maple Etanol En Liquidación	Carta S/N	28.01.2019
8	Agro Industrial Paramonga	Carta GC 002-2019 Carta GC 003-2019	28.01.2019
9	Sudamericana de Energía	Carta SDFE-GG-006-2019	18.01.2019
10	Anglo American Perú	e-mail	21.01.2019
11	Compañía Minera Antamina	Carta LEG-073-2019	21.01.2019
12	Minera Antares Perú	e-mail	21.01.2019
13	Cia Minera Argentum	e-mail	25.01.2019
14	Ariana Operaciones Mineras	e-mail	21.01.2019
15	Minera Barrick Misquichilca	Carta S/N	22.01.2019
16	Industrias Cachimayo	Carta N°013-INCASA-2018	25.01.2019
17	Cementos Pacasmayo	e-mail	21.01.2019
18	Sociedad Minera Cerro Verde	e-mail	25.01.2019
19	Minera Chinalco Perú	Carta LEGAL-012-2019	21.01.2019
20	DOE RUN PERÚ	e-mail	22.01.2019
21	Unidad Minera Cerro Corona	e-mail	23.01.2019
22	Minera Hampton Peru	e-mail	23.01.2019
23	HUDBAY Perú	Carta N° 014-2019/LG/HB	21.01.2019
24	Jinzhao Mining Peru	Carta S/N	21.01.2019
25	Minera Kuri Kullu	Carta S/N	21.01.2019
26	TAHOE PERÚ. La Arena TAHOE PERÚ. Shahuindo	Carta S/N	22.01.2019
27	Minera Las Bambas	e-mail	18.01.2019
28	Empresa Minera Los Quenuales	e-mail	31.01.2019
29	Lumina Cooper	e-mail	21.01.2019
30	MARCOBRE	MARC-CA-2019-041	22.01.2019
31	Compañía Mineras Ares	Carta S/N	23.01.2019
32	MINSUR	e-mail	21.01.2019
33	Misky Mayo	e-mail	19.01.2019
34	Cia. Minera San Ignacio de Morococha	e-mail	23.01.2019
35	Nexa Resources Cajamarquilla	Carta 4CJ001-004-2019	25.01.2019
36	Pan American Silver Huaron	e-mail	22.01.2019
37	Petroperú	Carta GREF-STEC-058-2019	25.01.2019
38	Compañía Minera Poderosa	e-mail	21.01.2019
39	Minera Quechua	Carta MQ-AGG-MA-001-19	18.01.2019
40	Minera Aurífera Retamas	Carta OLM.SGT.N°002/2019	24.01.2019
41	Río Blanco Cooper	Carta S/N	22.01.2019
42	Shougang Hierro Perú	Carta GGA 19-033	23.01.2019

N°	Empresa	Carta/ e-mail	Fecha recepción
43	Siderperu	e-mail	23.01.2019
44	Sociedad Minera El Brocal	Carta S/N	21.01.2019
45	Compañía Minera Antapaccay	e-mail	21.01.2019
46	Trevali Perú SAC	e-mail	24.01.2019
47	UNACEM sede Condorcocha	Carta GOC-014-19	22.01.2019
48	Yanacocha	Carta S/N	21.01.2019
49	Yura	Carta S/N	23.01.2019
50	Petroperú	GMRT-SINT-0134-2019	27.03.2019

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

Con relación a este punto, el Subcomité de Generadores señaló que los CVNC considerados en su propuesta corresponden a los publicados por el COES hasta octubre de 2018. Al respecto, se solicitó que el Subcomité de Generadores actualice los CVNC propuestos de acuerdo a los publicados por el COES en aplicación del PR-34. En la ABSOLUCION, el Subcomité de Generadores indica que modificó los CVNC de acuerdo a los valores alcanzados por el COES correspondiente a diciembre de 2018.

Sin embargo, de acuerdo a lo publicado por el COES en su Web institucional, en aplicación del PR-34, sólo han sido actualizados los CVNC de las unidades termoeléctricas descritas en el Cuadro B.1.

Cuadro B.1

Unidad	CVNC (USD/MWh)
TV12 de la C.T. Ilo 2	2,4735
TG1 de la C.T. Aguaytía	3,1353
TG2 de la C.T. Aguaytía	2,9919
TG1 de la C.T. Chilca I	4,4118
TG1 de la C.T. Kallpa	4,4729
TG2 de la C.T. Kallpa	4,0312
TG3 de la C.T. Kallpa	3,9077
TG1 de la C.T. Santo Domingo	2,0223
TG4 de la C.T. Malacas	3,2995
TG1 de la C.T. Recka	6,5902
TG Pisco (ex Mollendo II TG)	2,0251
Reserva Fría Pucallpa	11,2571
Reserva Fría Puerto Maldonado	11,4702

B.2 CVNC en aplicación del numeral 8.2 del PR-34

Considerando la publicación del PR-34, aprobado mediante Resolución N° 214-2017-OS/CD del 26 de octubre de 2017, corresponde al COES, en aplicación del numeral 5.7 del nuevo PR-34, asumir el valor del CVNC de las unidades cuyos propietarios no presentaron el estudio de determinación del CVNC para su aprobación correspondiente, el cual es equivalente al valor mínimo del CVNC de las unidades termoeléctricas de similares características existentes en el SEIN.

Por lo mencionado anteriormente, los CVNC de las unidades cuyos propietarios no presentaron el estudio correspondiente, que se consignan en el Cuadro B.2, serán aquellos que son utilizados por el COES en el Programa Diario de la Operación del SEIN correspondiente al 31 de marzo de 2019 (entendiéndose que el COES considera lo establecido en el numeral 8.2 del PR-34).

Cuadro B.2

Unidad	CVNC (USD/MWh)
UTI5 de la C.T. Santa Rosa – D2	2,0223
UTI6 de la C.T. Santa Rosa – D2	2,0223
TG7 de la C.T. Santa Rosa	2,0223
TG7 de la C.T. Santa Rosa con agua	2,0223
TG7 de la C.T. Santa Rosa – D2	2,0223
TG8 de la C.T. Santa Rosa	2,0223
TV1 de la C.T. San Nicolás	1,3200
TV2 de la C.T. San Nicolás	1,3200
TV3 de la C.T. San Nicolás	1,3200
Cummins de la C.T. San Nicolás	2,4543
TG3 de la C.T. Ventanilla (GN y D2)	2,0223
TG4 de la C.T. Ventanilla (GN y D2)	2,0223
C.C. Ventanilla	3,3450
C.C. Ventanilla (fuego adicional)	3,3450
TG1 de la C.T. Las Flores	2,0223
GD 1 y GD2 de la C.T. Chilina	14,0100
TG de la C.T. Chilina	0,000
GD1,2,3 de la C.T. Mollendo	7,5357
C.T. Independencia	2,4543
Ciclo combinado de C.T. Kallpa	3,3450
TG11 de la C.T. Fénix	2,0223

Unidad	CVNC (USD/MWh)
TG12 de la C.T. Fénix	2,0223
Ciclo combinado de C.T. Fénix	3,3450
Ciclo combinado C.T. Chilca 1	3,3450
NES Ilo	4,0000
NES Puerto Bravo	4,0000
C.T. Tumbes	2,4543
Ciclo Combinado de C.T. Santo Domingo	3,2355

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 RLCE⁴³.

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-EM⁴⁴, 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 declarado por el productor de gas natural de Camisea como aplicable para el 2019.

Al respecto, de acuerdo a lo reportado por Pluspetrol,⁴⁵ se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable durante el 2019 para los generadores eléctricos es de 1,7311 USD/MMBTU, el cual se ha actualizado en función del

⁴³ **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° 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 tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

⁴⁴ Modificado por los Decretos Supremos N° 034-2001-EM, 055-2002-EM y 014-2006-EM.

⁴⁵ Mediante oficio PPC-COM-18-0051 enviado el 16 de enero de 2018, lo cual se adjunta en el apartado C.3.

promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery – 1191 (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 2019 y que no represente un incremento superior al 7% del último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior, según los contratos vigentes, es decir el factor de ajuste aplicable es 1,7311.

- **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 1,7311.

- **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 2018 al 2021.

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.

CUADRO No. C.1
Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camisa 2019 - 2021

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca 1	Chilca 2	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores	Oquendo	Termohilca	Fenix
Precio Boca de pozo	USD/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual (1)		0.9600	0.9600	0.9600	0.9600	0.9600	0.9600	0.9700	0.9820	0.9600	1.0000	0.9600	0.9600
Factor B: Por Take or Pay (2)		0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9850	0.9500	1.0000	0.9500	0.9700
Factor por descuento promocional (3)		0.9500	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Precio Boca de Pozo	USD/MMBTU	0.8664	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9215	0.9673	0.9120	1.0000	0.9504	0.9312
Factor de Actualización (Ene-2019) (4)		1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311
Precio Boca de Pozo actualizado (contra Generador - Productor)	USD/MMBTU	1.4998	1.5788	1.5788	1.5788	1.5788	1.5788	1.5952	1.6745	1.5788	1.7311	1.6452	1.6260
Precio Boca de Pozo actualizado (contra Estado - Productor) - 2017	USD/MMBTU	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311	1.7311
Precio Boca de Pozo actualizado (OSINERGMIN)	USD/MMBTU	1.4998	1.5788	1.5788	1.5788	1.5788	1.5788	1.5952	1.6745	1.5788	1.7311	1.6452	1.6260
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384
Factor por adelanto del GRP		0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810	0.95810
Factor de Aplicación Tarifaria (FAT)		1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090	1.01090
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPIa)		1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785	1.3785
PPla (Ene-2003)		149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8
PPIa (Ene-2019)		206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5	206.5
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Factor de conversión	PC/m ³	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892	1.1892
Costo de Transporte = RP + FISE	US\$/millar PC	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Factor de descuento (solo para tarifas)		1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015	1.0015
Precio de Transporte (OSINERGMIN)	USD/MMBTU	1.0015											
tarifa promedio de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	2.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC)	(m3/d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacidad Reservada Diaria (CRD)	(m3/d)	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376	3.207.376
CC/CRD		0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977
PCC		1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023	1.0023
Volumen consumido (dic-2018)	m3-mes	49.691.381	1.620.928	13.121.589	38.826.173	5.576.178	62.283.121	2.000.571	2.925.376	7.602.603	5.210.370	29.483.829	58.121.057
Tarifa Unica de Distribución (OSINERGMIN):													
Margen Fijo de Comercialización (Feb-2019) (6)	US\$/Sm3d/mes	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677	0.0677
Margen Fijo de Distribución (Feb-2019) (6)	US\$/Sm3d/mes	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682	0.4682
Margen Variable de Distribución (Feb-2019) (6)	US\$/millar m3	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181	17.6181
Costo de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	17.90	17.90	17.90	17.86	17.86	17.86	17.86	17.86	17.86	17.86	17.86	17.86
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar PC	0.5070	0.5070	0.4989	0.5058	0.5058	0.5058	0.5058	0.5058	0.5058	0.5058	0.5058	0.5166
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686	1.0686
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio Distribución (OSINERGMIN)	USD/MMBTU	0.4270	0.4270	0.4202	0.4255	0.4255	0.4252	0.4255	0.4252	0.4252	0.4259	0.4248	0.4345
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)	USD/MMBTU	2.9283	3.0073	3.0005	3.0045	3.0045	3.0036	2.9965	2.6757	3.0036	3.1581	3.0687	3.0467

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol en enero 2019
 (5) Los poderes caloríficos superiores corresponden a los Informados por los Generadores en la declaración de precio de gas de acuerdo al RP-31 del COES-SINAC (Actual declaración: 15 de Junio 2018) y estarán vigentes desde 01.07.18 hasta el 30.06.2019.
 (6) Las Tarifas Unicas de Distribución se fijaron mediante la Resolución Osinergmin N°055-2018-OS/CD y la Resolución Osinergmin N°086-2018-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 Osinerghmin.

Al respecto, Osinerghmin 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 3,0026 USD/MMBTU para el periodo 2018-2021.

Finalmente, como resultado de la aplicación del PR-31, los precios de gas natural declarados en junio de 2018 para las unidades de la C.T. Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, Malacas TG6 y Oquendo TG1 fueron de 0,5600, 0,3638, 0,4226, 3,3620 y 1,5276 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2019, resultan los mismos, esto es 0,5600, 0,3638, 0,4226, 3,3620 y 1,5276 USD/MMBTU, respectivamente; los cuales al ser comparados con el precio límite de 3,0026 USD/MMBTU para el periodo 2018-2021 permiten concluir que los precios de gas natural, a utilizarse en la fijación de Precios en Barra, para las unidades de la C.T. Aguaytía, C.T. Malacas TG4, TG5 y TG6 y C.T. Oquendo TG1 será su mismo precio (0,5600, 0,3638, 0,4226, 3,3620 y 1,5276 USD/MMBTU, respectivamente).

Cuadro C.2
Precio del Gas Natural con Límite Superior

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (USD/MMBTU)
	2018-2021
C.T. Ventanilla	2,9283
C.T. Santa Rosa 1	3,0073
C.T. Santa Rosa 2	3,0005
C.T. Chilca 1	3,0045
C.T. Chilca 2	3,0045
C.T. Kallpa	3,0036
C.T. Flores	3,0036
C.T. Pisco	2,5965
C.T. Independencia	2,6757
C.T. Santo Domingo de Olleros	3,0687
C.T. Fenix	3,0467
C.T. Aguaytía	0,5600
TG4 de C.T. Malacas	0,3638
TG5 de C.T. Malacas	0,4226
TG6 de C.T. Malacas	3,3620
TG1 de C.T. Oquendo	1,5276

C.3 Documentos Anexos



pluspetrol

Pluspetrol Perú Corporation S.A.
 Av. República de Panamá 3055 - Piso 8 San Isidro
 Lima - Perú
 Telf. : (51-1) 411-7100
 Fax : (51-1) 411-7142

PPC-COM-19-0023

San Isidro, 08 de enero de 2019

Señores
OSINERGMIN
 Av. Canadá N° 1460
San Borja

Atención: Sr. Marco Fernández Baca Salcedo
 Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de diríjimos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0017-2019-GRT, en el cual nos comunican que se encuentran realizando el estudio de generación de electricidad para la fijación de tarifas eléctricas y la vez nos solicitan la información relativa al gas natural de Camisea.

Al respecto cumplimos en brindarles la información solicitada:

- 1) El rango del poder calorífico superior especificado en el contrato BOOT de transporte es de 967 BTU/PC y 1072 BTU/PC (El Promedio de Diciembre 2018 fue de 1069.88 BTU/PC).
- 2) 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.

//...





Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Av. República de Panamá 3055 - Piso 8 San Isidro

Lima - Perú

Tel. : (51-1) 411-7100

Fax : (51-1) 411-7142

...//

WPU050: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicada 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).

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

- 3) Actualmente no estamos en conversaciones con empresa alguna por contratos de suministro de gas para generación de energía.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Enrique Martínez Stolzembach
Gerente Comercial de Gas Natural

Adjunto: Lo indicado

MAZ/mcb

ANEXO:
Información Contractual – Clientes Generadores de Energía (Operativos) -2019

	CDM (MMPCD)	CDC (MMPCD)	TOP CDC%	PRECIO BASE AJUSTADO@ 2019 (USD/MMBTU)	FACTOR A (Descuento 1)	FACTOR B (Descuento 2)	Descuento promocional (cliente inicial)
ENEL	137.76	74.16	100	1.7311	0.96	0.95	5%
ENGIE	139.49	69.75	100	1.7311	0.96	0.95	-
KALLPA	150.09	78.58	100	1.7311	0.96	0.95	-
SDF ENERGIA	-	7.06	80	1.7311	-	-	-
EGASA	20.16	10.07	100	1.7311	0.97	0.95	-
EGESUR	-	4.59	100	1.7311	0.982	0.985	-
TERMOCHILCA	-	45.00	70	1.7311	0.96	0.99	-
FENIX POWER	-	84.10	90	1.7311	0.96	0.97	-

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 2021, 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 regulación⁴⁶.

C.H. Ayanunga

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que la fecha de operación comercial ha sido extraída de la ficha de supervisión de contratos de proyectos de generación de Osinerghmin (a diciembre de 2018), en la cual se observa que el operador de esta central está solicitando como nueva fecha de operación comercial

⁴⁶ De acuerdo con el criterio de optimización del Modelo PERSEO 2.0, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2019, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

diciembre del año 2020. En ese sentido, para la presente regulación se considera que la C.H. Ayanunga ingresaría en el periodo de estudio.

C.H. Santa Lorenza I

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que la central hidroeléctrica ingresará en operación comercial el año 2020, y que dicha fecha es estimada por el desarrollador del proyecto. Por lo tanto, para la presente regulación se considera que la C.H. Santa Lorenza I ingresaría en el periodo de estudio.

C.H. Shima

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que dicho proyecto ingresaría en operación el año 2020, toda vez que se está considerando los meses de atraso del inicio de construcción del proyecto y el periodo necesario para la construcción. por lo que incluye en el programa de obras en la mencionada fecha.

Sin embargo, de la revisión del sistema de información de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin, se identifica que el mencionado proyecto entrará en operación comercial en setiembre del año 2019. En ese sentido, para la presente regulación se considera que la C.H. Shima ingresará en setiembre de 2019.

C.H. Laguna Azul

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que dicho proyecto ingresaría en operación el año 2021, toda vez que se está considerando los meses de atraso del inicio de construcción del proyecto y el periodo necesario para la construcción, por lo que incluye en el programa de obras en la mencionada fecha.

Sin embargo, de la revisión del sistema de información de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin, se identifica que el mencionado proyecto entrará en operación comercial en enero del año 2022. En ese sentido, para la presente regulación no se considera la C.H. Laguna Azul en el plan de obras de generación.

Otros Proyectos

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores no hace mención a diversos proyectos que ingresarán en operación en el horizonte de la presente fijación de Precio en Barra; por ejemplo, entre otros, la Central Eólica Huambos, Central Eólica Dunas. Al respecto, se ha revisado la información de la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin y el Programa de mediano plazo del COES, verificándose que dichos proyectos ingresarán en el periodo de estudio, por lo que se incluye en el programa de obras actualizado.

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 Efectiva (MW)	Fecha de Ingreso
Central Hidroeléctrica Carhuac	20,0	Ene-2019
Central Hidroeléctrica Zaña 1	13,2	Feb-2019
Central Térmica de Biomasa Callao	2,0	Ene-2019
Central Hidroeléctrica La Virgen	84,0	Set-2019
Central Hidroeléctrica Shima	5,0	Set-2019
Central Hidroeléctrica Manta	19,8	Set-2019
Central Hidroeléctrica 8 de Agosto	10,0	Oct-2019
Central Hidroeléctrica El Carmen	10,0	Oct-2019

Proyecto	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de Ingreso
Central Hidroeléctrica Santa Lorenza	18,7	Mar-2020
Central Hidroeléctrica Centauro I - III	25,0	Jun-2020
Central Eólica Huambos	18,4	Oct-2020
Central Eólica Dunas	18,4	Oct-2020
Central Hidroeléctrica Ayanunga	20,0	Dic-2020
Central Hidroeléctrica Kusa	15,6	Dic-2020
Central Hidroeléctrica Alli	14,5	Dic-2020

D.2 Plan de Obras de Transmisión

Concordancia del Plan de Transmisión presentado por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indicó que ha actualizado la fecha de ingreso de las instalaciones incluidas en el programa de obras de transmisión.

Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo

El Subcomité de Generadores indica que, para efectos de la presente fijación, se considera que la puesta en operación comercial del proyecto es diciembre de 2021. En ese sentido, para la presente fijación, se considera dicha fecha como el mes de inicio de operaciones del proyecto de transmisión.

Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SET Trujillo 500 kV

El Subcomité de Generadores indica que, para efectos de la presente fijación, se considera que la puesta en operación comercial del proyecto es diciembre de 2021. En ese sentido, para la presente fijación, se considera dicha fecha como el mes de inicio de operaciones del proyecto de transmisión.

S.E. 220 kV Montalvo – Los Héroes (segundo circuito)

Para efectos de la presente fijación, se considera que la puesta en operación comercial de la línea de transmisión se daría en junio de 2019. En ese sentido, para la presente fijación, se considera junio de 2019 como el mes de inicio de operaciones del proyecto de transmisión.

L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas

Para efectos de la presente fijación, no se considera probable su ingreso en el periodo de estudio debido a que el proyecto está paralizado por una controversia entre el MINEM y la empresa ATN 3 S.A.

Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas - Primera Etapa

De la información disponible de la División de Supervisión Eléctrica de Osinergrmin, la puesta en operación comercial de la línea de transmisión se daría en enero de 2019. En ese sentido, corresponde actualizar el plan de obras del presente proceso de fijación de precios.

Enlace 500 kV La Niña - Piura, Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes y Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas

Para efectos de la presente fijación, estos proyectos, aprobados en el Plan de Transmisión 2017-2026, que comprende diferentes instalaciones como construcción/ampliación de subestaciones como La Niña, Piura Nueva, Piura Oeste, Pariñas, Nueva Tumbes y líneas asociadas, no serán considerados en el programa de obras de transmisión, debido a que la fecha de ingreso en operación no se encuentra definida.

Por lo expuesto, para la presente regulación estos proyectos, no se consideran en el periodo de estudio.

Repotenciación de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo

El Subcomité de Generadores indica que, para efectos de la presente fijación, se considera que la puesta en operación comercial del proyecto aprobado en el Plan de Transmisión 2015-2024 es diciembre de 2021. En ese sentido, para la presente fijación, se considera dicha fecha como el mes de inicio de operaciones del proyecto de transmisión.

Finalmente, 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
Ene-2019	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas - Primera Etapa
Feb-2019	Banco de condensadores de 20 MVAR, 60 kV en la S.E. Zorritos.
Feb-2019	Ampliación de transformación 220/60/22,9 kV, 50/65 MVA en S.E. Zorritos.
Feb-2019	Seccionamiento de L.T. 220 kV Piura - Chiclayo y enlace con S.E. La Niña 220 kV.
Feb-2019	Cambio de configuración en 60 kV de simple barra de la S.E. Guadalupe.
May-2019	Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste.
May-2019	Repotenciación L.T. 220 kV Trujillo - Cajamarca 250 MVA
Jun-2019	Línea de Transmisión 220 kV Montalvo - Los Héroes
Ago-2019	Repotenciación 250 MVA LT 220 kV Oroya - Carhuamayo
Ago-2019	Repotenciación 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huancavelica
Set-2019	Repotenciación L.T. 220 kV Pomacocha - San Juan 500 MVA
Nov-2019	Repotenciación L.T. 220 kV Pachachaca - Callahuanca 500 MVA
Ene-2020	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabayllo 250 MVA
Mar-2020	SE Nueva Nazca 220/60 kV – 75 MVA
Mar-2020	SE Nueva Chíncha 220/60 kV – 75 MVA
Ago-2020	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV
Ago-2020	S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
Set-2020	Línea de Transmisión 138 kV Aguaytía - Pucallpa (segundo circuito)
Dic-2021	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo
Dic-2021	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
Ene-2021	Cambio de nivel de tensión L.T. Chilca - La Planicie - Carabayllo, dos circuitos de 220 kV a uno de 500 kV y enlaces en 500 kV a las SE Chilca y Carabayllo
Ene-2021	Segundo transformador 500/220 kV 600 MVA en la SET Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV
Ene-2021	Enlace LT 500 kV Chilca - Carabayllo
Jun-2021	L.T. 220 kV Tintaya - Azángaro (1 circuito)

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Nov-2021	Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo
Nov-2021	Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco

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 2018. 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 2018 actualizó las actividades ejecutadas para los meses de octubre, noviembre y diciembre.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2019 – 2021

Mantenimiento: Año 2019

El Subcomité de Generadores del COES propone que para el año 2019 se utilice dentro del modelo PERSEO 2.0 el Mantenimiento Mayor aprobado por el COES para el año 2019. Al respecto, se observó que debe considerar la versión final del Programa de Mantenimiento Mayor (PMA) de 2019, 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 2019 definitivo; asimismo, realizó la depuración de las actividades excepcionales.

Mantenimiento: Años 2020 - 2021

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 arranque, 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 2020 y 2021 refleja la intención de la LCE.

E.3 Central Hidroeléctrica Callahuanca

La central hidroeléctrica Callahuanca fue afectada por el Fenómeno del Niño el 16 de marzo de 2017, motivo por el cual se encontrará indisponible hasta febrero de 2019.

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 1965-2017 disponible, es decir, de una extensión de 53 años, considerando los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras para el “Estudio Técnico Económico Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifarias periodo Mayo 2019 – Abril 2020”.

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 2018, las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas por el COES; sin embargo, no adjuntó la relación de dichas capacidades.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha utilizado las capacidades de las instalaciones de transmisión reportadas por el COES para estudios de Pre Operatividad.

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 2018 – Abril 2019, conforme se detalla en el Informe N° 173-2018-GRT, corresponde actualizar los parámetros de algunos elementos de transmisión, conforme se detalla en el Cuadro G.1.

Cuadro G.1
Actualización de Longitudes (km)

N°	LINEA DE TRANSMISION	Fijación 2018	Propuesto 2019
1	Piura 220kV - La Nina 220 kV	105,20	88,63
2	La Nina 220 kV - Felam 220kV	44,39	34,19
3	La Nina 220 kV - Chiclayo 220kV	111,19	122,41

Capacidades de las Líneas

Asimismo, con relación a las capacidades revisadas en el proceso de fijación anterior, no se ha identificado capacidades de elementos por actualizar.

Cabe señalar que, en la presente fijación, se ha uniformizado el factor de potencia igual a 0,98, para convertir las capacidades de MVA a MW, para todas las instalaciones de transmisión. El factor de potencia se determinó en base a la estadística de resultados de flujo de potencia a nivel de 220 y 138 kV del SEIN

Anexo H

Costo de Operación y Mantenimiento de Egemsa

En este anexo se describe el análisis para la determinación del 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 conexas 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 2017 – Abril 2018.

H.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante “SUBCOMITÉ”) presentó la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de Egemsa que forman parte del SPT.

El Cuadro H.1 resume la propuesta inicial de COyM para las instalaciones de transmisión de Egemsa.

Cuadro H.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de Egemsa

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	18 227

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 2018, Osinergmin, a través del Informe N° 604-2018-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico 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:

Costos de Operación

- En la hoja “M-405” correspondiente a costos de operación, para el cálculo del porcentaje dedicado a transmisión se observa que hace referencia a la hoja “índices”; al respecto, este porcentaje depende del estado financiero de la empresa, sin embargo, el VNR total de su empresa no hace uso del total de activos no corrientes, descartando de esta manera a los activos intangibles, activos disponibles para la venta, etc. Al respecto se requiere que se explique el motivo por el cual se toma este criterio.
- En la hoja “M-405” correspondiente a costos de operación, para el cálculo del porcentaje dedicado al sistema principal de transmisión (%SPT) se observa que hace referencia a la hoja “índices”; sin embargo, los valores de VNR presentados para determinar la relación entre SPT y SST provienen de una hoja [COyM EGEMSA 2018.xlsx] a la cual no se le puede hacer seguimiento ya que no ha sido

parte de la información presentada por su empresa. Al respecto se solicita adjuntar y sustentar adecuadamente los valores presentados.

Costos de Gestión

- La hoja "M-503" correspondiente a la asignación a la transmisión principal de los costos de Gestión de Personal, se tiene que esta depende de los ingresos totales que obtiene por los rubros de generación y transmisión eléctrica; al respecto, en la fijación vigente 2018 los ingresos por transmisión se obtenían como una diferencia de los ingresos totales de la empresa menos los ingresos por generación; sin embargo, en lo propuesto para el 2019, el SUBCOMITÉ propone calcular los ingresos por transmisión en función al VNR y COyM calculados para el SPT sin tener en consideración que los ingresos por transmisión tienen tratamientos distintos dependiendo de si pertenecen al SPT, SST, SGT y SCT. Al respecto, se requiere que se use como fuente de información para los ingresos por transmisión los estados financieros que la empresa publica anualmente.
- Similar al comentario anterior, en la hoja "M-505" correspondiente a costos de gestión no personales, la sección correspondiente a Tributos y Cargas Diversas de Gestión también dependen de la relación de ingresos por generación y transmisión. Al respecto, se requiere que se use como fuente de información para los ingresos por transmisión los estados financieros que la empresa publica anualmente.

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 Osinerghmin.

Costos de Operación

- Respecto a la hoja M-405, el SUBCOMITÉ indica que, para el cálculo de la propuesta ha empleado la hoja [COyM EGEMSA 2018.xlsx] publicada con la Resolución N° 056-2018-OS/CD para el Fijación de precios en barra del periodo mayo 2018- abril 2019; por lo tanto, ha empleado los mismos criterios establecidos por el Osinerghmin.

Costos de Gestión

- Respecto a la hoja M-503, Osinerghmin para todas las empresas debe considera los mismos criterios para el cálculo de los inductores, ya que, para el caso de San Gabán, se utiliza los criterios empleados por Egemsa en su propuesta y para el caso de Egemsa requiere que se use como fuente de información para los ingresos por transmisión los estados financieros que la empresa pública anualmente. Se solicita a Osinerghmin emplear los mismos criterios para ambas empresas. Sin perjuicio de lo indicado, se presenta los ingresos reales por transmisión para el año 2018.
- Respecto a la hoja M-505, se ha actualizado los inductores empleando los ingresos reales por transmisión para el año 2018, para los meses de enero hasta abril 2019, preliminarmente se considera los mismos valores de diciembre 2018.

En el archivo [COyM EGEMSA 2018.xlsx], Osinerghmin emplea un Índice de Asignación para el SPT del 0,004%, el cual es tomado de la hoja "M-502", que corresponde al 75% de la participación del SPT por ingresos de transmisión. Egemsa menciona que dicho valor está errado, ya que la participación del 75% según la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME, mediante la cual se aprueba el Manual de Costos para Empresas de Electricidad Concesionarias y/o

Autorizadas, referente a los Gastos de Administración, en su punto 5.1 (C) señala expresamente lo siguiente:

“Los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicados en un 75% al costo del servicio y el 25% restante al costo de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7,5% del monto de la inversión analizada.”

En ese sentido, Osinerghmin ya afecta con este 75% los costos indicados y es incorrecto que afecte la participación del Índice de Asignación. Sin perjuicio de lo indicado, para este caso, el Osinerghmin debe emplear como Índice de Asignación al SPT, el resultante de dividir el total del "Monto Transmisión Primaria" y el total de la "Remuneración Anual", tal como lo indica en la hoja "M-503", el cual para ese caso corresponde a 0,2076 %, muy por encima del 0,004% considerado.

Por lo tanto, solicita a Osinerghmin corregir el cálculo de los porcentajes de Índice de Asignación al SPT para la hoja "M-505", según lo que ellos mismos indican.

Finalmente, la propuesta final de COyM de su instalación se muestra en el Cuadro H.2.

Cuadro H.2
Propuesta de COyM del SPT de Egemsa

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	19 000

H.4 Análisis y Propuesta de Osinerghmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del 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 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 Osinerghmin. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a EGEMSA como una empresa del tipo mediana.
- Se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.
- Se ha utilizado el valor de 3,321 S//USD para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2019.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinerghmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 007-2018-OS/CD, y modificada con la Resolución N° 054-2018-OS/CD que consigna lo resuelto en los recursos de reconsideración.

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.

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 declarados por las empresas en sus estados financieros, manteniendo el criterio establecido en la regulación tarifaria del 2017.

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 al percentil 90 del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de enero de 2019.

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.

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 12 485, según el detalle que se muestra en el Cuadro H.3.

Cuadro H.3
COyM del SPT de Egemsa (en USD) – Análisis de Osinerghmin

OPERACIÓN	407
Operación CC	173
Operación de Subestaciones	234
MANTENIMIENTO	5 229
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	4 945
Mantenimiento CC y TEL	284
GESTIÓN	5 439
Personal	2 695
No Personales	2 744
Costos No Personales sin Seguros	1 589
SEGUROS	1 155
SEGURIDAD	1 410
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	12 485

Anexo I

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento del REP

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin 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 tarifaria de mayo 2017 y mayo 2018, según correspondía.

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") presentó la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

El Cuadro I.1 resumen los valores de la propuesta inicial de COyM para las instalaciones de transmisión de REP.

Cuadro I.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	3 864 503

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 2018, Osinerghmin, a través del Informe N° 604-2018-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico 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:

- En relación al Valor Nuevo de Reemplazo utilizado en esta fijación tarifaria, únicamente para el cálculo de los inductores se observó que Respecto a la Ampliación N° 19, uno de los hitos comprende la instalación de un transformador de potencia de 100 MVA 220/60/10 kV y las celdas de transformación en 220 kV, 60Kv Y 10 kV en la SET Piura Oeste, así como el retorno del transformador provisional 50MVA 220/60/10kV y la celda de transformación en 220kV a la SE San Juan. Al respecto, se requirió sustentar la razón por la que el SUBCOMITÉ no ha considerado dichos elementos en la SET Piura Oeste, cabe mencionar que ello origina distorsiones en la prorrata de los costos comunes e indirectos de las correspondientes subestaciones.
- En relación COyM se observó que dentro del archivo "RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls", en las hojas horas-maq", "análisis de flete", "Acr71", "M-001 BD OyM (Mat.)", "M-001 BD OyM (Equip-Herr.)", "M.Obra y Viáticos", "M.O. Constr.Civil" y "hoja 1", se encontraron valores que difieren a los usados en la fijación anterior; como, por ejemplo, los costos de materiales, el costo hora de maquinarias o equipos y el costo de mano de obra que no cuentan con el sustento

respectivo. Asimismo, se requiere que se presenten en digital las fuentes las cuales han sido consideradas como referencia para las modificaciones que han realizado.

En ese sentido, se solicitó al SUBCOMITÉ incluir el sustento necesario que valide los valores consignados.

- Se observó que la estructura de personal consignada en la hoja “M-501” del archivo “COYM REP 2019.xlsx”, depende de la hoja “Costo Recurso Personal.xlsx”, la cual contiene valores sin ninguna vinculación, ni sustento alguno, por ejemplo: los puestos de: “Asistente Comercial” y “Técnico en mantenimiento de LL. TT.”. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITÉ sustente el origen de esos conceptos con las debidas referencias.

I.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores del COyM para las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones planteadas por Osinerghin.

Costos de mantenimiento

- En relación a los elementos de la Ampliación 19 correspondiente a la subestación Piura Oeste (numeral 2.2.3) han sido incluidos en el VNR de REP. Por otro lado, los elementos provisionalmente instalados en la subestación Piura Oeste han sido incluidos en su subestación original (subestación San Juan, numeral 2.1.3).
- Respecto al archivo “RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls”, las hojas “horas-maq”, “análisis de flete”, “Acr71”, “M-001 BD OyM (Mat.)”, “M-001 BD OyM (Equip-Herr.)” y “hoja 1” del archivo empleadas en la actualización del Costo de Operación y Mantenimiento son aquellas empleadas por Osinerghin para el proceso de Fijación de precios en barra de Mayo 2018-Abril 2019. En ese sentido, correspondería a Osinerghin explicar los valores empleados en las citadas hojas.

Asimismo, se debe indicar que los costos de algunos recursos han sido tomados de la revista Costos y de páginas web, cuyas referencias son señaladas específicamente en las hojas de cálculo.

Por otro lado, respecto a las diferencias entre los valores consignados en las hojas Web y los valores en las fuentes referidas, cabe indicar que esta diferencia obedece a que varios de los valores consignados en las hojas Excel están en soles y son convertidos a dólares con el tipo de cambio vigente a la fecha de elaboración del informe.

- Respecto a la estructura de personal consignada en la hoja “M-501”, los valores contenidos en el archivo “Costo Recurso de Personal.xlsx” corresponden al empleado por Osinerghin en la fijación tarifaria de mayo del 2018. Respecto al valor del Asistente Comercial, el valor incluido en la hoja corresponde al valor empleado por Osinerghin en la fijación tarifaria del año 2015, y respecto al valor del Técnico en mantenimiento de LL. TT corresponde al valor empleado por Osinerghin en la fijación tarifaria del año 2017.

Al respecto, cabe señalar que, si por alguna razón estos elementos no han sido considerados en la evaluación anual que efectúa PriceWaterhouseCoopers, no quiere decir que esos puestos laborales no existen, estos puestos han sido incluidos en anteriores fijaciones y Osinerghin debería encontrar otra fuente para completar dicha información.

En el cuadro I.2 se resume los valores de la propuesta final de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP, contenidos en la absolución de observaciones.

Cuadro I.2
Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	3 685 534

I.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del 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 COyM presentado en el ESTUDIO.

I.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; para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a REP como una empresa del tipo GRANDE.
- De manera general se han uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.
- Se ha utilizado el valor de 3,321 S//USD para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2019.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, se han utilizado versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 019-2019-OS/CD.
- Se consideran las nuevas instalaciones producto de la Décimo Novena Cláusula Adicional del Contrato de Concesión.

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 mano de obra, materiales, maquinaria y equipos, no se actualizan por las variaciones del Dólar Americano y el IPM o en función a índices macroeconómicos, según se sostiene en la absolución a las observaciones, sino que corresponden a costos de mercado tomados de lo publicado en la revista COSTOS o CAPECO, los cuales están a disposición de cualquier interesado en la respectiva página web.

Asimismo, cabe indicar que se han actualizado los precios unitarios de los recursos en base a la información del estudio encargado por Osinergmin a consultores especializados; de esta forma, no corresponde la utilización de factores de ajuste que señalen inflación país u otros similares.

En cuanto a los costos de mantenimiento del Centro de Control Principal y de Respaldo, conforme a lo indicado en las fijaciones anteriores, se ha considerado para el Centro de Control de Respaldo las mismas actividades

consideradas para el Centro de Control Principal, con excepción de las actividades “limpieza de RTU’s” y “Diagnóstico y reparación de RTU’s”, toda vez que estas actividades ya se encuentran consideradas dentro de las actividades de mantenimiento predictivo y preventivo del Centro de Control Principal.

Costos de operación

- Se ha tenido en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones de los años anteriores.

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 el percentil 90 del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de enero de 2019.

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 3 951 637, 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	376 429
Operación CC	37 451
Operación de Subestaciones	338 978
MANTENIMIENTO	1 303 947
Líneas de Transmisión	914 441
Subestaciones	344 466

Mantenimiento CC Y TEL	45 040
GESTIÓN	2 124 572
Personal	1 052 125
No Personales	1 072 447
Costos No Personales sin Seguros	727 221
SEGUROS	345 226
SEGURIDAD	146 688
Sub Total COyM	3 951 637
VNR	125 551 662
COyM/VNR	3,15%

Anexo J

Costo de Operación y Mantenimiento de ETESELVA

J.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante "SUBCOMITÉ") mantiene el VNR vigente de las instalaciones de ETESELVA que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación de Precios en Barra de mayo 2021 – abril 2022. En cuanto al COyM de dichas instalaciones, se presenta el valor consignado en el Cuadro J.1.

Cuadro J.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de ETESELVA

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	747 344

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, el 28 de diciembre de 2018, Osinerghmin, a través del Informe N° 604-2018-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico (en adelante "ESTUDIO") presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ETESELVA, las cuales se resumen a continuación:

Costos de gestión

- Se observó que existen variaciones considerables en lo que respecta a Costos de Gestión - Personal. Así mismo, En la gestión personal, ETESELVA ha modificado el número de personal considerada en la regulación vigente (ejemplo: Asesor Legal, Analista de Sistemas, Analista Comercial, etc.). Al respecto, es necesario sustentar dichas modificaciones, o en su defecto, corregir donde corresponda.
- Se observó que dentro del archivo "RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls", en las hojas horas-maq", "análisis de flete", "Acr71", "M-001 BD OyM (Mat.)", "M-001 BD OyM (Equip-Herr.)", "M.Obra y Viáticos", "M.O. Constr.Civil" y "hoja 1", se encontraron valores que difieren a los usados en la fijación anterior; como, por ejemplo, los costos de materiales, el costo hora de maquinarias o equipos y el costo de mano de obra que no cuentan con el sustento respectivo. Asimismo, se requiere que se presenten en digital las fuentes las cuales han sido consideradas como referencia para las modificaciones que han realizado.
- Se observó que los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "COyM ETESELVA 2019 Propuesta.xlsx", no están afectados por el 75% de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME (literal c del numeral 5.1), denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario que se justifique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial. Cabe señalar que el argumento presentado por ETESELVA en el numeral 4.7 de su

ESTUDIO es incorrecto dado que la aplicación de la resolución antes citada es con la finalidad de determinar el porcentaje de costos relacionados a los Órganos de Gobierno que serán reconocidos a ETESELVA mediante la presente fijación.

J.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, un nuevo valor de COyM para las instalaciones de transmisión de ETESELVA que forman parte del SPT. A continuación, se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por Osinerghmin.

Costos de gestión

- Respecto a los costos de Gestión de personal, el SUBCOMITÉ indica que, Eteselva ha incrementado el monto de Recurso de Personal con el número de personal con el nivel mínimo indispensable para el funcionamiento de las empresas Termoselva, Aguaytía Energy y Eteselva (Grupo Aguaytía) para que sea coherente la aplicación de repartición de costos en base a los estados financieros de dichas empresas. El cálculo de Osinerghmin aplica la repartición de costos solamente al personal de ETESELVA (un personal por función específica) lo cual, desde el punto de vista de ETESELVA, parece incorrecto tal como lo explica a continuación.
- Al analizar los formularios M-501 “Costos de Gestión Personal”, M-502 “Tiempo de dedicación del personal por actividad principal” y el Formulario M-503 “Asignación a la Transmisión Principal”, ETESELVA se percata que Osinerghmin le coloca un porcentaje de dedicación de horas de trabajo al personal antes descrito como si trabajaran no sólo en una empresa de transmisión, como lo es ETESELVA, sino además en empresas de generación eléctrica y exploración y explotación de gas natural y derivados. Es decir, para Osinerghmin el personal único presentado por cada una de las áreas de ETESELVA (Formulario M-501) no trabajaría para una sola empresa sino para varias.

En vista de lo analizado en el modelo vigente, ETESELVA observa que su personal trabaja no sólo para dicha empresa sino para otras, por lo que debería considerarse la cantidad de trabajadores mínimos indispensables asignados al Grupo Aguaytía (formulario M-501) a efectos de guardar coherencia con el modelo planteado por Osinerghmin, que consiste en gestionar todas esas empresas de manera eficiente; es decir, se propone modificar el Formulario M-501 de acuerdo al Cuadro J.2.

Cuadro J.2

CARGO	OSINERGHMIN	ETESELVA
Asesor Legal	1	4
Asistente de Contabilidad	1	3
Tesorero	1	2
Analista de Sistemas	1	5
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1	3
Ing. Supervisor de Análisis	1	3
Operador	1	4
Supervisores de Mantenimiento LLTT	1	3
Supervisores de SSEE	1	3
Técnico de Mantenimiento LLTT	1	3
Técnico de Mantenimiento SSEE	1	3
Analista Comercial	1	5

- Respecto a los formularios M-501, indicó que, ETESELVA ha revisado el archivo y no identifican las diferencias mencionadas en el párrafo anterior.
- Sobre los tiempos de dedicación por actividad principal que debieran estar afectados por el 75% de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME, el SUBCOMITÉ señala que, en virtud a una interpretación que tendría Osinerghin respecto al punto 5.1 (C) de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME, al aplicar en el formulario “M-502” un factor de 75% a cada una de las remuneraciones del personal unitario asignado, se estaría reduciendo el valor del Peaje por Conexión de ETESELVA.

ETESELVA agrega que, multiplicar el Costo de Gestión de Personal por el factor 0,75, tendría un efecto reductor del peaje, por lo que lo adecuado sería dividir el Costo de Gestión de Personal entre 0,75, cumpliendo con ello con lo establecido en el punto 5.1 (C) de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME. No obstante, señala que esta operación tampoco reflejaría el valor del COyM.

Asimismo, el SUBCOMITÉ manifiesta que el factor 0,75 debe ser aplicado para determinar los gastos o costos de los órganos de gobierno de ETESELVA a partir del costo total del servicio (para el caso de ETESELVA, el COyM). Al realizar lo contrario, Osinerghin estaría desconociendo un costo de ETESELVA y creando un subsidio al no trasladar dicho costo al Peaje por Conexión. Al respecto, menciona que, la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444 (“LPAG”), señala que las autoridades administrativas deben actuar dentro de las facultades que le estén atribuidas, y que, en este caso, Osinerghin, no tendría facultades para crear subsidios.

Finalmente, ETESELVA señala que, la propuesta plantea calcular los costos del servicio (COyM) a partir de los costos individuales de los Órganos de Gobierno (formulario “M-501”), que es planteado por Osinerghin en todos los procesos de fijación y que, por ello, no correspondería aplicar dicha resolución al modelo planteado por ETESELVA y Osinerghin.

En el Cuadro J.3, se resume los valores de la propuesta final del COyM para las instalaciones de transmisión de ETESELVA, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro J.3
Propuesta Final de COyM del SPT de ETESELVA

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	739 964

J.4 Análisis y Propuesta de Osinerghin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del COyM de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del COyM presentado en el ESTUDIO.

J.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 Osinerghin sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a Eteselva como una empresa del tipo mediana.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.

- Se ha utilizado el valor de 3,321 S//USD para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2019.
- 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 N° 019-2019-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 y mantenimiento

- Para determinar los costos de operación y mantenimiento, se han utilizado las mismas premisas y criterios considerados en las fijaciones anteriores.

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 cuanto a los inductores de asignación de los costos de gestión comunes entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, de manera reiterativa en los diversos procesos de los años anteriores, se viene indicando que, los costos del personal correspondiente a las áreas de dirección y gerenciales se han asignado en función a los ingresos que cada negocio genera a dicho grupo empresarial, es decir entre las tres empresas que lo conforman: Eteselva S.R.L., Termoselva S.R.L. y Aguaytía Energy, de acuerdo a los Estados Financieros, presentados en su propuesta. De esta manera se toma en cuenta que, en un grupo empresarial, la remuneración de su personal directivo y gerencial es invariable, pero debe ser prorrateado de acuerdo a su efectividad de gestión en cada uno de los negocios, lo cual precisamente se refleja en el ingreso obtenido de cada negocio, pues de lo contrario se estarían cargando mayores costos de gestión al negocio menos eficiente.

De igual forma, los costos del personal de las áreas operativas, no relacionados íntegramente con las actividades de transmisión, se asignaron en función al valor de la infraestructura de cada negocio, de acuerdo a los mismos Estados Financieros a los que se refiere el párrafo anterior.

De otro lado, cabe mencionar, que se ha mantenido la misma cantidad de personal que corresponde a una empresa modelo mediana, debido a que el incremento de personal propuesto por ETESELVA carece de sustento.

Además, es necesario precisar que para determinar los costos del personal del Grupo Aguaytía se tomó como base los puestos publicados por la PriceWaterHouseCooper correspondientes al Staff Corporativo y los genéricos con salarios de percentil 90, del 31 de enero de 2019.

- Respecto al factor de aplicación del total de transmisión a los gastos de los órganos de Gobierno de cada empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas

equivalentes), dicho factor corresponde a la aplicación de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME mediante la cual se aprueba el Manual de Costos para Empresas de Electricidad Concesionarias y/o Autorizadas, referente a los Gastos de Administración. En ese sentido, no corresponde modificar dicho factor de 75% al 100%, dado que ello no refleja la dedicación del personal directivo a las actividades principales de la empresa, conforme manifiesta ETESELVA.

- Asimismo, se reitera que para el caso de ETESELVA, se ha considerado que el valor de 25% podría estar orientado a inversiones en estudios necesarios para mantener sus instalaciones en condiciones óptimas de operación, como por ejemplo: Estudio de contaminación ambiental para el adecuado mantenimiento de sus estructuras metálicas y de aisladores, estudio de resistividad del terreno para el mejoramiento de las puestas a tierra, estudio de niveles cerámicos para el ajuste de la protección, estudios de análisis de fallas para el establecimiento de acciones correctivas y de contingencia, estudio de seguimiento del mantenimiento para su eficiente reprogramación, entre otros.
- Por otro lado, las inversiones que se reconocen en cada regulación corresponden a instalaciones consideradas como nuevas (llámese VNR), en donde se incluyen como gastos administrativos alrededor del 15% de los costos de inversión, en el cual se considera incluido el 7,5% que se señala como límite en la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME por concepto de deducción de los gastos de los órganos de gobierno de la empresa.
- En lo que respecta a los costos de seguros, se mantiene el porcentaje de prima considerado en la fijación anterior, 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).
- Respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha utilizado los mismos criterios considerados en la fijación anterior.

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 ETESELVA que pertenecen al SPT asciende a USD 616 864, según el detalle que se muestra en el Cuadro J.4.

Cuadro J.4
COyM del SPT DE ETESELVA (en USD) – Análisis de Osinerghin

OPERACIÓN	58 411
Operación CC	32 633
Operación de Subestaciones	25 778
MANTENIMIENTO	182 231
Líneas de Transmisión	88 542
Subestaciones	40 141
Mantenimiento CC y TEL	53 548
GESTIÓN	354 156
Personal	177 058
No Personales	177 098
Costos No Personales sin Seguros	115 712

SEGUROS	61 386
SEGURIDAD	22 066
Sub Total COyM	616 864

Anexo K

Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin 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 conexas 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 2017 – Abril 2018.

K.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante “SUBCOMITÉ”) presentó la actualización del 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

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	19 169

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2018, Osinerghmin, a través del Informe N° 604-2018-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico (en adelante “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:

Costos de Operación y Mantenimiento

- Los rubros que componen el COyM han experimentado disminuciones de hasta 14 % respecto a los costos vigentes. Al respecto, se requiere que se expliquen las razones de estos incrementos.
- Se observó que los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos), empleados para la determinación del COyM que han variado no presentan sustento, por ello, se solicita que el SUBCOMITÉ incluya el sustento de los mismos mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones, etc. que validen los valores consignados.

K.3 Respuesta a Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de transmisión de ANTAMINA. A continuación, se resume las respuestas dadas a las observaciones a la propuesta inicial.

Costos de Operación y Mantenimiento

- Señala que, respecto al incremento en los rubros que componen el COyM, la mayor variación (incremento) se da en el rubro de Operaciones de Subestaciones, la cual obedece a los costos de personal (mano de obra) así como la actualización de algunos costos en equipos y herramientas que se emplean en el cálculo de los costos unitarios de operación de subestaciones.

Las otras variaciones (incrementos y disminuciones) son menores, sin embargo, las variaciones obedecen a la combinación del incremento del tipo de cambio y al incremento de los costos de personal.

- Respecto a los valores de los costos unitarios de diversos recursos, cabe señalar que corresponden a valores empleados por Osinergmin en la Fijación de Precios en Barra de mayo del 2018.

Por otro lado, se debe indicar que los costos unitarios de los recursos se encuentran en soles y que para los cálculos finales esos deben ser convertidos a dólares con el tipo de cambio vigente, lo cual introduce una variación entre los valores de la propuesta y los valores aprobados en año anterior.

Finalmente, cabe señalar que en los casos en los que se cuenta con información de referencia de algún recurso, este ha sido incluido en la hoja "Recurso de Mantenimiento.xls" indicando la fuente de la cual proceden sus valores.

En el Cuadro K.2, se resume el valor de la propuesta final de COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA, contenidos en su absolución.

Cuadro K.2
Propuesta Final COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	19 134

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.4.1. 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 sobre el particular, para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, para inductores, utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 007-2018-OS/CD, y modificada con la Resolución N° 054-2018-OS/CD que consigna lo resuelto en los recursos de reconsideración.

- 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.
- Se ha clasificado a ANTAMINA como una empresa del tipo mediana.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.
- Se ha utilizado el valor de 3,321 S//USD para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2019.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión 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.

Asimismo, cabe señalar que, conforme al criterio utilizado en regulaciones anteriores, los costos de operación están asociados exclusivamente a instalaciones propias.

Se ha considerado la frecuencia de maniobras en la operación de subestaciones, en base a la cantidad de celdas con que cuenta la subestación y la tasa de fallas.

Costos de mantenimiento

- Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios que consideran actividades estándares en la práctica.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se mantiene las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de gestión

- Para el cálculo de la participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la información de obtenida del documento "REPORTE MINERIA 2018" y las estimaciones de ingresos por la actividad de transmisión; cabe indicar que la estimación es efectuada de manera similar a lo calculado en fijaciones anteriores.
- Por otro lado, 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.
- Respecto a los costos de seguros, se han actualizado los porcentajes de prima con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.
- 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 ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a USD 18 808, 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	2 080
Operación CC	115
Operación de Subestaciones	1 965
MANTENIMIENTO	7 148
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	6 959
Mantenimiento CC y TEL	188
GESTIÓN	7 844
Personal	3 718
No Personales	4 126
Costos No Personales sin Seguros	1 851
SEGUROS	2 275
SEGURIDAD	1 736
Sub Total COyM	18 808

Anexo L

Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABAN

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 conexas a la línea de transmisión Azángaro - Tintaya.

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 2017 – Abril 2018.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES (en adelante “SUBCOMITÉ”) presentó la actualización del 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 COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro L.1
Propuesta Inicial del COyM del SPT de San Gabán

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	29 113

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 28 de diciembre de 2018, Osinergmin, a través del Informe N° 604-2018-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico (en adelante “ESTUDIO”) presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuestos para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

Operación

- En la hoja “M-405” existe una variación de aproximadamente USD 33 000 en el costo anual de operación de subestaciones de los sistemas de transmisión de San Gabán comparando la fijación del 2018 con respecto a lo propuesto para el 2019. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ sustente el motivo de las diferencias señaladas.
- Similar al comentario anterior se presenta una diferencia de aproximadamente USD 15 000 en el costo anual de operación de centro de control de los sistemas de transmisión de San Gabán comparando la fijación del 2018 con respecto a lo propuesto para el 2019. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ sustente el motivo de las diferencias señaladas.

Gestión

- En la hoja "M-501" del archivo "gastos gestion_mod2.xls", se observa que la cantidad de integrantes del Directorio se incrementa de 3 a 5, en comparación con lo considerado en la fijación anterior. Al respecto, se solicita al SUBCOMITÉ sustentar su propuesta, tomando en consideración que los valores deben corresponder a los de un SEA (Sistema Económicamente Adaptado).
- Para el cálculo de costos de gestión de personal asignados a la transmisión principal ("Hoja M-503"), se observa que las celdas correspondientes a %Dedicación dependen de los inductores que son la relación entre el VNR del SPT y SST; al respecto, los inductores tomados para sus cálculos corresponden a los del FITA 2017, por lo que corresponde actualizarlos y tomar los inductores propuestos para el FITA 2019.

L.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, la actualización del 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 Osinerghmin:

Operación

- SAN GABÁN señala que respecto a la hoja "M-405" la diferencia se debe a los errores cometidos por el Osinerghmin en el cálculo de los costos de operación, los que se mencionan a continuación.

Calcula de forma distinta el costo de operación para 2 empresas en una misma subestación (Azángaro). Para el caso de REP, multiplica la cantidad de celdas según el nivel de tensión con el producto resultante entre el costo de Operación y la frecuencia de operación programada y no programada. Para el caso de San Gabán, solo considera el producto del costo de operación por la frecuencia de operación programada y no programada.

Para REP el Costo de Operación de 3 Celdas en 138 kV asciende a USD 12 507,27, y para el caso de San Gabán el Costo de Operación de 4 Celdas en 138 kV asciende a USD 4 192,42.

Adicionalmente, al cálculo errado Osinerghmin lo afecta por el porcentaje de participación de sus instalaciones en la subestación (22,64%), obteniendo un costo de operación de USD 949,23 para 4 celdas en 138 kV, sin considerar que los USD 4 192,42 calculados equivocadamente, corresponden única y exclusivamente a las celdas de San Gabán y no a todas las celdas de la Subestación Azángaro.

Otro error cometido es, que el porcentaje participación de San Gabán en la SE Azángaro (22,64 %) es calculado considerando todas las instalaciones de la subestación (15 celdas, 2 transformadores de potencia y 1 Reactor de potencia). Sin embargo, el costo de operación corresponde exclusivamente a la celda.

Por lo antes señalado, San Gabán exige al Osinerghmin corregir los errores indicados, por generar un perjuicio económico al calcular erróneamente los Costos de Operación y Mantenimiento de San Gabán.

- Respecto al costo anual de operación de centro de control de los sistemas de transmisión se debe a los porcentajes de participación de cada sistema (SPT o SST).

Gestión

- Respecto a la hoja “M-501” del archivo “gastos gestion_mod2.xls”, San Gabán menciona que desde el 2013 viene indicando que la cantidad de directores considerados es 5, basándose en información real y que puede ser verificada por el Osinergmin en cualquier momento. Sin embargo, el Osinergmin en el archivo “COyM SAN GABAN 2018.xls” publicado en la FITA de mayo 2018 – abril 2019, la cantidad de directores considerados es 3 (1 presidente y 2 directores) y en el archivo “Gestion_GABA V16.xlsx” publicado para la Aprobación de los porcentajes de los Costos de Operación y Mantenimiento, periodo mayo 2015 – abril 2021, la cantidad de directores es 4 (1 presidente y 3 directores).

SAN GABÁN sugiere al Osinergmin, ser consecuente con lo considerado en los distintos procesos de fijación.

En el Cuadro L.2, se resume los valores de la propuesta final del 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

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
COyM	29 285

L.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del 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 COyM presentado en el ESTUDIO.

L.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.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.
- Se ha utilizado el valor de 3,321 S//USD para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2019.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), 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 N° 019-2019-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 y mantenimiento

Para determinar los costos de operación y mantenimiento, se han utilizado las mismas premisas y criterios considerados en las fijaciones anteriores.

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.

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 al percentil 90 del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de enero de 2019.

En lo que respecta a los costos de seguros, se han actualizado los porcentajes de prima con información reciente, 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).

Respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha utilizado los mismos criterios considerados en la fijación anterior.

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 23 613, 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	1 507
Operación CC	578
Operación de Subestaciones	929
MANTENIMIENTO	5 907
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	4 959
Mantenimiento CC y TEL	949
GESTIÓN	14 808
Personal	9 329
No Personales	5 479
Costos No Personales sin Seguros	3 691
SEGUROS	1 788
SEGURIDAD	1 391
Sub Total COyM	23 613

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 de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, aprobado mediante Resolución N° 336-2004-OS/CD (en adelante el “PROCEDIMIENTO”).

Asimismo, se han tomado en cuenta las Resoluciones N° 060-2017-OS/CD, N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias; así como, la información con que cuenta Osinerghin hasta antes de la fecha de la elaboración del presente informe, la misma que fuera remitida por REP mediante Cartas CS0004 – 19011141 y CS0005 – 19011141, presentadas el 22 de enero y 1 de febrero de 2019. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el procedimiento establecido.

De acuerdo con el CONTRATO, Osinerghin 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 17 corresponde al periodo mayo 2018 – abril 2019 y el año 18 corresponde al periodo mayo 2019 – abril 2020.

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2018 – abril 2019 se determina con base a lo estipulado en el CONTRATO y en sus cláusulas adicionales referidas a las Ampliaciones 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 19:

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 N° 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 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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.

Ampliación N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 8

	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 N° 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 N° 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.

Ampliación N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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.

Ampliación N° 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 N° 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

Es importante señalar que, dentro del Proceso Arbitral N° 22278/ASM, se emitió el Laudo Parcial mediante el cual se ordena al Estado cumplir con recalculer 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; lo cual reemplazará a la fecha tomada en las regulaciones anteriores del 09 de mayo de 2017 para la Ampliación (sus tres hitos).

En ese sentido, se ha efectuado el recalcu respectivo, dentro del proceso de liquidación, considerando las fechas de Puesta en Servicio indicadas para las

instalaciones, los montos de inversión establecidos en el Informe de Auditoría “Informe final del estado de costos y gastos del proyecto Ampliación 13” (en adelante “Informe de Auditoría”), presentado por REP, sin incluir intereses intercalarios, y actualizando los correspondientes índices, utilizando además la tasa de actualización prevista en la LCE. No se consideran los intereses intercalarios, puesto que no se cuenta con un informe de auditoría que haya determinado dicho cálculo en fecha posterior al Laudo Parcial y según sus criterios. Sobre la base de esta información disponible se han efectuados los cálculos para el proyecto tarifario, el mismo que es sometido a los comentarios y sugerencias de los interesados.

Asimismo, en la liquidación efectuada en el último proceso de fijación de tarifas en barra, se proyectó ingresos para REP por la Ampliación N° 13, los cuales ha venido percibiendo, desde la fecha de puesta en operación comercial, el 09 de mayo de 2017 hasta el final del periodo, abril del 2019; por lo que, estos montos son descontados del recalcu mencionado.

Ampliación N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 16 que comprende: i) “Construcción de la Nueva Subestación Amarillis 138 kV”, ii) “Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarillis –S.E. Huánuco y c) S.E. Amarillis - 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 N° 16

	Descripción	Monto USD
1	Enlaces de conexión en 138 kV	3 629 991
2	Nueva Subestación Amarillis	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 N° 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 N° 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 N° 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
	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 N° 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 N° 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 N° 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

	Descripción	Monto USD
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 N° 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 N° 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 N° 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, una vez realizadas las pruebas, y con los resultados favorables validados por el Inspector, la Sociedad Concesionaria coordinará con el COES la conexión de las instalaciones de cada Ampliación al Sistema, conforme al PR-20. El Inspector informará al Concedente los resultados satisfactorios de las pruebas efectuadas y sobre la base de ello la Sociedad Concesionaria y el Concedente, a través de un representante de la Dirección General de Electricidad, firmarán el Acta de Puesta en Operación Comercial de la correspondiente Ampliación, en un plazo no mayor a cinco (5) días calendario contados a partir de la fecha de ocurrencia de la Operación Comercial de la respectiva 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. Finalmente, el Concedente remitirá dicha información al OSINERGMIN. Asimismo, se precisó que se dejará constancia de las eventuales observaciones menores en el Acta de Puesta en Operación Comercial correspondiente, de ser el caso. Para todo efecto, serán observaciones menores, aquéllas que no impidan la Puesta en Operación Comercial de la Ampliación en el SEIN. Dichas observaciones deberán ser

subsanas por la Sociedad Concesionaria dentro de los treinta (30) días calendario siguiente a la Puesta en Operación Comercial de la Ampliación correspondiente, a satisfacción del Concedente.

En la presente Liquidación, se considera al proyecto “Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste” que entró en operación comercial en el periodo mayo 2018 – abril 2019, la inversión y costos de operación y mantenimiento correspondiente. Por otro lado, el proyecto “Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste” aún no se concluye por lo cual se le determinará un cargo unitario a fin de que la concesionaria perciba los ingresos correspondientes a las instalaciones de la mencionada ampliación, siempre y cuando se acredite la puesta en operación comercial de las instalaciones.

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 2019 - abril 2020 no se considerará ninguna Ampliación Menor para el cálculo de la liquidación anual.

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 N° 7 del CONTRATO, la RAA corresponde a la sumatoria de las Ampliaciones N° 1 a N° 19 (sin considerar la Ampliación N° 18 y el proyecto no concluido de la Ampliación N° 19). El resumen de las inversiones consideradas para efectos del presente proceso se muestra en el Cuadro M.20.

Cuadro M.20
Inversiones para el total de Ampliaciones

Ampliación	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación N° 1	37 708 853	36 808 819
Ampliación N° 2	34 077 429	35 020 600
Ampliación N° 3	15 156 576	16 517 865
Ampliación N° 4	3 417 391	4 843 151
Ampliación N° 5	26 985 278	42 135 446
Ampliación N° 6	20 860 637	21 839 967
Ampliación N° 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	10 061 539 (*)
Ampliación N° 13 – Hito B	2 133 427	7 088 451 (*)
Ampliación N° 13 – Hito C	1 180 897	2 011 291 (*)
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	28 809 364
Ampliación N° 19.1	920 021	920 021
Total	323 667 805	387 138 064

(*) No se consideran los intereses intercalarios (Ver detalle en Ampliación N° 13)

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° 14, N° 15, N° 16, N° 17, y N° 19.

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 N° 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinergmin.

Con base a lo anterior, el monto estimado de la RAA, expresado al 30 de abril de 2020, asciende a un total de USD 71 694 477.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 18 (2019-2020)

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 205,1, correspondiente al valor del mes de octubre de 2018 (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 $205,1/149,9 = 1,3682$; en consecuencia, se tiene:

$$\text{RAG (18)} = \text{USD } 58\,638\,000 \times 1,3682 = \text{USD } 80\,231\,179$$

Asimismo, el valor de la RAA, expresada al 30 de abril de 2020, asciende a USD 71 694 477, 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 N° 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinerghmin. Al respecto, se continúa considerando preliminarmente el descuento determinado en oportunidad de la liquidación anterior del COyM de los bienes retirados como consecuencia de la implementación de Ampliaciones. Cabe indicar que el valor definitivo del COyM de bienes retirados como consecuencia de la implementación de ampliaciones, se determinará posteriormente sobre la base de un estudio que realice Osinerghmin.

El monto de la RAG sumado con el valor de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

$$\text{RA} = \text{USD } 80\,231\,179 + \text{USD } 71\,694\,477 = \text{USD } 151\,925\,657$$

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, mediante carta CS0004 – 19011141, presentada el 22 de enero, REP presentó su propuesta de liquidación para el período mayo 2018-abril 2019. Asimismo, mediante comunicación CS0005 – 19011141, presentada el 1 de febrero de 2019, REP remitió actualización de dicha información, que contiene los ingresos facturados hasta diciembre de 2018. Adicionalmente, mediante carta CS0017 – 19011141, presentada el 21 de marzo de 2019, REP remitió información sobre los ingresos facturados en el mes de enero y febrero de 2019. Esta información fue complementada con la carta CS0021 – 19011141, presentada el 2 de abril de 2019. De acuerdo al PROCEDIMIENTO, se han proyectado los ingresos de los meses de marzo y abril de 2019 considerando los mismos datos del mes de febrero de 2019.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2018 a abril de 2019 se presenta en el Cuadro M.21.

Cuadro M.21

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente					RAG mensual		Saldo de liquidación
			RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2019 USD	USD	Valor a Abril del 2019 USD	
1 Mayo	jue, 14/06/2018	3.267	14,499.313	25,673.138	40,172.451	12,296.434	13,642.555	13,710.270	67.715	
2 Junio	vie, 13/07/2018	3.273	14,499.313	25,353.273	39,852.586	12,176.164	13,382.138	12,357.468	199.260	
3 Julio	mar, 14/08/2018	3.281	14,499.313	25,383.098	39,982.411	12,118.800	13,193.713	12,357.468	260.026	
4 Agosto	vie, 14/09/2018	3.316	14,499.313	25,434.553	39,933.866	12,042.782	12,987.897	12,357.468	330.382	
5 Septiembre	vie, 12/10/2018	3.333	14,499.313	25,408.649	39,908.962	11,973.886	12,792.212	12,357.468	409.796	
6 Octubre	mié, 14/11/2018	3.379	14,499.313	25,580.420	40,079.733	11,861.418	12,552.945	12,357.468	524.989	
7 Noviembre	vie, 14/12/2018	3.355	14,499.313	26,526.365	41,025.678	12,228.220	12,819.490	12,357.468	135.497	
8 Diciembre	lun, 14/01/2019	3.345	14,499.313	26,963.554	41,462.867	12,395.476	12,872.687	12,357.468	-39.472	
9 Enero	jue, 14/02/2019	3.341	14,499.313	26,957.911	41,457.224	12,408.627	12,765.218	12,357.468	-52.630	
10 Febrero	jue, 14/03/2019	3.297	14,499.313	26,587.626	41,086.939	12,461.917	12,699.536	12,357.468	-106.441	
11 Marzo	vie, 12/04/2019	3.297	14,499.313	26,587.626	41,086.939	12,461.917	12,580.165	12,357.468	-104.440	
12 Abril	mar, 14/05/2019	3.297	14,499.313	26,587.626	41,086.939	12,461.917	12,461.917	12,357.468	-104.449	
Total							154,750,474	156,278,687	1,528,213	

LIQUIDACIÓN TOTAL (Valores expresado al 30/04/2019)										Valor al 30/04/20
RA a Liquidar Año 17 (Res. 056-2018-05/CD y modif) (USD) (A)	Recalculo RAA de Ampliación 18 (USD) (B)	Recalculo RAA de Ampliación 13 (Laudo Arbitral) (USD) (C)	Recalculo RA a Liquidar Año 17 (USD) al 30/04/19 (C-A+B) (R)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidación USD (E-C-D)	Recuperación del ITF al 30/04/19 (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/19 (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD)	Liquidación Total (USD) (H-E+F+G)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 18 (USD) (I)
156,278,687	380,126	12,008,736	168,667,548	154,750,474	13,917,074	18,260	493		13,935,828	15,608,127

ACTUALIZACIÓN DE LA RA (Valores expresados al 30/04/2020)				
RAG (Actualizada Año 18) (USD) (J)	RAA (USD) (K)	RA (USD) (L=J+K)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 18 (USD) (I)	RA año 18 (USD) (L+I+M)
80,231,179	71,694,477	151,925,657	15,608,127	167,533,784

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.

Adicionalmente, como se indicó previamente, para la Ampliación N° 13, como resultado del Laudo Parcial, emitido en el Proceso Arbitral 22278/ASM, se ha determinado un saldo pendiente de liquidar a favor de REP, que asciende a USD 12 008 736 expresados al 30 de abril de 2019.

Con base a lo mencionado, se modifica la RA a liquidar la cual asciende a USD 168 667 548, expresados al 30 de abril de 2019.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, el saldo de la Liquidación del Periodo mayo 2018 - abril 2019, expresada a fines de abril de 2019, asciende a USD 13 917 074.

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 2018 – abril 2019 a la RA del periodo mayo 2018 – abril 2019; dicho monto comprende USD 18 260 por ingresos de la RA y USD 493 por ingresos adicionales a la RAG. De este modo, el resultado de la liquidación, expresado al 30 de abril de 2019, es el siguiente:

$$\text{USD } 13\,935\,828 = 13\,917\,074 + 18\,260 + 493$$

Este monto, expresado al 30 de abril de 2020, es igual a USD 15 608 127.

El detalle del cálculo efectuado se muestra en los Cuadros M.22 y M.23.

Cuadro M.22
ITF de Ingreso por la RA

Nro	Período	Tipo de Cambio		Facturación Mensual				Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)
		Fecha	Cambio (USD)	RA1	RA2	Total	Total USD			
1	2018-05	14/06/2018	3.267	14,499,313	25,673,138	40,172,451	12,296,434	0.0118%	1,451	1,610
2	2018-06	13/07/2018	3.273	14,499,313	25,353,273	39,852,586	12,176,164	0.0118%	1,437	1,579
3	2018-07	14/08/2018	3.291	14,499,313	25,383,098	39,882,411	12,118,630	0.0118%	1,430	1,557
4	2018-08	14/09/2018	3.316	14,499,313	25,434,553	39,933,866	12,042,782	0.0118%	1,421	1,533
5	2018-09	12/10/2018	3.333	14,499,313	25,409,649	39,908,962	11,973,886	0.0118%	1,413	1,509
6	2018-10	14/11/2018	3.379	14,499,313	25,580,420	40,079,733	11,861,418	0.0118%	1,400	1,481
7	2018-11	14/12/2018	3.355	14,499,313	26,526,365	41,025,678	12,228,220	0.0118%	1,443	1,513
8	2018-12	14/01/2019	3.345	14,499,313	26,963,554	41,462,867	12,395,476	0.0118%	1,463	1,519
9	2019-01	14/02/2019	3.341	14,499,313	26,957,911	41,457,224	12,408,627	0.0118%	1,464	1,506
10	2019-02	14/03/2019	3.297	14,499,313	26,587,626	41,086,939	12,461,917	0.0118%	1,470	1,499
11	2019-03	12/04/2019	3.297	14,499,313	26,587,626	41,086,939	12,461,917	0.0118%	1,470	1,484
12	2019-04	14/05/2019	3.297	14,499,313	26,587,626	41,086,939	12,461,917	0.0118%	1,470	1,470
									Valor expresado al 30/04/2019	18,260

Cuadro M.23
ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

Nro	Período	Tipo de Cambio		Facturación Mensual (USD)	Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)	
		Fecha	Cambio (USD)					
1	2018-05	14/06/2018	3.267	317,651	0.0118%	37.48	42	
2	2018-06	13/07/2018	3.273	298,371	0.0118%	35.21	39	
3	2018-07	14/08/2018	3.291	306,654	0.0118%	36.18	39	
4	2018-08	14/09/2018	3.316	313,738	0.0118%	37.02	40	
5	2018-09	12/10/2018	3.333	315,000	0.0118%	37.17	40	
6	2018-10	14/11/2018	3.379	363,252	0.0118%	42.86	45	
7	2018-11	14/12/2018	3.355	334,425	0.0118%	39.46	41	
8	2018-12	14/01/2019	3.345	359,182	0.0118%	42.38	44	
9	2019-01	14/02/2019	3.341	346,122	0.0118%	40.84	42	
10	2019-02	14/03/2019	3.297	339,310	0.0118%	40.04	41	
11	2019-03	12/04/2019	3.297	339,310	0.0118%	40.04	40	
12	2019-04	14/05/2019	3.297	339,310	0.0118%	40.04	40	
							Valor expresado al 30/04/2019	493

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo mayo 2019 – abril 2020 resulta en USD 167 533 784, expresado al 30 de abril de 2020, conforme se muestra en el Cuadro M.24.

Cuadro M.24
Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	167 533 784
Remuneración Anual Garantizada RAG	80 231 179
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	71 694 477
Total RA	151 925 657
Liquidación Anual de la RAG (May-18-Abr-19)	15 587 123
Saldo a favor del ITF de Mayo 18 a Abril 19	20 451
Recuperación del ITF Adic a la RAG	553
Ampliación menor	0
Total RA (2019-2020)	167 533 784

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”⁴⁷.
- 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 139° 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 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 $RA_2(n)$ se reajustará el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de*

⁴⁷ “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

Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la RA₂(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 Osinerghmin, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la RA₂(n) y sin afectar el cálculo de la RA₂(n)."

M.3.1 Determinación del Pago de los Generadores – RA1 (18)

periodo mayo 2019 – abril 2020, 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 2017 hasta abril de 2021.

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (18), asciende a la suma de USD 55 213 951, expresado al 30 de abril de 2020.

M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(18)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(18)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 18, RA2(18), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(18) = RA(18) - RA1(18)$$

Donde:

RA2(18) : Componente de la RA correspondiente al año 18, asignado a la demanda.

RA(18) : Es la RA actualizada al año 18 determinada en M.3.

RA1(18) : Componente de la RA correspondiente al año 18, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(18), para el año 18, es igual a USD 112 319 833, tal como se muestra en el Cuadro M.25.

Cuadro M.25
Determinación del Pago de los Consumidores – RA2 (18)

Concepto	USD
Remuneración Anual (18)	167 533 784
Pago generadores RA1 (18)	55 213 951
Pago consumidores RA2 (18)	112 319 833

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RASST(18)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RAG2(18) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(18): 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}(18)**: 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 mayo 2019 – abril 2020, los ingresos por concepto del SST serían USD 29 724 646 (USD 282 018 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 29 442 628 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 19 538 079. La suma de ambos montos resulta en USD 49 262 726, que es menor a la RA2(18), en USD 63 057 107. 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 82 595 186 (ver Cuadro M.26).

Cuadro M.26
Determinación de la RASST y RASPT (18)

Concepto	USD
RA	167 533 784
RA1	55 213 951
RA2	112 319 833
RA2 SST	29 724 646
ITA	282 018
PSST	29 442 628
RA2 SPT	82 595 186

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 2018 – abril 2019:

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 cinco modelos de turbinas: M501F, 7F-04, SGT5-2000E, AE94.2k y GT13E2, 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 2018 – abril 2019, 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”, del archivo Excel CUCSS_0517(RR).xlsx; 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/m².

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 2 007 473, en donde, se aprecia que dicha partida ha sido desagregada en dos rubros: i) Costo de adquisición de combustibles durante las pruebas de la unidad de punta y ii) Servicio de mano de obra para realizar las pruebas.

Sobre el primer rubro, el SCG estima un tiempo de operación de 89,88 horas durante las pruebas y el uso de 848 493,64 Galones de combustible asociado.

Con respecto al segundo rubro, el SCG presentó como sustento de “costo de mano de obra por el servicio de comisionamiento” estimado en USD

154 363,53, en base a la información de la empresa de generación Fenix Power S.A.

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 2018. Al respecto, con relación a dicho Precio FOB, propone se obtenga mediante la actualización a diciembre 2018 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 2018 correspondiente a “Transporte y Seguro Marítimo, Aranceles ad-valorem, 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 2018, 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 2018, que fue publicada en enero de 2018.
- 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 N° 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 2018, 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 2018, mediante el respectivo factor de ajuste.

- iv. Otras Partidas: Respecto del “Transporte local, 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 2018, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSFD4131 entre marzo de 2018 y enero de 2019 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 2018 considerando la variación del IPM y del tipo de cambio entre marzo de 2018 y marzo de 2019.

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 2018. 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 2018 fijada con Resolución N°019-2019-OS/CD que consigna lo resuelto en los recursos de reconsideración (MOD_INV_2019), 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 2018 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio de marzo de 2018 y enero de 2019. 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 marzo de 2019, de 8,11%, 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 2018, en lugar de aplicar el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado mediante Resolución N° 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 2019, 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 marzo de 2019, cinco 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 Procedimiento⁴⁸: SGT5-2000E, AE94.2K, M501F, GT13E2 y 7F-04.

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 181,11 MW y un precio FOB_{TG} de 46 563 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

EDICIÓN REVISTA GTWH (1)	SGT5-2000E		AE94.2K		GT13E2		7F-04		M501F	
	miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW
1 GTWH 2007 / 2008	37 800,00	168,00		nd	42 433,00	179,90		nd		nd
2 GTWH 2009	40 853,00	168,00		nd	43 376,60	179,90		nd		nd
3 GTWH 2010	38 625,10	168,00		nd	42 102,30	182,20		nd		nd
4 GTWH 2012 (2)	44 892,00	166,00	46 412,10	170,00	49 960,60	184,50		nd		nd
5 GTWH 2013	43 070,00	166,00	44 430,00	170,00	52 590,00	202,70		nd		nd
6 GTWH 2014 / 2015	46 000,00	172,00	47 800,00	185,30	46 500,00	202,70	45 800,00	198,00		nd
7 GTWH 2016 / 2017	44 400,00	187,00	46 000,00	185,00	46 500,00	203,00	46 000,00	198,00	45 000,00	185,40
8 GTWH 2018	46 500,00	187,00	47 400,00	185,00	48 000,00	210,00	47 000,00	198,00	47 000,00	185,40
Número de publicaciones		5,00		5,00		5,00		3,00		2,00
Promedio	44 972,40	175,60	46 408,42	179,06	48 710,12	200,58	46 266,67	198,00	46 000,00	185,40
CE_{ISO}	181,11	MW								
Valor FOB_{TG}	46563	miles US \$								

⁴⁸6.3.2. 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):

$$\text{Min}(3,5\% * MD_{\text{año}}, 75\% * P_{EFMC}) \leq CE_{ISO} \leq P_{EFMC} \dots (1)$$

Donde:

$MD_{\text{año}}$: 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:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * FCTC * FCCS \dots (2)$$

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.

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 2018 – abril 2019. 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 US\$/mes	Sueldobruto US\$/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 eléctrico 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			319 812
Total anual			1 084 259

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 181,11 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 diesel, 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:

$$EOH = a \cdot OBLOH + HOD + c \cdot NAN$$

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

<i>Mantenimientos</i>	<i>EOH</i>
<i>Combustor</i>	<i>8 000</i>
<i>Ruta de gases calientes</i>	<i>24 000</i>
<i>Mayor</i>	<i>48 000</i>

Asimismo, se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a febrero 2019 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a febrero 2019⁴⁹, 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 783,79 miles de USD por año, conforme se muestra en el Cuadro N.4.

⁴⁹ Fecha más reciente de los indicadores, disponible al 28 de febrero de 2019.

Cuadro N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

PEfectiva = 172,4 MW
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

HPM = HEO 8 000 Costo KUS\$
 TOTAL Mecánico Eléctrico
 HEO KUS\$ KUS\$ KUS\$

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\$)	6 386	8 329	9 190	10 123	10 915	11 867	12 606	14 575	15 401	16 319	17 093	17 956	18 682	20 840
Anualidad (KUS\$)	855	1 115	1 230	1 355	1 461	1 589	1 688	1 951	2 062	2 185	2 288	2 404	2 501	2 790
Energía Anual (MWh)	34 476	68 952	103 428	137 904	172 380	206 856	241 333	275 809	310 285	344 761	379 237	413 713	448 189	482 665
Mant. Unitario (Mills/KWh)	24,80	16,17	11,90	9,83	8,48	7,68	6,99	7,07	6,65	6,34	6,03	5,81	5,58	5,78
CFNC Fijo (KUS\$/año)	784,51													

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° 027-2017-OS/CD.

Al respecto, esta resolución fija para el periodo 01 de mayo 2017 hasta el 30 de abril de 2021, el valor del TIF en 5,24% y el valor del MRFO en 23,45%.

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 261,18 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		46 562,74		46 562,74
Repuestos iniciales	2,50%	1 164,07		1 164,07
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 862,51		1 862,51
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		396,71	396,71
Transporte local			207,84	207,84
Montaje electromecánico		629,38	1 058,76	1 688,14
Pruebas y puesta en marcha			501,44	501,44
Supervisión		285,99	481,19	767,18
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			290,89	290,89
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			123,49	123,49
Obras civiles			1 821,29	1 821,29
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 401,25	1 401,25
Suministro de sistema contra incendio			191,94	191,94
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 276,40	1 276,40
Intereses Durante la Construcción (1)	5,22%	2 636,81	404,68	3 041,49
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CT _{CT})		53 141,49	8 155,88	61 297,37

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 165,13		2 165,13
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	86,61		86,61
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		18,01	18,01
Transporte local			19,07	19,07
Obras civiles			37,49	37,49
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			133,59	133,59
Supervisión			48,96	48,96
Gastos Generales - Utilidad Contratista			23,91	23,91
Intereses Durante la Construcción (1)	5,22%	117,56	14,67	132,23
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT _{CE})		2 369,30	295,71	2 665,01

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCT _{CT})		7 114,52	1 091,90	8 206,42

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCT _{CE})		294,13	36,71	330,84

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 084,26	1 084,26
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		784,51		784,51
Participación		78,73%	21,27%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,32	USD / kW-año	

		Miles USD / año	USD / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		47,14	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		57,46	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		60,37	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		78,64	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		261,18	\$/ kW-año

		Miles USD / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		181,11	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		172,4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		23,45%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (IIF)		5,24%	

(1) Tamex = 8.1197% vigente al 31.03.2019

Anexo O

Determinación del CUCSS

O.1 Aplicación del Procedimiento

En este Anexo se presenta 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 N° 651-2008-OS/CD, el cual fue modificado mediante Resolución N° 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 CCUPE⁵⁰ de acuerdo a 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 DLN⁵¹; 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.

⁵⁰ Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

⁵¹ Sistemas a base de cámaras de combustión en seco o DLN (Dry Low NO)

Por otro lado, para la determinación de la potencia efectiva de la unidad se considera un factor de corrección por tipo de combustible (FCTC) igual 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 factores de corrección previstos en el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”.

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, 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.

Una vez calculados los CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad como el 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	175,83	8 553,63	1 869,38	59,28
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	174,79	9 863,82	1 905,51	67,33
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,12 \$/kW-mes			
Cargo unitario por MW dual	0,000317 \$/kW-mes			

En este Anexo se presenta 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 N° 651-2008-OS/CD, el cual fue modificado mediante Resolución N° 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 CCUPE⁵² de acuerdo a 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:

- iv) 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;

⁵² Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.

- v) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN⁵³; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.
- vi) 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) igual 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 factores de corrección previstos en el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”.

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, 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.

Una vez calculados los CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad como el 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	175,83	8 553,63	1 869,38	59,28
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	174,79	9 863,82	1 905,51	67,33
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,12 \$/kW-mes			
Cargo unitario por MW dual	0,000317 \$/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,

⁵³ Sistemas a base de cámaras de combustión en seco o DLN (Dry Low NO)

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%⁵⁴ 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

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.

⁵⁴ 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 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 a 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 a 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 m³.
- Se considera obras civiles, obras mecánicas, tuberías, instalaciones eléctricas e instrumentación.

e) Instalaciones para manejo de efluentes

Se producirán los siguientes residuos:

- Borrás 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 2019 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 Oquendo⁵⁵ (que suponen una potencia calificada como dual de 777,187 MW⁵⁶) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,246 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:

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁵⁷, 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:

$$CUCSS_{NRF} = CUCSS0 * FAPPM * DP / DPo$$

Donde:

- CUCSS_{NRF} : Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para las unidades que no son RF.
- CUCSS0_{NRF} : 0,246 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 : 777,187 MW, de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla, la unidad TG7 de la Central Santa Rosa, las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix y la unidad TG1 de la Central Térmica Oquendo, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin al 31 de marzo de 2019. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página

⁵⁵ Calificadas como duales mediante Resoluciones N° 2051-2009-OS/GFE, N° 3-2014-OS/GFE, N° 3-2016-OS/DSE/G y N° 1-2017-OS/DSE/G (para las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla, la unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa, las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix y la unidad TG1 de la Central Térmica Oquendo).

⁵⁶ Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SICOES).

⁵⁷ 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.

<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 Osinergrmin 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 introdujo 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 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 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica”.

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 Osinergrmin:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} * \text{Factor} * \text{TC}$$

$$\text{Factor} = a * \text{IPP}_{a3500} / \text{IPP}_0 * \text{IPP} / \text{IPP}_{a4131} + b * \text{IPM} / \text{IPM}_0 * \text{TC}_0 / \text{TC}$$

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:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Precio por potencia} * \text{Factor} * \text{TC}$$

$$Factor = \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}}$$

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.
- IPP₀ : 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.
- IPMo : 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.
- TC0 : 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

Por otro lado, respecto a las Plantas de Reserva Fría de Ilo y Talara, se detalla que en el trimestre febrero – abril 2018 el factor ha superado el 5% respecto a sus parámetros base de POC, por lo que dicho factor será empleado como nueva referencia en las comparaciones futuras. Del mismo modo, las Plantas de Reserva Fría de Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, se detalla que para el trimestre febrero – abril 2019 el factor de actualización superó el 5%, respecto a sus parámetros base de POC. Por lo tanto, el factor será empleado como nueva referencia en las comparaciones futuras.

El detalle de lo descrito se presenta en el Cuadro O.2.

Cuadro O.2
Variación de Factor de Actualización del Precio de Potencia Ofertado

Planta	POC	a	b	IPM	IPP	TC
Ilo	21/06/2013	0,78	0,22	206,831945	185,0	2,785
Talara	13/07/2013	0,78	0,22	208,522389	185,1	2,771
Puerto Eten	02/07/2015	0,78	0,22	217,414865	192,9	3,175
Planta Puerto Maldonado	28/07/2016	-	-	-	193,4	3,360
Planta Pucallpa	28/07/2016	-	-	-	193,4	3,360
A marzo de 2019				228,487476	206,8	3,321
	Factor de última actualización	Factor May – Jul 2019		Variación		
Ilo	1,0525	1,0757		+2,20%		
Talara	1,0544	1,0726		+1,73%		
Puerto Eten	1,0594	1,0606		+0,11%		
Planta Puerto Maldonado	1,0563	1,0578		+0,14%		
Planta Pucallpa	1,0563	1,0578		+0,14%		

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/STR-INF-137-2019 denominados “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 enero – febrero 2019”, donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta Febrero de 2019.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2019.
3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2019.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de marzo a abril de 2019, 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 2019 – abril 2020, conforme a los siguientes 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	7 567
Estimado Mayo 2019 - Abril 2020	S/	138 726 346
Saldo pendiente	S/	-1 457 691
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	S//kW-mes	1,708

Cuadro O.4
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	193,07
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	8 240
Estimado Mayo 2019 - Abril 2020	S/	63 400 421
Saldo pendiente	S/	-675 953
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	S//kW-mes	0,781

Cuadro O.5
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Eten

Planta Eten		
Potencia	MW	228,77
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	8 080
Estimado Mayo 2019 - Abril 2020	S/	73 664 280
Saldo pendiente	S/	-788 132
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Eten	S//kW-mes	0,907

Cuadro O.6
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Pucallpa

Planta Pucallpa		
Potencia	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 662
Estimado Mayo 2019 - Abril 2020	S/	15 402 569
Saldo pendiente	S/	-126 081
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Pucallpa	S//kW-mes	0,190

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	12 379
Estimado Mayo 2019 - Abril 2020	S/	8 879 691
Saldo pendiente	S/	-76 452
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S//kW-mes	0,110

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 N° 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 Osinerghmin 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 2018 – abril 2019 y los resultados de la aplicación de la Norma, se determinaron los cargos consignados en la Resolución N° 056-2018-OS/CD y que se muestran en el Cuadro P.1.

Cuadro P.1

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,1010
C.H. Santa Cruz II	0,0780
C.H. Santa Cruz I	0,0680
C.H. Poechos 2	0,1070
C.H. Roncador	0,0460
C.H. La Joya	0,1230
C.H. Carhuaquero IV	0,1900
C.H. Caña Brava	0,0430
C.T. Huaycoloro	0,1220
C.H. Purmacana	0,0100
C.H. Huasahuasi I	0,1020
C.H. Huasahuasi II	0,1000
C.H. Nuevo Imperial	0,0420
Repartición Solar 20T	0,3590
Majes Solar 20T	0,3600
Tacna Solar 20T	0,4450
Panamericana Solar 20T	0,4640
C.H. Yanapampa	0,0450
C.H. Las Pizarras	0,2040
C.E. Marcona	0,3470
C.E. Talara	0,4030
C.E. Cupisnique	1,0060
C.H. Runatullo III	0,2440
C.H. Runatullo II	0,1780
CSF Moquegua FV	0,2120
C.H. Canchayllo	0,0310
C.T. La Gringa	0,0480
C.E. Tres Hermanas	0,9710
C.H. Chancay	0,2410
C.H. Rucuy	0,1110
C.H. Potrero	0,1430
C.H. Yarucaya	0,3710
C.S. Rubí	0,8630
C.H. Renovandes H1	0,2850
C.S. Intipampa	0,1970
Total	8,660

En ese sentido, considerando sus respectivas liquidaciones, corresponde determinar las Primas que les serán aplicables a estas centrales conforme al procedimiento establecido en la norma; por otro lado, corresponde también la primera determinación de Primas a las centrales que fueron puestas en operación comercial a partir del 01 de mayo de 2018 o tienen previsto su ingreso antes del 30 de abril de 2019. Para lo cual se considerará el periodo comprendido desde su inicio en operación hasta el 30 de abril de 2019, tal como se muestra en el Cuadro P.2.

Cuadro P.2

Central	Fecha de Operación Comercial
C.E. Wayra I	19.05.2018
C.B. Huaycoloro II	29.08.2018
C.H. Angel I	30.08.2018
C.H. Angel II	30.08.2018
C.H. Angel III	30.08.2018
C.H. Her	30.08.2018
C.H. Carhuac	07.11.2018

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 contrato⁵⁸).
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 contrato⁵⁹).
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 contrato⁶⁰).

⁵⁸ **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.

⁵⁹ **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.

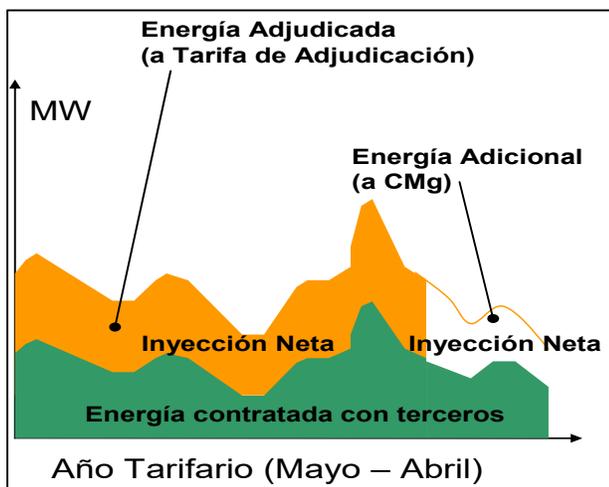
⁶⁰ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

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.

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 el 01 de mayo hasta el 30 de abril).
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.

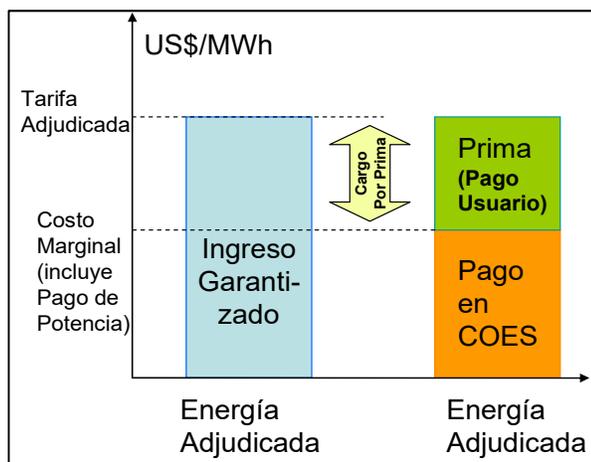
Todo lo anterior se muestra gráficamente en las Figuras P.1, P.2, P.3 para mejor entendimiento.

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

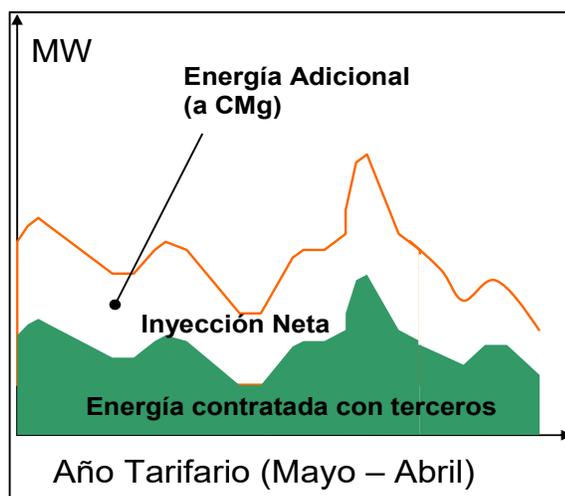


Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de i) Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta, ii) Ventas de electricidad a terceros (otros generadores, Usuarios Libres o Usuarios

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/STR-INF-006-2019 “Saldo mensual a compensar a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables (estimado/ejecutado) hasta abril 2019”, mediante Carta COES/D/DO-032-2019.

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 marzo 2019 a abril 2020, la cual será actualizada con los datos a ser entregados por el COES en sus informes trimestrales.
3. Se ha utilizado el último valor disponible del índice IPP de la serie WPSFD4131 al mes de febrero de 2019 (206,8), esto de forma preliminar.

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 2019 – abril 2020, 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 2019 – abril 2020 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.

- b) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2018 – abril 2019, considerando una proyección de energía para los meses de marzo a abril 2019.
- 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 18 – abril 19) USD	SPE (mayo 19 – abril 20) USD
Cogeneración Paramonga	82 548,8	4 218 149,4
C.H. Santa Cruz II	101 992,0	1 563 562,2
C.H. Santa Cruz I	119 170,8	1 450 489,5
C.H. Poechos 2	-89 795,7	2 563 489,5
C.H. Roncador	47 900,2	886 492,3
C.H. La Joya	-253 230,2	3 008 808,5
C.H. Carhuaquero IV	-27 688,5	4 585 740,9
C.H. Caña Brava	237 308,7	1 283 687,3
C.T. Huaycoloro	-14 722,9	2 991 222,8
C.H. Purmacana	-306 498,6	-7 041,4
C.H. Huasahuasi I	297 119,4	2 122 034,3
C.H. Huasahuasi II	423 481,6	2 094 337,3
C.H. Nuevo Imperial	91 807,3	1 122 106,3
Repartición Solar 20T	989 350,2	8 537 998,6
Majes Solar 20T	1 158 052,7	8 565 463,9
Tacna Solar 20T	-412 280,7	10 791 451,6
Panamericana Solar 20TS	-314 246,3	11 090 987,6
C.H. Yanapampa	-142 453,8	1 156 739,8
C.H. Las Pizarras	538 669,9	4 965 626,9
C.E. Marcona	-42 810,2	8 364 035,7
C.E. Talara	-63 365,2	9 352 527,9
C.E. Cupisnique	-2 539 226,6	22 865 413,2
C.H. Runatullo III	433 624,2	5 445 064,3
C.H. Runatullo II	868 264,5	3 635 621,9
CSF Moquegua FV	356 063,7	4 787 507,6
C.H. Canchaylo	181 986,3	780 040,7
C.T. La Gringa V	18 806,6	1 224 529,6
C.E. Tres Hermanas	1 326 939,4	25 258 561,5
C.H. Chancay	961 152,9	6 578 141,8
C.H. Rucuy	232 409,1	2 794 633,7
C.H. Potrero	-655 395,6	5 219 053,0
C.H. Yarucaya	661 753,5	3 901 435,1
C.S. Rubí	-696 366,4	14 923 619,7
C.H. Renovandes H1	440 307,1	5 451 921,5
C.S. Intipampa	-438 294,1	3 961 548,2

Central	Liquidación (mayo 18 – abril 19) USD	SPE (mayo 19 – abril 20) USD
C.E. Wayra I	16 325 634,6	15 357 810,9
C.B. Huaycoloro II	641 913,4	819 399,5
C.H. Angel I	1 698 602,2	4 849 321,5
C.H. Angel II	2 109 304,7	4 804 480,2
C.H. Angel III	2 079 565,9	4 805 207,5
C.H. Her	55 025,6	178 256,0
C.H. Carhuac	1 703 694,0	3 272 439,9
Total	28 187 804,4	231 552 340,5

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 \$/ kW-mes
Cogeneración Paramonga	0,189
C.H. Santa Cruz II	0,073
C.H. Santa Cruz I	0,069
C.H. Poechos 2	0,109
C.H. Roncador	0,041
C.H. La Joya	0,121
C.H. Carhuaquero IV	0,200
C.H. Caña Brava	0,067
C.T. Huaycoloro	0,128
C.H. Purmacana	0,000
C.H. Huasahuasi I	0,106
C.H. Huasahuasi II	0,111
C.H. Nuevo Imperial	0,053
Repartición Solar 20T	0,418
Majes Solar 20T	0,427
Tacna Solar 20T	0,456
Panamericana Solar 20TS	0,473
C.H. Yanapampa	0,045
C.H. Las Pizarras	0,242
C.E. Marcona	0,365
C.E. Talara	0,408
C.E. Cupisnique	0,893
C.H. Runatullo III	0,258
C.H. Runatullo II	0,198
CSF Moquegua FV	0,226
C.H. Canchaylo	0,042
C.T. La Gringa V	0,055
C.E. Tres Hermanas	1,168
C.H. Chancay	0,331
C.H. Rucuy	0,133
C.H. Potrero	0,200
C.H. Yarucaya	0,200
C.S. Rubí	0,625
C.H. Renovandes H1	0,259
C.S. Intipampa	0,155
C.E. Wayra I	1,392
C.B. Huaycoloro II	0,064
C.H. Angel I	0,288
C.H. Angel II	0,304

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Angel III	0,302
C.H. Her	0,010
C.H. Carhuac	0,219
Total	11,423

Nota: El cargo para C.H. Chancay y C.H. Rucuy se aplicará a partir del reingreso en operación comercial.

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 2019.

Q.1 Estimación de los Costos a Compensar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 184-2019-GRT ha calculado el Monto Estimado a Compensar para el periodo mayo 2019 – abril 2020 el cual asciende a USD 11 718 162 o su equivalente de S/ 38 916 016 considerando el tipo de cambio al 31 de marzo de 2019⁶¹, tal como se muestra en el Cuadro Q.1.

⁶¹ Tipo de cambio = 3,321 S//USD.

Cuadro Q.1
Monto a Compensar

DESCRIPCION	EGESUR	EGASA	ENEL	ENGIE	KALLPA	SDF ENERGIA	FENIX POWER	TERMOCHILCA	TERMOSELVA	TOTAL (USD)
Saldo a Compensar (Periodo Mayo 2018-Abril 2019)	2 620	1 629	-26 267	-1 814	-18 639	2 106	524	1 882	432 861	394 902
Monto Teórico a Compensar (Periodo Mayo 2019-Abril 2020)	86 721	0	2 142 606	2 629 862	3 257 133	176 900	1 587 852	850 540	591 647	11 323 260
Monto Total a Compensar (Periodo Mayo 2019-Abril 2020) Valores Actualizados al 01/05/2019	89 341	1 629	2 116 339	2 628 048	3 238 493	179 006	1 588 376	852 422	1 024 508	11 718 163

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.

MC⁶² : 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 2019 – abril 2020, es 6 619,92 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse para el periodo mayo 2019 – abril 2020 resulta 0,508 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.

⁶² 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 2017 hasta abril de 2018, Según el Informe N° 175-2018-GRT de la División de Gas Natural, el monto a liquidar asciende a USD -378 927.

Cuadro Q.2

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
EGESUR	0,8%
EGASA	0,01%
ENEL GENERACIÓN PERÚ	18,1%
ENGIE	22,4%
KALLPA	27,4%
SDF ENERGÍA	1,5%
FENIX POWER	13,6%
TERMOCHILCA	7,3%
TERMOSELVA	8,7%
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

Compensación por Confiabilidad de Suministro Eléctrico

El Decreto Supremo N° 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

De acuerdo con el artículo 6 del Procedimiento, 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. Sin embargo, durante el año 2018 no se han presentado situaciones de emergencia en las cuales se haya necesitado contratación de generación adicional.

Por lo tanto, el monto a compensar para el año 2018 equivale a cero (S/ 0).

R.2 Determinación del Cargo Unitario

El Cuadro R.1 muestra el cargo unitario aplicable para el periodo de mayo 2019 a abril 2020:

Cuadro R.3

Total a Compensar (S/)	0
Máxima Demanda Ventas (MW)	6 696,4
Periodo de Recuperación (meses)	12
Cargo Unitario CCSE (S/kW-mes)	0,000

R.3 Liquidación del CCSE del periodo Mayo 2018 – Abril 2019

Durante el periodo tarifario mayo 2018 – abril 2019 se recaudó, a través del cargo Compensación por Confiabilidad de Suministro Eléctrico (CCSE) los montos que incurrieron las empresas Electro Ucayali S.A., Electro Sur Este S.A.A., Electro Oriente S.A., Electrocentro S.A. e Hidrandina S.A., entre los años 2015 y 2017 para atender las emergencias declaradas por el MINEM.

Ahora bien, como el CCSE se determina dividiendo el monto total (gastos incurridos) entre la máxima demanda pronosticada (6 698 MW – a nivel de generación). Sin embargo, en el último trimestre la máxima demanda real (6 884 MW – Máxima Demanda de diciembre de 2018) fue superior a la máxima demanda pronosticada; entonces, la recaudación durante el último trimestre ha resultado mayor que el monto faltante para cubrir totalmente los gastos incurridos.

Por lo tanto, con la finalidad de devolver la mayor recaudación a los usuarios, se propone que las empresas a las cuales se le asignaron la mayor recaudación, transfieran dicho monto a las empresas que son beneficiarias del Cargo Compensación por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) en un plazo no mayor al 15 de junio.

En ese sentido, el COES deberá elaborar un balance entre el monto total recaudado durante el periodo mayo 2018 – abril 2019, y el reparto entre los distribuidores.

R.4 Liquidación del Cargo CVOA-CMg del periodo Mayo 2018 – Abril 2019

Durante el periodo tarifario mayo 2018 – abril 2019 se recaudó, a través del CCSE el monto faltante por cubrir del cargo CVOA-CMg, este último cargo estuvo vigente hasta el 1 de octubre de 2017.

Ahora bien, como se mencionó en el acápite R.3 del presente anexo, en caso de una sobrecapacidad, y con la finalidad de devolverla a los usuarios, se propone que las empresas a las cuales se le asignaron la sobrecapacidad, transfieran dicho monto a las empresas que son beneficiarias del Cargo Compensación por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) en un plazo no mayor al 15 de junio. En ese sentido, el COES deberá elaborar un balance del monto faltante por cubrir del cargo CVOA-CMg, que asciende a S/ 3 895 060, lo recaudado durante el periodo mayo 2018 – abril 2019, y el reparto entre los generadores.

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.

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:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times TC$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP}{IPP_0} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

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.
- IPM₀ : 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.
- IPP₀ : 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 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.
- TC₀ : 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 Planta N° 2 de Ilo 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 2019 – abril 2020.

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 2019 – abril 2020 y la oferta del SEIN.
- El tipo de cambio considerado corresponde al valor del 31 de marzo de 2019 (3,321 S//USD).
- Para el ingreso por potencia y montos recaudados se tomará en cuenta la información reportada por el COES hasta el 28 de febrero de 2019.
- Para el periodo tarifario mayo 2019 – abril 2020 se descontará al Ingreso Garantizado las penalidades contabilizadas durante el periodo tarifario mayo 2018 – abril 2019, 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	7 305
Remuneración Mayo 2019 - Abril 2020	S/.	174 679 711
Saldo pendiente	S/.	561 718
Ingreso de Potencia Mayo 2019 - Abril 2020	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Puerto Bravo	S/ /kW-mes	2,181

Cuadro No. S.2
CUCGE para la CT NEPI

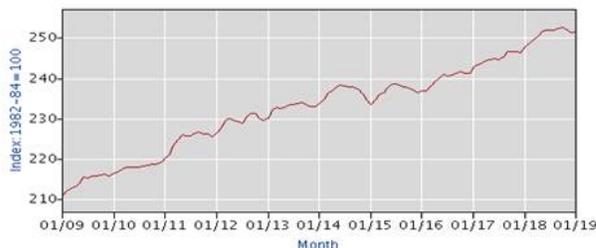
CT NEPI		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	6 070
Remuneración Mayo 2019 - Abril 2020	S/.	145 118 572
Saldo pendiente	S/.	-6 571 380
Ingreso de Potencia Mayo 2019 - Abril 2020	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Ilo	S/ /kW-mes	1,724

Anexo T

Índices CUUR000SA0, WPSSOP3500 y WPSFD4131

CPI-All Urban Consumers (Current Series)

Series Id: CUUR000SA0
 Not Seasonally Adjusted
 Series Title: All items in U.S. city average, all urban consumers, not seasonally adjusted
 Area: U.S. city average
 Item: All items
 Base Period: 1982-84=100



Download: [31](#) [xlsx](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	HALF1	HALF2
2009	211.143	212.193	212.709	213.240	213.856	215.693	215.351	215.834	215.969	216.177	216.330	215.949	213.139	215.935
2010	216.687	216.741	217.631	218.009	218.178	217.965	218.011	218.312	218.439	218.711	218.803	219.179	217.535	218.576
2011	220.223	221.309	223.467	224.906	225.964	225.722	225.922	226.545	226.889	226.421	226.230	225.672	223.598	226.280
2012	226.665	227.663	229.392	230.085	229.815	229.478	229.104	230.379	231.407	231.317	230.221	229.601	228.850	230.338
2013	230.280	232.166	232.773	232.531	232.945	233.504	233.596	233.877	234.149	233.546	233.069	233.049	232.366	233.548
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													

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: [31](#) [xlsx](#)

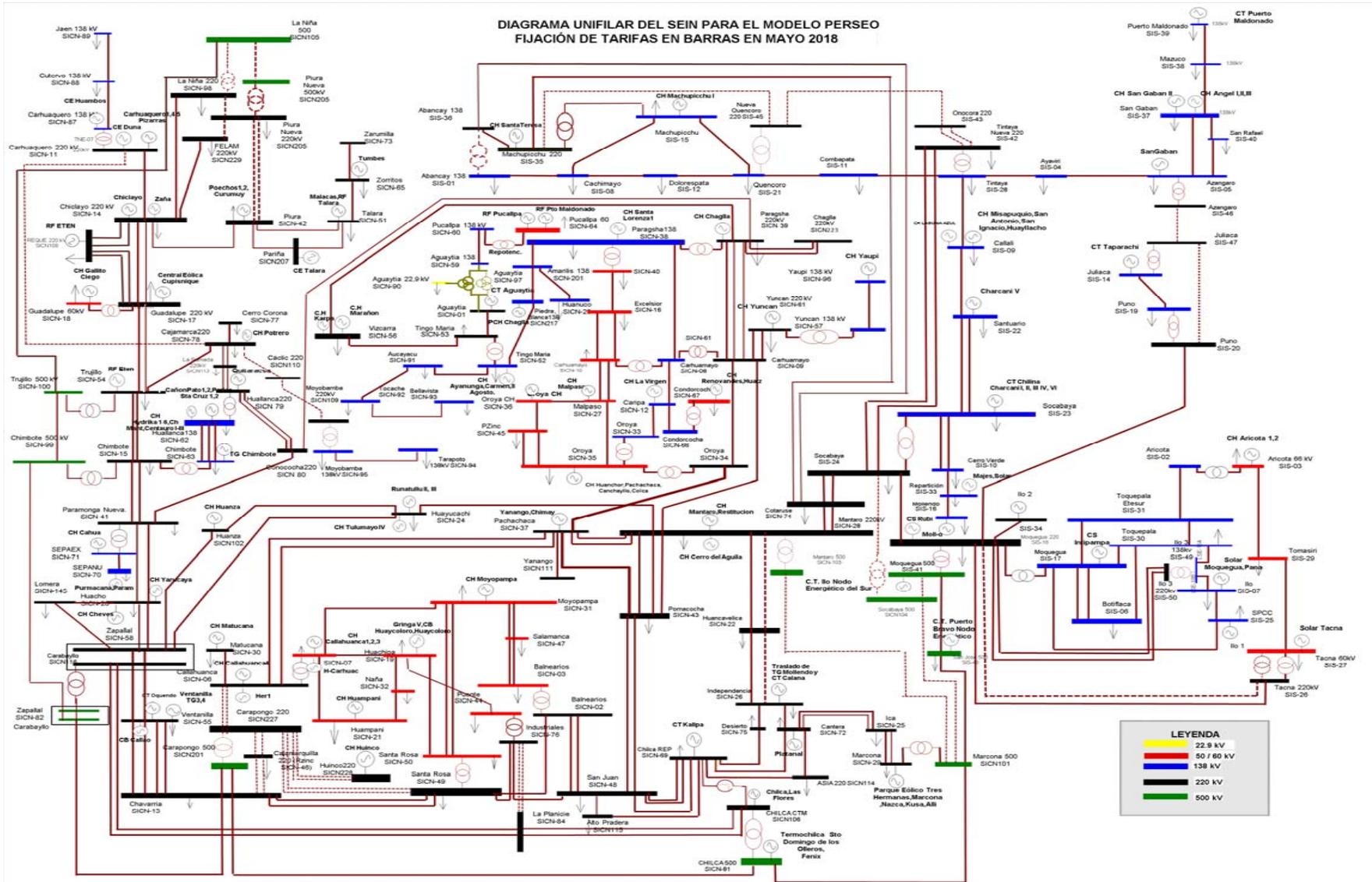
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2009	170.8	170.9	171.2	171.3	171.2	171.8	171.4	171.8	171.6	171.5	172.1	172.1
2010	172.5	172.6	172.9	172.9	173.4	173.6	173.7	173.9	174.3	174.3	174.3	174.6
2011	175.3	175.7	176.2	176.8	177.0	177.6	178.2	178.5	179.0	179.4	179.6	180.0
2012	180.7	181.0	181.3	181.6	181.8	182.1	182.9	183.2	183.2	183.3	183.7	183.7
2013	183.9	184.2	184.4	184.6	184.8	185.0	185.2	185.3	185.4	185.6	185.9	186.7
2014	187.5	187.7	187.7	187.9	188.2	188.5	188.7	189.0	189.2	189.7	189.7	189.8
2015	190.7	191.3	191.5	191.6	191.8	192.7	193.0	193.0	193.2	193.0	193.1	193.4
2016	193.9	194.2	194.3	194.6	194.9	195.4	195.4	195.7	195.8	196.1	196.3	196.7
2017	197.1	197.4	197.8	198.5	198.6	198.8	198.9	199.2	199.2	200.0	200.5	200.6
2018	200.9	201.3	201.8	202.3	202.7	203.1	203.7	204.2	204.6	205.1	205.3(P)	205.5(P)
2019	206.5(P)	206.8(P)										

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

Anexo U

Información Complementaria

- **Diagrama Unifilar del SEIN**
- **Precios de combustibles**





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 : 01/04/2018 - 31/03/2019

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Región Nombre	INDONESIA Kalimantan Carbón 38	COLOMBIA Bolivar Carbón 24	INDONESIA Kalimantan Carbón 37	PROMEDIO
	Unidades	CB1	CB2	CB3	
FOB	US\$/ton	56.49	85.33	74.60	72.14
Flete (*)	US\$/ton	18.01	16.49	18.01	17.50
Seguro	US\$/ton	0.08	0.08	0.08	0.08
Costo cruce por canal de Panamá	US\$/ton	0.00	5.17	0.00	1.72
CIF	US\$/ton	74.58	101.90	92.68	89.72
Tasa Arancelaria	%CIF	0%	0%	0%	0%
Arancel	US\$/ton	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuesto Selectivo	US\$/ton	16.62	16.62	16.62	16.62
Otros		2.06	2.14	2.11	2.10
PPI	US\$/ton	93.25	120.66	111.41	108.44
PCS	Kcal/Kg	5,000	6,450	5,900	5,784
PPI Eq. PCI Standard	US\$/ton	116.38	116.73	117.83	116.98

DATOS CONSIDERADOS: FOB - Coal International Report: 01/04/18 al 31/03/19
 Estadísticas Import. Perú 01/01/18 al 31/03/19
 Estadísticas Import. Chile 01/02/18 al 31/01/19

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	Superior (HHV)	6,240.00 Kcal/Kg	Tipo de Cambio	S./US\$
	Inferior (LHV)	6,000.00 Kcal/Kg	29/03/2019	3.321

(*) Los Fletes de Importación de Carbón de Origen Venezolano y Colombiano incluyen el cargo por Cruce de Canal de Panamá

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

LISTA COMB-10-2019
VIGENCIA A PARTIR DEL 30.03.2019

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

	PLANTAS	SOLES/GLN							
		G L P-E SOLES/KG	G L P-G SOLES/KG	GASOLINA SUPER 90 SP	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	PETROLEO INDUSTRIAL 500
	TALARA	2.0296	1.8644	10.9093	10.3174	10.6082	11.0566	8.2718	8.2836
	PIURA			11.1005	10.5978	10.7970	11.2454		
	ETEN			11.3171	10.8145				
	SALAVERRY			11.3809	10.8782			8.5963	
	CHIMBOTE			11.3681				8.6081	8.6317
	SUPE			10.9858	10.6743				8.4429
	CALLAO	2.0296	1.8644	10.6799	10.1390				
	CONCHAN			10.6672	10.1263			8.0240	8.0240
	C. DE PASCO			11.7250	11.2286	11.3752	11.8236		
	PISCO			11.1005	10.5468	10.9032	11.3516		8.6081
	MOLLENDO			11.4701	10.9674			8.6317	8.6435
	JULIACA				11.3625				
	CUSCO				11.4516				
	ILLO							8.6435	
	EL MILAGRO			11.3426	10.7507	10.9386	11.3870	8.8854	
	TARAPOTO			11.6103	10.9419	11.2041	11.6525		

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)			8%	8%					
ISC (Selecto/Galinas) (**)			1.2100	1.2700	1.7000	1.7000	0.9200	1.0000	
IGV %	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

	PLANTAS						
		GASOLINA SUPER 90 SP	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	
	YURIMAGUAS		8.3484	8.6450	9.0250	6.8600	
	QUITO	8.8344	7.9542	7.7700	8.1500	7.0300	
	PUCALLPA	8.5860		7.7500	8.1300		
	PTO. MALDONADO		8.6400				

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)			8%	8%				
--------------	--	--	----	----	--	--	--	--

GERENCIA CADENA DE SUMINISTRO

REEMPLAZA LISTA COMB-09-2019
DE FECHA : 23.03.2019

- (*) 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.

A los precios de lista de los combustibles después de impuestos se le adiciona el FISE en aplicación de la Ley N° 29852, modificada con Ley N° 30114 del 02 de diciembre del 2013 "LEY DE PRESUPUESTO DEL SECTOR PÚBLICO PARA EL AÑO FISCAL 2014".

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 1

LISTA COMB-10-2019
VIGENCIA A PARTIR DEL 30.03.2019

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

SOLES/GLN

	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50	GASOHOL 97	GASOHOL 95	GASOHOL 90	GASOHOL 84
PLANTAS						
TALARA				11.5413	10.7484	10.3094
PIURA					10.8503	10.5388
ETEN	11.0212	11.4932			11.0925	10.7810
SALAVERRY	11.0684	11.5404		11.9364	11.1307	10.8192
CHIMBOTE	10.9150	11.3870			11.1307	
SUPE	10.9032	11.3752			10.7739	10.6535
CALLAO	10.7498	11.2218	11.7325	11.3247	10.5062	10.1565
CONCHAN	10.7498	11.2218	11.7325	11.3247	10.5062	10.1565
C. DE PASCO					11.4748	11.1760
PISCO	10.9858	11.4578		11.6688	10.8758	10.5133
MOLLEDO	11.3044	11.7764			11.2709	10.9594
JULIACA	11.6230	12.0950				11.3544
CUSCO	11.6820	12.1540				11.4182
ILO	11.3516	11.8236		12.1913		
EL MILAGRO	11.0802	11.5522			11.1180	10.6917

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			8%	8%	8%	8%
I S C (Soles/Galón) *	1.49	1.49	1.13	1.13	1.16	1.22
I G V %	18%	18%	18%	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50
PLANTAS		
YURIMAGUAS		
IQUITOS		
PUCALLPA		
PTO. MALDONADO	9.6300	10.0300

(*) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N° 094-2018-EF del 09.05.2018.

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 2

LISTA COMB-10-2019
 PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE VIGENCIA A PARTIR DEL 30.03.2019
 COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B6 8-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
TALARA	9.5108		7.1272
PIURA	9.5462		
ETEN	9.5108	9.6760	7.1808
SALAVERRY	9.6760	9.8412	7.2157
CHIMBOTE	9.6996	9.8648	
SUPE	9.6642	9.8294	7.1218
CALLAO	9.5108	9.6760	7.0210
CONCHAN	9.5108	9.6760	6.9974
C. DE PASCO	10.0064		
PISCO	9.7468	9.8530	
MOLLENDO		9.9592	7.1921
JULIACA		10.2542	
CUZCO		10.3958	
ILO	9.7822	9.9474	7.2089
EL MILAGRO	9.5698	9.7850	7.4458
TARAPOTO	9.9533		

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 - N° 27037

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B6 8-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
YURIMAGUAS	7.9050		5.9300
IQUITOS	6.8800		5.9500
PUCALLPA	7.0100		
PTO. MALDONADO		8.2900	

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 Asiado.
 Asimismo en aplicación de la Resolución OSINERGHIN N° 010-2012-06/GART del 22.02.2012, el precio de lista del Diesel B5 GE corresponde al Sistema Asiado.

Con Oficio N° 0024-2016-GART del 11 de enero del 2016, OSINERGHIN 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 B6 8-50 GE SEA sólo se comercializa en Callao, Conchán y Molendo, y el Petróleo Industrial N°s GE SEA desde Talara, Salaverry, Callao, Conchán, Molendo, Ilo, El Milagro, Yurimaguas e Iquitos.



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 31-03-2019

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	6.92	5.83	5.75
Piura	7.06		
Eten	7.42		5.98
Salaverry	7.42	6.11	
Chimbote	7.35		6.03
Supe	7.35	6.11	5.86
Callao	7.21	5.61	5.53
Conchán	7.21	5.61	5.53
Cerro de Pasco	7.50		
Pisco	7.14		6.03
Mollendo	7.64	6.11	6.09
Juliaca	7.86		
Cuzco	7.93		
Ilo	7.64	6.11	
El Miagro	7.14	6.34	
Tarapoto	7.35		
Yurimaguas	8.29	6.56	
Iquitos	7.35	6.73	
Pucallpa	7.28		
Pto. Maldonado	9.01		
PRIP (Promedio Marzo)	7.21	5.61	5.53

* No Incluye Impuestos

** 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.

Precios de Referencia (Soles/galón)

Planta	Referencia	Descuento Promedio	Residual 6
PUCALLPA	Pta Yurimaguas	0.34	6.23

Nota: Petroperú no publica precio de lista de residual 6 en Pucallpa

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	0.96	1.04	1.04
Piura	0.98		
Eten	1.03		1.08
Salaverry	1.03	1.09	
Chimbote	1.02		1.09
Supe	1.02	1.09	1.06
Callao	1.00	1.00	1.00
Conchán	1.00	1.00	1.00
Cerro de Pasco	1.04		
Pisco	0.99		1.09
Mollendo	1.06	1.09	1.10
Juliaca	1.09		
Cuzco	1.10		
Ilo	1.06	1.09	
El Miagro	0.99	1.13	
Tarapoto ⁽²⁾	1.02		
Yurimaguas	1.15	1.17	
Iquitos	1.02	1.20	
Pucallpa	1.01		
Pto. Maldonado	1.25		

Anexo V

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación

En el presente anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin a las opiniones y sugerencias presentadas dentro del plazo legal otorgado, por los interesados: Subcomité de Generadores del COES, Engie Energía Perú S.A., Electro Oriente S.A., Genrent del Perú S.A.C., Electro Zaña S.A.C., Adinelsa, Sindicato Energético S.A., Enel Green Power Perú S.A., Electro Ucayali S.A., Consorcio Transmantaro S.A. y Red de Energía del Perú S.A. al Proyecto de Publicación de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución 025-2019.

V.1 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Subcomité de Generadores del COES

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por el Subcomité de Generadores del COES (en adelante “SUBCOMITÉ”), mediante correo electrónico recibido el 15 de marzo de 2019.

V.1.1 Proyección de Demanda

Opiniones y Sugerencias

- a. El SUBCOMITE señala que, Osinerghmin no utilizó la tasa de crecimiento del PBI (4,0%) conforme a la estadística del BCRP para el año 2018. Asimismo, para la proyección del PBI correspondiente a los años 2019 y 2020, sugiere utilizar “Resumen Informativo Semanal” del BCRP⁶³ en reemplazo de la “Encuesta de Expectativa Macroeconómica” al 31 de diciembre de 2018 publicado por la misma entidad, la cual fue utilizada para la publicación del proyecto de la Fijación de Tarifas en Barra 2019 – 2020.
- b. El SUBCOMITE menciona que, ha identificado que el número de habitantes considerados en el modelo econométrico no corresponde a la proyección realizada por el INEI. Además de ello, conforme a la información del censo del año 2017, a nivel nacional se contaba con 31,237,385 habitantes; mientras que, en el modelo de demanda para dicho año se considera 29,144,556 habitantes.
- c. El SUBCOMITE afirma que del archivo “Proyección_Demanda_FITA 2019(PP).xls”, que forma parte del sustento del proyecto de Fijación de Precios en Barra 2019 – 2020, se tiene las siguientes observaciones:
 - Conforme a la información del MINEM publicada en enero de 2019⁶⁴, se estima que el proyecto minero Pampa de Pongo inicie los trabajos de construcción a partir del año 2020. Sin embargo, en el modelo de demanda propuesto, este proyecto comienza a partir del año 2019. Por lo cual, recomienda ajustar el inicio de dicho proyecto en la proyección de la demanda.

⁶³ <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Nota-Semanal/2019/resumen-informativo-2019-03-07.pdf>

⁶⁴ <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/PUBLICACIONES/VARIABLES/2019/2BEMENE2019.pdf>

- Demanda del proyecto ampliación Toromocho para el año 2019: este proyecto conforme información del MINEM⁶⁵, ha iniciado trabajos de construcción desde el 2019; asimismo, el desarrollador de este proyecto ha estimado una demanda para este año; por lo cual recomienda debe incluirse en el modelo de demanda.
 - Proyecto Ollachea: considerar una demanda para el año 2019 es bastante optimista, toda vez que el desarrollador de este proyecto, Minera IRL, se encuentra en un proceso de arbitraje con COFIDE.
 - Proyecto de modernización de refinería Talara: En el modelo de demanda propuesto se está considerando la demanda de la ampliación de la refinería Talara hasta el año 2021. No obstante, conforme información de dicha empresa (la misma que fue enviada por el SCG) a partir de dicho año pasarán a ser autoprodutores, con lo cual considera que en el año 2021 no se debe considerar dicha demanda.
- d. La proyección de la demanda se realiza de forma anual, en ese sentido se debe considerar los valores históricos del año 2018. Al respecto, de la revisión de la hoja de cálculo del modelo de proyección de demanda elaborado por Osinergmin, se aprecia que se está considerando 6,898 MW como máxima demanda del año 2018 y 6,568 MW como máxima demanda del año 2017, ambos valores se diferencian de las máximas demandas reales de dichos años (6,596 MW en el 2017 y 6,885 MW en el 2018), conforme información de la data estadística publicada por el COES

Análisis de Osinergmin

- a. Sobre el valor del PBI considerado para el año 2018, se usó el publicado por el BCRP, debido a que para la publicación del proyecto de Tarifas en Barra 2019 – 2020 aún no se encontraba disponible el Informe Técnico de Producción Nacional del INEI del cual se toma la tasa de crecimiento anual del PBI. Por lo tanto, corresponde actualizar el valor del PBI del año 2018 con la información del INEI.

Así también, para la proyección del PBI del periodo 2019-2021 se ha considerado las tasas de crecimiento anual publicadas por el BCRP en la “Encuesta de Expectativa Macroeconómica del PBI”, ya que resulta una publicación periódica especializada en el tema. Por otro lado, se ha verificado que las tasas de crecimiento anual proyectados para el periodo 2019-2021 publicados por el BCRP en el “Resumen Informativo Semanal” (07 de marzo de 2019), recoge información de las encuestas de expectativas del PBI. Por lo tanto, corresponde seguir utilizando la información de las encuestas de expectativas del PBI para el periodo 2019-2021.

- b. Sobre el número de habitantes considerados para la proyección de demanda, es preciso mencionar que desde el año 2016 se utiliza la información de la variable población publicada por el INEI, en términos de tasas de crecimiento anual, a fin de mantener la consistencia de los datos históricos.

Por otro lado, se ha verificado que el SUBCOMITE ha considerado este mismo criterio, en el dato de la variable demográfica del 2017 de Osinergmin (29 millones de habitantes aproximadamente) en sus estimaciones de proyección de demanda. Por lo expuesto, no se acoge la sugerencia.

- c. Sobre la demanda de energía eléctrica de instalaciones, proyectos y ampliaciones utilizadas para el proyecto de Fijación de Tarifas en Barra 2019

⁶⁵ Ibidem

– 2020, se ha considerado información que las empresas del sector han proporcionado; así también, se ha tomado en cuenta la publicación de proyectos del MINEN. En relación a lo mencionado, se ha evaluado cada comentario:

- Sobre el proyecto minero Pampa del Pongo, en el modelo de la demanda se ha considerado el inicio de consumo de energía a partir del año 2020 (ver Figura V.1), tomando en cuenta la carta S/N con fecha 18 de enero de 2019 recibida de la empresa Jinzhao Mining Peru S.A., que es información más reciente que el publicado por el MINEM. Por consiguiente, no se acoge la opinión.

Figura V.1

PROYECCION DE LA DEMANDA SEIN 2019 - 2021							
		energía en GWh	2017	2018	2019	2020	2021
SICN-29	Marcona 220kV	Pampas del Pongo (Jinzhao Mining Peru S.A)	0	0	0	35	35

- Sobre el proyecto ampliación Toromocho, corresponde incluir la demanda de energía para el 2019, considerando la Carta Legal-012-2019 del 21 de enero de 2019 recibida de la empresa Minera Chinalco Perú S.A. Por lo expuesto, se acoge el comentario.
 - Sobre el Proyecto Ollachea, corresponde actualizar el inicio del consumo de energía a partir del año 2020, considerando la información del Boletín Estadístico Minero febrero 2019 publicado por el MINEM, en donde advierte que dicho proyecto tiene fecha de inicio pendiente de determinación, debido a factores asociados a decisiones empresariales, asuntos sociales, entre otros.
 - Sobre el Proyecto de modernización de refinería Talara, corresponde actualizar que la refinería Talara demandará energía hasta el 2020 y en adelante se autoabastecerá, tal como lo informó la empresa Petroperú mediante carta GMRT-SNIT-0134-2019 del 26 de marzo de 2019. Por lo expuesto, se acoge el comentario.
- d. Se ha verificado que las máximas demandas de los años 2017 y 2018 utilizadas para modelo de proyección de demanda del proyecto de Fijación de Tarifas en Barra 2019 – 2020 no coincidían con los datos históricos de dichos periodos, por lo que corresponde actualizarlos. Por lo expuesto, se acoge la observación del SUBCOMITE.

V.1.2 Plan de Obras de Generación y Transmisión

Opiniones y Sugerencias

El SUBCOMITÉ señala que, Osinerghmin debe considerar la puesta en operación comercial (POC) de las centrales hidroeléctricas Colca, Tulumayo IV, Olmos I, Karpa, Nueva Esperanza, Viroc, Pucará, Cativen I y Cativen II, de acuerdo a lo descrito en el informe “Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica” del Osinerghmin a enero de 2019.

Por otro lado, el SUBCOMITÉ señala que la observación realizada por parte de Osinerghmin a su propuesta presentada en noviembre de 2018, citada a continuación, fue considerada en su propuesta final, por lo que solicita mantener dicha observación y no considerar los mencionados proyectos de generación en el plan de obras:

“Por otro lado, en el Cuadro 16, folio 000027 del Estudio, se consigna la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Carhuac (2018), Huatziroki I (2021), Hydrlica 6 (2020), Hydrlica 1 (2021), Hydrlica 2 (2021),

Hydrlica 4 (2021), Hydrlica 5 (2021), entre otros; sin embargo, por información de la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinergrmin se tiene conocimiento que los proyectos antes mencionados no deben ser considerados en el periodo analizado.”

Análisis de Osinergrmin

Al respecto, se ha revisado la información actualizada de la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinergrmin, verificándose la existencia información actualizada. En ese sentido, corresponde modificar las fechas de POC de las centrales hidroeléctricas mencionadas.

Por otro lado, sobre considerar la observación realizada por Osinergrmin a la propuesta del SUBCOMITÉ, se debe mencionar que, de acuerdo a la información actualizada de la DSE, efectivamente corresponde retirar del plan de obras de generación el listado de las centrales hidroeléctricas descritas en el presente comentario, a excepción de la CH Carhuac (Feb-2019). En ese sentido, para la publicación del presente proceso regulatorio corresponde actualizar los proyectos de generación en el plan de obras.

Por lo expuesto, se acoge parcialmente esta sugerencia.

V.1.3 Plan de Obras de Generación y Transmisión

Opiniones y Sugerencias

El SUBCOMITÉ señala que ha identificado diferencias entre los archivos “Fita May 19 SINAC G (PP).xls” y “PERSEO SINAC.gtt”, respecto a los parámetros consumo específico y potencia efectiva. Por lo tanto, sugiere revisar y corregir el archivo que corresponde.

Análisis de Osinergrmin

Se ha revisado y verificado que efectivamente hay diferencias entre los archivos “Fita May 19 SINAC G (PP).xls” y “PERSEO SINAC.gtt”, respecto de los parámetros “Consumo Específico” y “Potencia Efectiva”. En ese sentido, corresponde modificar el archivo “PERSEO SINAC.gtt” de tal manera que guarde relación con el archivo “Fita May 19 SINAC G (P).xls”, que contiene la información consolidada de los informes de aprobación de potencia efectiva y consumo específico, publicados en la página web del COES.

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.1.4 Precio de Gas Natural

Opiniones y Sugerencias

El SUBCOMITÉ señala que en el archivo “Combustible_0519 (PP).xls”, ha identificado que el PPIa para la actualización de la tarifa de transporte de gas natural, el Osinergrmin ha tomado en cuenta el valor de enero de 2018. Por tanto, recomienda usar los valores preliminares del año 2019 publicados en la página web de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos (Bureau of Labor Statistics – BLS).

Asimismo, el SUBCOMITÉ sugiere actualizar la potencia efectiva de la CT Santa Rosa TG7 operando con diésel, conforme el estudio aprobado el 26 de febrero de 2019 y cuyo valor es de 117,85 MW. Así también, sugiere actualizar la potencia efectiva de las centrales térmicas Reserva Fría Pucallpa, Reserva Fría Puerto Maldonado y Puerto Bravo, debido a que existe una diferencia entre los valores presentados en el archivo excel “Combustible_0519 (PP).xls” y los informes de aprobación de potencia efectiva publicados en la página web del COES.

Análisis de Osinergrmin

Se ha revisado el archivo “Combustible_0519 (PP).xls”, respecto a lo señalado por el SUBCOMITÉ, identificándose que se ha considerado el “PPIa” correspondiente al valor de enero de 2018. En ese sentido, corresponde actualizar el valor considerando los valores al publicado hasta marzo de 2019 en la página web de la BLS.

Por otro lado, se ha verificado que el comentario del SUBCOMITÉ sobre actualizar la “Potencia Efectiva” de la CT Santa Rosa TG7 operando con diésel, conforme señala el estudio aprobado el 26 de febrero de 2019 por el COES. Sin embargo, se debe precisar que el valor de la “Potencia Efectiva” de la “Reserva Fría Pucallpa”, “Reserva Fría Puerto Maldonado” y “Reserva Fría Puerto Bravo”, corresponde a la información actualizada considerando sus contratos y los documentos COES/D-1744-2018, COES/D-1814-2018 y COES/D-1426-2018, respectivamente.

Por lo expuesto, se acoge parcialmente esta sugerencia.

V.1.5 Límites de transmisión enlace centro-sur

Opiniones y Sugerencias

El SUBCOMITÉ indica que no se está considerando el límite de transmisión hacia el sur del SEIN, si bien el Osinergrmin ha publicado los archivos de entrada del PERSEO (LIN, LIT) que establecen el límite al sur, en la simulación no se ha considerado dicho límite.

Análisis de Osinergrmin

Conforme a la Decisión Ejecutiva N° 011-2018-D/COES, emitida el 28 de diciembre de 2018, en el artículo segundo, se establece que en la condición “N” del enlace Centro – Sur no hay límite de transmisión. Además, cuando se inició el periodo de avenida 2019 el COES realizó un estudio para fijar los límites de transmisión del enlace Centro – Sur considerando los despachos de este periodo y los mantenimientos programados de equipos, en donde los resultados de este estudio se muestran en el Informe Técnico COES/D/DO/SCO-INF-012-2018, conforme a ello, precisa que, para los casos evaluados en el estudio, en los cuales no se presentan límites de transmisión, se debe entender que, en dichos casos, el límite de transmisión es superior a la magnitud de flujo que se requería transmitir hacia el área Sur en un escenario hipotético y extremo de generación reducida o nula de las centrales hidroeléctricas del área Sur. Por tal motivo, no se alcanzó un valor de flujo que constituya un límite de transmisión en dichos casos.

Por lo mencionado, no se acoge esta sugerencia.

V.1.6 Precio básico de potencia

Opiniones y Sugerencias

El SUBCOMITÉ sobre la inclusión del costo del terreno dentro del cálculo del precio básico de potencia: reitera la importancia de la inclusión de esta partida dentro del CAPEX de un proyecto de generación. Al respecto, la observación de la inclusión de este concepto dentro del procedimiento para la determinación del precio básico de la potencia fue realizado por el COES, al indicar que la partida de adquisición del terreno para la central y su subestación son costos de inversión omitidos. Dicha observación fue presentada en el informe OSINERG-GART/DGT N° 071-2004, sobre los comentarios recibidos a la prepublicación del proyecto de procedimiento:

“Respecto de los otros rubros, se ha efectuado la corrección pertinente en el numeral 7.1.6, debiendo manifestarse que las partidas adquisición de terreno para la central y su subestación, y obras preliminares y cerco se hallan incluidos en el rubro obras civiles.”

Lo anterior evidencia que el procedimiento respectivo contempla la adquisición de terrenos como costo de inversión, lo que anteriormente fue reconocido por el Osinerghmin. Por otro lado, no se halla mención alguna a que dicha partida se refiera a "Gestiones de adquisición del terreno" y "Gestiones de adecuación (administrativa y técnica) durante la vida útil y al final de la fase de cierre".

Con ello, corresponde a Osinerghmin incluir el costo de adquisición del terreno

Análisis de Osinerghmin

En relación a lo señalado, se verificó que, en base a lo dispuesto en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.2 del informe técnico N° 438-2016-GRT que sustenta la Resolución N° 146-2016-OS/CD que resolvió el recurso de reconsideración presentado contra la Resolución N° 074-2016-OS/CD, en referencia a las partidas de adquisición de terreno para la central y su subestación se hallan incluidos en el rubro de "obras civiles"; al respecto, se precisa que los costos ahí reconocidos corresponden a costos de adecuación y de gestión del terreno necesarios previo a las obras civiles para la construcción de la central térmica más en ningún caso corresponden a los costos relacionados con la adquisición del terreno.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.2 Análisis de Opiniones y Sugerencias de ENGIE Energía Perú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de la sugerencia presentada por ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante "ENGIE"), mediante correo electrónico recibido el 15 de marzo de 2019.

V.2.1 Modelo Perseo 2.0

Opiniones y Sugerencias

ENGIE menciona que existe un error en el modelamiento de la unidad "RF TG5 Talara" en el Modelo Perseo, el cual está afectando el cálculo de los Ingresos Tarifarios de los SPT y SGT. Por ello, Osinerghmin debe hacer la corrección que se indican a continuación y recalcular los Ingresos Tarifarios.

Señala que, respecto al archivo "SINAC.gtt", la unidad de Reserva Fría TG5 de la C.T. Malacas debe ser modelada para operar sólo con Diésel. En el Modelo Perseo esta unidad ha sido modelada como dos unidades diferentes, la unidad "gt-72" que opera con Gas Natural y la unidad "gt-72A" que opera con Diésel, lo que ha ocasionado que en los resultados del Modelo Perseo la C.T. Malacas esté despachando mayor generación de la que puede producir.

ENGIE señala que en la lista de restricciones operativas de los programas diarios de operación (Anexo 5 "Restricciones Operativas") la generación de la C.T. Malacas está restringida a una "...generación menor a 95 MW a excepción de 18 a 22 horas 140 MW, por presiones en ducto de 5 Km Pariñas - C.T. Malacas. Restricción para las unidades TGN4, TG5 y TG6 de la central Malacas". Dicha restricción se materializa con la disponibilidad de Gas Natural para despachar sólo la unidad TGN4 en las Horas Fuera de Punta y las unidades TGN4 y TG6 en las Horas Punta. Por ello, cuando las unidades TGN4 y TG6 están disponibles, la unidad TG5 puede despachar sólo con Diésel y

cuando la unidad TGN4 está en mantenimiento, la unidad TG5 recién puede despachar con Gas Natural, según se ha venido ejecutando.

Sin embargo, con el modelamiento errado de la unidad TG5 de la CT Malacas en el Modelo Perseo, ambas unidades TGN4 y TG5 despachan en simultáneo con Gas Natural, lo que no refleja la restricción de despacho existente, afectando el cálculo del Ingreso Tarifario de los SPT y SGT.

Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ENGIE, se ha procedido a revisar las restricciones operativas declaradas para el programa diario de operación, y en efecto existe una condición limitante para la libre operación de las tres (03) unidades de la CT Malacas. Asimismo, se ha revisado la declaración de la disponibilidad de gas natural diaria para la CT Malacas, en donde informa la disponibilidad total de 746,91 Mm³; además, se ha verificado que el modelamiento de dichas unidades en el modelo de corto plazo NCP, considerando la limitación de disponibilidad de gas natural para las unidades TGN4, TG5 y TG6, en ese sentido se ha procedido a modelar en el Perseo 2.0 la restricción de gas natural para la CT Malacas.

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.2.2 Numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución N° 025-2019

Opiniones y Sugerencias

Osinerghmin debe incluir como Barra de Referencia de Generación a Marcona 60 kV.

Sustento

La inclusión de la barra Marcona 60 kV como Barra de Referencia de Generación permitirá valorizar (eficiente) el consumo de los diferentes usuarios que se conectan a esta subestación, teniendo en cuenta además que existe generación que se conecta a dicha barra y que viene operando.

Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ENGIE, respecto a que la inclusión de la Barra de Marcona 60 kV permitirá valorizar eficientemente, se debe señalar que no presenta sustento alguno sobre lo solicitado; asimismo, cabe precisar que la BRG más cercana a la Barra de Marcona 60 kV es la Barra de Marcona 220 kV, en la cual puede ser utilizada para los fines correspondientes. Por otro lado, respecto a que existe generación que está conectada y operando, este no es sustento suficiente, ya que en el parque generador existen otras centrales en las mismas condiciones y no se les asigna que sea una BRG.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.2.3 Artículo 13 de la Resolución 025-2019 - Peaje de Transmisión de los SGT

Opiniones y Sugerencias

Osinerghmin debe determinar el Peaje de Transmisión unitario de las instalaciones del SGT para el periodo mayo 2019 – abril 2020, (i) determinar el Peaje de Transmisión unitario de las instalaciones del SGT para el periodo mayo 2019 – abril 2020 calculando el Saldo de Periodo de Liquidación de los SGT según el Procedimiento de Liquidación, el cual es la diferencia entre (a) el Ingreso Anual Facturado, determinado como la suma de lo facturado mensualmente cómo Ingreso Tarifario y lo facturado cómo Peaje de Transmisión sin incluir el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente de manera incorrecta por el COES; y (b) el Ingreso

Anual Esperado, (ii) disponer la devolución a los generadores de los montos correspondientes al pago por potencia que fueron destinados, de forma incorrecta, a cubrir los Saldos por Conexión de los SGT durante el Periodo de Liquidación 2018.

Sustento

En efecto, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26 de la Ley 28832, la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT debe ser asignada a los Usuarios por Osinerghmin. Asimismo, el numeral 36 del artículo 1 de la Ley 28832 define Usuarios como el grupo de “Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú”. En consecuencia, es claro que la ley ha dispuesto que el pago del Peaje de Transmisión de los SGT sea asumido, en su totalidad por los Usuarios.

En línea con lo anterior, y con el fin de garantizar que los titulares de los SGT perciban toda la remuneración de la Base Tarifaria, en el literal e) del artículo 24 de la Ley 28832 (que también es tomado en el numeral 22.4 el Reglamento de Transmisión) se dispone que cada año se agregue a la Base Tarifaria la liquidación generada por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

No obstante, la normativa es clara respecto a quién y cómo se debe asumir la remuneración del SGT, el COES determina mensualmente un Saldo por Peaje y utiliza los pagos por potencia, para cubrir completamente la mensualidad de las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, lo que eventualmente reduce los pagos por potencia que deben recibir los generadores.

Cuando lo correcto es que, en aplicación de lo dispuesto en la norma, dichos saldos se ajusten en la liquidación anual. Como también resulta evidente, no podría el Osinerghmin mantener dicho error en la fijación tarifaria, contraviniendo el mandato que la propia ley le ha asignado de garantizar que efectivamente los Usuarios asuman íntegramente dicho costo.

En ese sentido, Osinerghmin deberá determinar el Peaje de Transmisión unitario de las instalaciones del SGT para el periodo mayo 2019 - abril 2020 sumando al Peaje de Transmisión de ese periodo las diferencias entre lo recaudado cómo peaje y el Peaje de Transmisión (es decir el Saldo de Peaje), y ordenar al COES que efectúe el recalcule respectivo para la devolución a los generadores de los montos correspondientes al pago por potencia que fueron destinados, de forma incorrecta, a cubrir el saldo del Peaje de los SGT.

Cabe precisar que esta solicitud no implica modificar el cálculo de la Base tarifaria ni el Peaje de Transmisión para el periodo mayo 2019 – abril 2020, sino sólo que se restituya a los generadores aquellos montos que no recibieron y a los cuales tenían derecho por concepto de pago por potencia.

Lo contrario implicaría que Osinerghmin no cumpla con lo dispuesto en el artículo 1 de su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 054- 2001-PCM, el establece que Osinerghmin ejercerá sus atribuciones y funciones (una de las cuales es la función reguladora), en concordancia y con estricta sujeción a las disposiciones establecidas en las normas legales referidas al sector energía (una de las cuales es la Ley 28832, y en específico el artículo 26 que, como indicamos y reiteramos, establece que la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT debe ser asignada a los Usuarios). Asimismo, estaría incumpliendo con el artículo 101, literal e), de la LCE que dispone que “(. . .) es materia de fiscalización por parte del OSINERG: (...) e) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES”.

Análisis de Osinerghmin

En relación a lo señalado, cabe mencionar que, en base a lo dispuesto en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.2 del Informe Técnico N° 256-2018-GRT, que sustenta la Resolución N° 090-2018-OS/CD, que resolvió el recurso de reconsideración presentado contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD mediante la cual se fijó las Tarifas en Barra para el periodo 2018 – 2019, sobre considerar que el Saldo del Periodo de Liquidación de los SGT se determine sin considerar, como parte del Peaje de Transmisión del Ingreso Mensual Facturado el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente por el COES durante el Periodo de Liquidación Anual, se concluyó que en el Procedimiento de Liquidación Anual no contraviene la Ley 28832, debido a que la liquidación considera los montos efectivamente recaudados, que los concesiones de transmisión han facturado mensualmente; y que a su vez han sido pagados por los usuarios finales de electricidad; por otro lado respecto al Saldo por Peaje de Conexión al que se refiere el Procedimiento Técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” (en adelante “PR-30”), conforme el artículo 26 de la Ley 28832, la Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59 y 60 de la LCE. Asimismo, el numeral 27.2 del Reglamento de Transmisión señala que, la determinación, recaudación, liquidación y forma de pago del Ingreso Tarifario, del Peaje de Transmisión y del valor unitario del Peaje de Transmisión del SGT, tendrán el mismo tratamiento que el Ingreso Tarifario, Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, respectivamente.

Por lo expuesto, en complemento con el análisis contenido en el respectivo Informe Legal, no se acoge esta sugerencia.

V.2.4 Artículo 13 de la Resolución 025-2019 – Peaje de Transmisión de los SGT

Opiniones y Sugerencias

Osinerghmin debe disponer que se deje de determinar mensualmente el Saldo de Peaje de los SGT (Soles) que cubriría la mensualidad de la Base Tarifaria de los SGT, ya que ello genera que los generadores vean afectados los pagos por potencia que le corresponde. En efecto, en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley 28832, que establece que la remuneración de los SGT es asumida por la demanda, el Saldo de Peaje de los SGT deben ser atendidos a través de la liquidación anual que se lleva a cabo Osinerghmin en el proceso de fijación tarifaria.

Sustento

De acuerdo con el artículo 26 de la Ley 28832 el Peaje de Transmisión de los SGT debe ser asignado a los Usuarios. En este sentido, Osinerghmin debe efectuar el cálculo de la liquidación anual de los SGT, para garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior y lo autorizado como Base Tarifaria de los SGT para dicho periodo. No es necesario que el COES determine mensualmente el saldo para cubrir las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, toda vez que dichas diferencias deben ser cubiertas en la liquidación anual del Peaje de Transmisión, en cumplimiento de la ley. No obstante, la forma en la que viene procediendo el COES, contraviene lo dispuesto en la Ley 28832, toda vez que no se está asignando a los Usuarios el pago de la Base Tarifaria según se dispone, sino a los Generadores. En este sentido, y como ya hemos indicado en nuestro comentario 3 precedente, Osinerghmin incumple su propio

reglamento al no ejercer sus funciones en concordancia con la normativa del sector (en este caso el artículo 26 de la Ley 28832).

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al comentario V.2.3 de ENGIE.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.2.5 Artículo 13 de la Resolución 025-2019 – Ingreso Tarifario de los SPT y SGT

Opiniones y Sugerencias

Osinerghmin debe calcular el Ingreso Tarifario de los SPT y SGT sin afectar el cálculo determinado con los resultados del Modelo Perseo por el Factor de Ajuste determinado para los Precios en Barra.

Sustento

La Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832 establece que el Precio en Barra que fija Osinerghmin 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.

En cumplimiento de dicha disposición, mediante la Resolución N° 273-2010-OS/CD se aprobó el “Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados”, el cual establece los criterios para determinar el Factor de Ajuste para los precios en barra. Como resultado de la aplicación de este procedimiento, en el Proyecto se determinó un Factor de Ajuste igual a 1,8853 que se multiplica por el Precio Medio Teórico (PMT) para fijar los Precios en Barra.

Sin embargo, según se observa en la hoja “IT_SPT” del archivo “Fita May 19 SINAC T (PP).xlsx” que sustenta el Proyecto, el Ingreso Tarifario de los SPT y SGT, para el periodo mayo 2019- abril 2020, se ha determinado multiplicando el Ingreso Tarifario determinado con los PMT obtenidos del Modelo Perseo por el Factor de Ajuste, sin que ello esté contemplado en la regulación vigente.

En efecto, al no contarse con Precios en Barra en todas las barras de los SPT y SGT (por ejemplo, no se fijan precios para las subestaciones de 500 kV y varias subestaciones en 220 kV como Kiman Ayllu, Caclic, Conococha, etc.), en situaciones como esta, donde los Precios en Barra difieren en más de 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, el Ingreso tarifario debe determinarse con los PMT determinados con el Modelo Perseo.

Finalmente, se debe aclarar que determinar el Ingreso Tarifario cómo se propone en el Proyecto, afecta a los ingresos de los Generadores, al obligarlos a reconocer costos ficticios que no se generan en la realidad.

Análisis de Osinerghmin

Conforme a la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832, donde se establece que el Precio en Barra que fija Osinerghmin no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones; y además conforme el “Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados, aprobado mediante la Resolución N° 273-2010-OS/CD, el proceso de cálculo del factor de ajuste se realiza entre la relación del Precio Medio Teórico (PMT) y Precio Promedio Ponderado expresados en la Barra de Referencia, que corresponde a la Subestación Base Lima; para luego de los cálculos corresponde reflejar a las demás barras; en ese sentido estas barras ya consideran los resultados del PMT con aplicación del Factor de Ajuste, por

lo tanto, corresponde aplicar dicho factor en el cálculo del Ingreso Tarifario, haciéndolo extensivo para todas las barras.

Por lo que, no se considera correcta, la propuesta de ENGIE, de considerar en el cálculo de los Ingresos Tarifarios, el PMT sin aplicación del Factor de Ajuste.

Por lo expuesto, para obtener el cálculo del Ingreso Tarifario, éste debe considerar como para parte del proceso, el respectivo Factor de Ajuste, por lo que no se acoge esta sugerencia.

V.2.6 Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía

Opiniones y Sugerencias

El artículo 2 de la Resolución N° 128-2018-OS/CD del 25 de julio de 2018 dispuso que el 39% de la recaudación del Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de suministro de Energía sea transferido para la cancelación de los saldos pendientes a compensar por la liquidación del Cargo CVOA-CMg.

Al respecto, se solicita a Osinerghmin que se mantenga esta disposición hasta que se hayan cancelado el total de las compensaciones por el Cargo CVOA-CMg a las empresas generadoras, toda vez que, a la fecha, aún se tiene un saldo pendiente de liquidación.

Sustento

De acuerdo con la información a febrero 2019 obtenida de las valorizaciones de las transferencias emitidas por el COES, se tiene que aún existen un saldo pendiente por liquidar del cargo CVOA-CMg en el SEIN de S/ 666,344 de los cuales S/ 155,581 corresponden a ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

En la determinación del Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía (CCCSE) fijado para el periodo mayo 2018 – abril 2019 mediante Resolución N° 056-2018-OS/CD, en el cual se incluyó el saldo pendiente por liquidar del cargo CVOA-CMG, se tuvo como premisa la recaudación total para ambos conceptos durante el periodo mayo 2018 – abril 2019. Asimismo, de acuerdo a la normativa vigente, correspondió actualizar el CCCSE en enero de 2019 para el trimestre febrero 2019 – abril 2019 (fue actualizado por Resolución N° 019-2019-OS/CD), con el cual se aseguró que mediante el CCCSE se recaudase el saldo pendiente por ambos conceptos.

Así también, si lo recaudado por el concepto de Compensación en la Cadena de Suministro de Energía y por concepto de saldo pendiente por el cargo CVOA-CMg resultase mayor al monto real faltante, las empresas que recibieron por exceso deberán realizar las transferencias de dichos excesos a las empresas que se benefician por el cargo por Capacidad de Generación Eléctrica en las Valorización de Transferencias de Energía Activa correspondiente al mes de mayo de 2019 elaboradas por el COES.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.2.7 Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro de la RF de Ilo

Opiniones y Sugerencias

Se observa un error material en el archivo "01.Calculo-CUCSS-RF-May19(pp)" relacionado con el valor utilizado del indexador IPP WPSFD4131 para los

trimestres tarifarios 4 y 1 de 2019. Se colocó el valor de 205,6 cuando lo correcto es que se coloque el valor de 206,5.

Sustento

Este indicador está relacionado con el factor de reajuste de la variación de precios de la Reserva Fría de Ilo. En efecto, aplicando el dato errado se obtiene que el Factor de Reajuste de variación de precios de la Reserva Fría de Ilo es de 1,73 %, cuando lo correcto es que sea 2,09%.

Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ENGIE, corresponde considerar un valor de 206,5 para el trimestre 4 de 2018. Sin embargo, para el trimestre 1 del año 2019 corresponde el valor de 206,8 ya que se consideró el índice WPSFD4131 con la información disponible al 31 de marzo de 2019, para determinar el Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.2.8 Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica de la C.T. Planta N°2 Ilo

Opiniones y Sugerencias

En el archivo excel "01.Calculo-CUCGEMay19(pp).xls" se ha identificado un error material en la columna "Monto de Remuneración (S/)" que contiene a la ecuación de actualización del monto de remuneración.

En efecto, en esta ecuación se ha quedado pegado el número de días del mes (ha quedado como si todos los meses del año tuvieran 30 días) cuando debería variar dependiendo del número de días del mes en evaluación.

Sustento

El numeral 5.5 del contrato de NEPI, indica que el precio de potencia ajustado ("precio de potencia reajustado" en el archivo Excel) se aplica a partir del cuarto día del primer mes. Por lo tanto, para poder determinar cuál es el monto de remuneración mensual, se debe tomar un valor ponderado consistente en el precio del mes anterior para los 3 primeros días del mes y el precio mensual para los siguientes días mes.

Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ENGIE, resulta correcto su comentario. Por lo tanto, se realizará lo sugerido por dicha empresa en el archivo "01.Calculo-CUCGEMay19(pp).xls".

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.3 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Oriente S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), mediante correo electrónico recibido el 15 de marzo de 2019.

V.3.1 Inclusión a la Barra de Cálcul 220 kV como BRG

Opiniones y Sugerencias

A partir de noviembre del 2018, el sistema de Chachapoyas, anteriormente sistema aislado, se integró al SEIN a través de su interconexión en la barra 22,9 kV de la subestación Cáclic.

En el proyecto de resolución de Tarifas en barra mayo 2019 – abril 2020, contenida en la Resolución 025-2019, no figura la barra de Cáclic como una BRG.

Para la actual facturación de la energía de los usuarios regulados del sistema Chachapoyas, cuyo consumo se refleja en la compra de energía en la barra de Cáclic, se viene tomando a la barra de Belaunde 138 kV como su BRG, ello en virtud de la propia recomendación que nos hiciera llegar el Osinergmin, a través de su Oficio N° 0947-2018-GRT del 30 de noviembre de 2018. En el oficio mencionado, también manifiesta que era conveniente, se podría solicitar fijar a la barra de Cáclic como una BRG.

A fin de que se pueda contar con una BRG que refleje el costo de generación en la propia barra de consumo, es que se solicita que en el presente proceso de regulación de Tarifas en Barra mayo 2019 - abril 2020, se incluya a la barra Cáclic 220 kV como una BRG.

Análisis de Osinergmin

Conforme señala el artículo 43 de la LCE, las concesiones de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad están sujetas a la regulación de precios la venta de energía de Generadores. Asimismo, conforme al artículo 46 de la LCE, las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por Osinergmin y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Al respecto, ELOR solicitó fijar como BRG la SE Cáclic 220kV, al interconectarse el sistema Chachapoyas (anteriormente sistema aislado) al SEIN, a través de la barra 22,9 kV de la SE Cáclic. En ese sentido, y en conformidad con las condiciones de aplicación de los Precios en Barra establecidas en la Resolución N° 025-95 P/CTE y modificatorias; corresponde definir como BRG la barra Cáclic 220 kV.

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.3.2 Incluir en la tarifa en barra del sistema Aislado de Iquitos, la valorización de todo sistema de transmisión de Iquitos, utilizando para ello la nueva base de datos de módulos estándares para sistemas de transmisión

Opiniones y Sugerencias

ELOR señala que la tarifa en barra del sistema aislado de Iquitos es definida en base a la remuneración de los grupos de generación, sistema de transmisión de GENRENT y las instalaciones de transmisión de propiedad de ELOR, por tal razón solicita que se considere los costos de todos los transformadores instalados de ELOR, dado que solo se está valorizando cuatro transformadores 60/10 kV, cuando en todo el sistema de Iquitos existen siete transformadores: tres transformadores 60/10 kV, tres transformadores 60/22.9/10 kV y un transformador elevador de 22.9/10 kV, para ello presenta como sustento el Diagrama Unifilar del Sistema Aislado de Iquitos.

Por otro lado, señala que habida cuenta que con Resolución N° 179-2018-OS/CD, modificada con Resolución N° 009-2019-OS/CD, se aprobó la nueva base de datos de módulos estándares de inversión para sistemas de transmisión, es importante que se utilice esta base de datos para la valorización de todo el sistema de transmisión de Iquitos, con el fin de que la tarifa refleje los costos actuales de la transmisión.

Por las razones anteriores, solicita se incluya en la tarifa en barra del sistema aislado de Iquitos, la valorización de todo el sistema de transmisión de Iquitos; y, además, que esta valorización se realice aplicando la última base de módulos estándares de inversión para sistemas de transmisión aprobada por Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

La remuneración del Sistema Aislado Iquitos si considera la remuneración de todas las instalaciones del Sistema de Generación y Sistema de Transmisión instalado y que es necesario para la correcta operación del sistema.

De la revisión del diagrama unifilar presentado por ELOR, se verifica que existe un solo transformador de 3 devanados 60/22.9/10 kV de 12MVA ONAF y cinco transformadores de 2 devanados 60/10kV de diferentes potencias, los cuales serán considerados en la formación de la tarifa de generación del sistema aislado Iquitos, valorizados con los módulos estándar vigente.

Con respecto al transformador elevador de 10/22.9kV de 7MVA, este no es considerado, puesto que ello corresponde al sistema de distribución.

Por lo expuesto, se acoge en parte esta sugerencia.

V.4 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Genrent del Perú S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Genrent del Perú S.A.C. (en adelante "GENRENT"), con relación a la fijación del Costo Variable No combustible (en adelante "CVNC") de la Central Térmica de Iquitos Nueva (en adelante "CTIN") mediante carta S/N recibido el 15 de marzo de 2019.

V.4.1 Reducción de Costos del Personal Local

Opiniones y Sugerencias

GENRENT señala que, Osinerghmin ha considerado conveniente reducir la suma de 2,207 USD/MWh, correspondiente a los "costos del personal local" bajo el argumento de puede considerarse como gastos solo aquellos considerados en el Procedimiento Técnico del COES N°34 (en adelante "PR-34") y que el pago por personal local de mantenimiento debe limitarse a personal calificado especializado, no corresponde cargar costos de personal no calificado. Debe separarse los costos de personal especializado y de no calificado.

Sostiene que, efectivamente, el numeral 6.12 del PR-34 indica que "se considerarán como costos de mantenimiento únicamente a los contratos de alquiler de herramientas o utilería especial, así como los contratos de asesoría técnica especializada e independiente y mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento de cada categoría de mantenimiento. Los costos de personal de operación y mantenimiento propio de la empresa no serán considerados como costos de mantenimiento".

Del texto transcrito anterior, entiende que Osinerghmin discrimina el costo vinculado a personal técnico especializado y no especializado. Luego, infiere que dicho personal puede ser local o extranjero y supone que Osinerghmin solo ha considerado al personal extranjero, descontando al personal local a ser contratado, aduciendo que no es personal técnico especializado. Considera que se trata de un simple error, dado que se estaría discriminando al personal

técnico especializado local, contraviniendo al PR-34 y llevar a un absurdo de tener que contratar personal extranjero.

Genrent manifiesta que no realiza la operación y mantenimiento de la Central Térmica Iquitos Nueva con personal propio. Para ello ha suscrito un Contrato de Operación y Mantenimiento con la empresa VPTM Iquitos S.A.C. (en adelante, "VPTM"), el cual constituye un contrato técnico especializado entre dos personas jurídicas independientes. Adjunta copia de la adenda a su Contrato de Operación y Mantenimiento (en adelante, "Contrato VPTM").

Alega GENRENT que su Contrato VPTM incluye la provisión de mano de obra especializada y, en concordancia con el numeral 6.12 del PR-34, considera que los costos por mantenimientos especializados deben ser aprobados como parte del CVNC, en la medida que cumplan con ser brindados por una empresa independiente y que califican como servicios técnicos especializados.

Adicionalmente, describe parte de un "Maintenance Contract" suscrito entre VPTM y MAM Diesel & Turbo SE (en adelante "MANPOWER"), mediante el cual MANPOWER brindará los servicios técnicos especializados con un equipo que se conforma, en parte, con personal enviados por MANPOWER desde Alemania, y por personal local a ser contratado directamente por VPTM, como se muestra en el Figura V.2.

Figura V.2
Personal según Contrato VPTM

Maintenance Type	Required Customer Staff	Contract Personnel*	No. of days per Engine and interval type**
6.000	6 skilled 2 unskilled	1 Senior Engineer	8
12.000	8 skilled 3 unskilled	1 Senior Engineer	22
		1 Superintendent Engineer	
		1 TC Senior engineer	6
24.000	8 skilled 3 unskilled	1 Senior Engineer	23
		1 Superintendent Engineer	
		1 TC senior engineer	6
36.000	8 skilled 3 unskilled	1 Senior Engineer	38
		1 Superintendent Engineer	
		1 TC senior engineer	6

Precisa que el contrato clasifica al personal local como "skilled" y "unskilled", en función del grado de especialización. Enfatiza que ambas categorías de personal local son personal especializado, aunque con distintos grados de experiencia entrenados previamente por parte del mismo MANPOWER.

Asimismo, muestra algunos detalles del Contrato entre MANPOWER y VPTM donde se establece que el personal a ser proporcionado por VPTM debe ser debidamente calificado y en caso que VPTM no cuente dicho personal, lo proporcionaría la misma MANPOWER, con la finalidad de demostrar que el personal local es personal calificado y no como Osinergmin presume que se trata de personal sin calificación alguna.

Finalmente, GENRENT solicita que se reconozcan los costos de personal local (denominado "personal local de mantenimiento" en el Informe N° 025-2019-GRT) dentro de los costos reconocidos en el CVNC, de acuerdo al PR-34, ya que:

- (i) No es personal de Genrent, sino que se trata de personal de VTPM;
- (ii) No por el hecho de ser personal local (peruano), se le puede automáticamente asumir que no es personal especializado; y
- (iii) Se trata de un equipo de trabajo altamente especializado.

Análisis de Osinerghmin

GENRENT reconoce que, efectivamente, el numeral 6.12 del PR-34 indica que *"se considerarán como costos de mantenimiento únicamente a los contratos de alquiler de herramientas o utilería especial, así como los contratos de asesoría técnica especializada e independiente y mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento de cada categoría de mantenimiento. Los costos de personal de operación y mantenimiento propio de la empresa no serán considerados como costos de mantenimiento"* (Subrayado agregado por GENRENT).

Por otro lado, GENRENT declara que no cuenta con personal propio para realizar la operación y mantenimiento de la Central Térmica Iquitos Nueva. Asimismo, señala haber suscrito un Contrato de Operación y Mantenimiento con la empresa VPTM Iquitos S.A.C., quien les presta servicios a favor de GENRENT.

Sin embargo, como establece el Procedimiento PR-34, los costos que son reconocidos en el cálculo de CVNC se refieren a costos de mantenimiento únicamente a los contratos de alquiler de herramientas o utilería especial, así como los contratos de asesoría técnica especializada e independiente y mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento de cada categoría de mantenimiento. Los costos de personal de operación y mantenimiento propio de la empresa no serán considerados como costos de mantenimiento. Por tanto, GENRENT debe presentar los costos sustentados con facturas y no con cotizaciones realizadas para los mantenimientos especializados, vale decir, a partir de las 6 000 horas en adelante.

Para efectos de la aplicación del numeral 6.12 del PR-34, se requiere conocer los costos efectivamente incurridos. Por tanto, GENRENT tiene la obligación de presentar y sustentar en la forma como indica el numeral 6.2, independientemente de los contratos que tenga para cumplir sus obligaciones como concesionario de generación.

En cuanto al personal que se requiere para los mantenimientos de 6 000 horas en adelante, se considerarán al personal técnico especializado en mantenimiento que generalmente proporciona el fabricante, conjuntamente con los costos de alquiler de herramientas especiales independientemente del personal de operación y mantenimiento de la planta, al cual Osinerghmin lo denomina como personal local, personal propio o de planta, el cual no debe ser considerado en el CVNC, como establece el numeral 6.2 mencionado.

No es objetado el hecho que GENRENT tercerice los servicios que requiere, sin embargo, hay servicios que corresponden a GENRENT que no son reconocidos en el PR-34. Sin embargo, estos costos se encuentran fuera del reconocimiento del PR-34.

Al respecto, se ha revisado el programa de mantenimiento del fabricante MAN y se observa que hasta 1 000 – 2 000 horas de operación se realizan labores de comprobación o medición de parámetros operativos, que pueden ser realizado por el personal de operaciones de la CTIN. Se requiere personal especializado en los Mantenimientos Mayores de 5 000- 6 000 horas en adelante, donde hay cambio de repuestos. Como ejemplo se muestra en la

Figura V.3, que entre 1 000 – 2 000 horas de operación se realizan comprobaciones o constataciones visuales.

Figura V.3

Appendix IV: Maintenance Schedules for Each Engine 32/44CR
EXECUTION VERSION

MAN Diesel & Turbo

1, 2, 3				per													
					24	250	1-2*	5-6**	10-12*	12-15*	18-24*	30-40*	50-60*	80-80*	80-100*		
225	Checking the VVT end position sensors; visual inspection of cabling	112.04	1	0.5	Engine				X								
226	Replace the VVT drive	112.03	2	2	Engine								X				
<i>Rocker arm</i>																	
231	Check rocker arm and associated bolted connections (visually)	111.03	1	0.1	Cyl.			X									111
<i>Inlet and exhaust valves</i>																	
233	Check the valve clearance - see also 405	111.02	2	0.2	Cyl.			X									113/114
234	Remove two inlet valves (for each cylinder bank in the case of V engines). Check valve seats, valve cones, valve guides and valve rotators, replace worn parts. Check the rotational movement of the valve cone following re-installation - also see 405.	113.01 113.02 113.03 113.04 113.05	2	1	Valve			X									
235	Remove all inlet valves. Check and rework valve seats and valve cones.	113.01 113.02	2	2	Valve					X							

En aplicación del PR34, se reconocen los costos del personal calificado “skill”, el personal no calificado “unskill” no se debe considerar.

Claramente manifiesta GENRENT, indicando la participación de personal no especializado (UNSKILLED) y por ende no se reconocen dichos costos, tal como presenta GENRENT en el Cuadro N° 1, referido al Contrato LTSA-Maintenance Contract (Contrato de Mantenimiento) suscrito entre VPTM y MAN Diesel & Turbo SE.

En este sentido, el hecho que GENRENT decida no contar con personal propio para la operación, mantenimiento y la administración de la CTIN, y tenga que celebrar contratos con terceros para cumplir con operar la central, no implica que sean reconocidos por el procedimiento PR-34. Asimismo, en cumplimiento de las normas establecidas tiene la obligación de presentar los costos desagregados de los mantenimientos especializados, independientemente de los contratos que tenga para cumplir con sus obligaciones firmados con el Estado Peruano a través de los Contratos del Proyecto: “Suministro de Energía para Iquitos”.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.4.2 Reducción de los Costos de administración (Handling Fee)

Opiniones y Sugerencias

GENRENT menciona que Osinergmin tomó por conveniente descontar el monto de 0,631 USD/MWh, correspondiente al “Handling Fee” del CVNC, señalando que puede considerarse como gastos solo aquellos considerados en el PR-34, debiendo eliminarse o reducirse los que no correspondan, tales como los costos de administración (handling fee).

Considera que el concepto y lo que representa el Handling Fee no ha sido entendido por el Regulador.

GENRENT manifiesta que la operación y mantenimiento de la CTIN no es realizada por Genrent directamente, sino por VPTM, a través de un Contrato de Operación y Mantenimiento. Por medio de este acuerdo, VPTM presta en favor Genrent una serie de servicios altamente especializados. Resalta que Genrent ni siquiera cuenta con personal en Iquitos, para ello ha tercerizado los servicios en VPTM, quien cuenta con personal propio altamente calificado.

Sostiene que, Osinerghmin asume erróneamente que los precios ofertados por VPTM en Contrato VPTM, eran precios separables, cuando en realidad no es así. A manera de ejemplo, señala que cuando Genrent paga a VPTM por algún repuesto, no solo se está remunerando el costo mismo del repuesto (costo del proveedor primario), sino que además se remuneran los servicios asociados a la entrega del repuesto on site, on time. Estos servicios asociados son, por ejemplo, los costos de transporte internacional, costos de internación del repuesto, costos de transporte local (de la ciudad de Iquitos a la CTIN), costos financieros, herramientas especiales, seguros, descarga, almacenamiento, etc. Estas actividades realizadas por VPTM equivalen al 7% del precio de venta del repuesto.

Menciona que, si bien es cierto, Genrent tendría libertad de hacer la compra directamente al proveedor primario del repuesto, existirán una serie de actividades que igualmente deberán ser remuneradas para lograr que los repuestos en cuestión lleguen a la CTIN on site, on time.

Considera que el valor del Handling Fee debe ser atribuido como parte del CVNC en la medida que claramente se trata de servicios prestados en el marco de "contratos de asesoría técnica especializada e independiente", tal y como lo define el PR-34.

GENRENT alega que entre los servicios prestados por VPTM a favor de Genrent, los cuales son remunerados a través del mencionado Handling Fee, se encuentran:

- (i) Comprar, almacenar y hacerse responsable de las herramientas especiales, utilería, repuestos y aceite lubricante.
- (ii) Asumir los costos financieros de las transacciones de compra y venta nacional e internacional por diferencia de cambio;
- (iii) Trasladar los bienes requeridos para el mantenimiento de la Central desde la ciudad de Iquitos hasta la CTIN (cumpliendo estándares de servicio just in time), lo cual incluye asumir los costos de las pólizas de seguros necesarios;
- (iv) Brindar asistencia técnica en la evaluación y aprobación de los repuestos a ser adquiridos;

Por lo tanto, solicita que se reconozcan el Handling Fee dentro del CVNC, ya que de acuerdo a lo expresamente establecido en el PR-34, ésta se sustenta en una asesoría especializada e independiente brindada a favor de Genrent.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a los gastos de Handling Fee, estos son propios de la empresa, que deben ser asumidos por GENRENT. Es decisión de GENRENT encargarse de las gestiones para la adquisición de los repuestos o tercerizarlos, pero su costo no puede ser incorporado al CVNC.

Los costos de repuestos incluyen hasta la llegada a la central. GENRENT no ha atendido la observación de Osinerghmin de presentar facturas (FOB + transporte internacional +seguro + transporte local) de las adquisiciones ya

realizadas. Los costos unitarios presentados por GENRENT (en forma de cotizaciones) se encuentran sobrevalorados al considerar que se adquiere un juego para cada grupo y en cada oportunidad, cuando lo eficiente es adquirir repuestos para los siete grupos y de esta manera se reduzcan los costos. Las cotizaciones presentadas por GENRENT no pueden ser considerados como facturas, dado que no representa lo efectivamente pagado.

GENRENT declara que ni siquiera cuenta con personal en Iquitos, para ello ha tercerizado los servicios en VPTM, quien cuenta con personal propio altamente calificado y le presta una serie de servicios altamente especializados y a este lo considera como “contrato de asesoría técnica especializada” a fin de pretender que le cubran todos los gastos incurridos en la operación y mantenimiento de la planta térmica, alegando que no tiene personal propio y beneficiarse de lo establecido en el PR-34. Muchas de las actividades contratadas a VPTM son obligación de GENRENT en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano. Por citar, no se requiere un servicio de asistencia técnica en la evaluación y aprobación de los repuestos a ser adquiridos, ya que estos se adquieren directamente del OEM con número de parte del repuesto requerido.

Por otro lado, GENRENT señala que los servicios asociados a la entrega de los repuestos contienen los costos de transporte internacional, costos de internación del repuesto, costos de transporte local (de la ciudad de Iquitos a la CTIN), costos financieros, herramientas especiales, seguros, descarga, almacenamiento, etc. Estas actividades realizadas por VPTM equivalen al 7% del precio de venta del repuesto. Sin embargo, no presenta sustento del porcentaje mencionado.

Bajo los contratos de tercerización suscritos por GENRENT para la operación, mantenimiento y gestión de la CTIN no puede desagregar los costos que exige el PR-34 para el cálculo del CVNC, ello no implica el reconocer el total de dichos contratos, Es obligación de GENRENT establecer contratos de manera que se ajusten a las normas vigentes del sector electricidad a fin de sustentar los costos realmente incurridos en las actividades relacionadas al CVNC y otros.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.4.3 Eliminación de los USD 6 200 cada 1 500 horas para la determinación del CVNC

Opiniones y Sugerencias

GENRENT menciona que Osinergmin consideró conveniente reducir del CVNC el monto de 0,631 USD/MWh, correspondiente al mantenimiento de cada 1 500 horas, en aplicación del numeral 6.12 del PR-34.

GENRENT reconoce que el numeral 6.12 del PR-34 efectivamente indica que se considerarán como costos de mantenimiento únicamente a los contratos de alquiler de herramientas o utilería especial, así como los contratos de asesoría técnica especializada e independiente y mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento de cada categoría de mantenimiento. Los costos de personal de operación y mantenimiento propio de la empresa no serán considerados como costos de mantenimiento" (Subrayado agregado por GENRENT).

GENRENT interpreta que, para lograr el reconocimiento del costo, OSINERGMIN sólo debe considerar el costo vinculado al personal técnico especializado e independiente que realice los trabajos de mantenimiento, de acuerdo a las categorías de mantenimiento correspondientes a la CTIN.

Menciona que Osinergmin optó por descontar del cálculo del CVNC de Genrent el costo que supone el personal técnico especializado e independiente que realiza trabajo de mantenimiento cada 1 500 horas, asumiendo automáticamente que las actividades de dicho personal son realizadas por personal propio de Genrent.

Sin embargo, sostiene que la interpretación que hace Osinergmin es errada, puesto que las actividades de mantenimiento cada 1 500 horas no son realizadas por personal de GENRENT, ya que no cuenta con personal técnico en Iquitos, sino que son realizadas por personal especial de VPTM, que no son parte del staff de operación (parte operativa diaria) de la CTIN y por tanto alega que se reconozca, dentro del cálculo del CVNC, los 6 200 USD por las labores de mantenimiento de cada 1 500 horas. Presenta la Figura V.4 de actividades a realizarse cada 1 500 horas.

Figura V.4

Mantenimiento Menor 1500HO	
15	Have the oil sample analysed
16	Change oil filling (depending on results of analysis), clean the tank
34	Have test of the cooling water sample carried out at laboratory
35	Check cooling spaces, chemically clean the system (cylinder and nozzle cooling). Possibly have cleaning carried out by a specialist company
36	Cooling water heat exchanger: Clean the cooling spaces, possibly by specialist company
221	VVT couplings (connections of eccentric shafts): Check fastening screws for firm seat (on 2 couplings per cylinder bank)
272	Clean and lubricate starter pinion and gear rim.

Menciona que el mantenimiento de cada 1 500 horas, puede verse reflejado en el Cronograma de Actividades de la Marca MAN DIESEL & Turbo, para estos motores, pudiéndose observar las actividades a realizarse cada 24 y 250 horas, las cuales con ejecutadas por el staff de operación (parte operativa diaria) de VPTM, cuyos costos no están discusión.

Sin embargo, señala que el mismo cronograma contempla una serie de actividades entre las 1 000 a 2 000 horas, que son consideradas actividades especiales que no pueden ser ejecutadas por el mismo personal encargado de la operación de mantenimiento. Ello es menos posible en el caso de Genrent, que trabaja en operación constante y bajo unos índices de confiabilidad bastante exigentes, donde se tiene que atender los demás motores en plena operación.

Por otro lado, menciona que este mismo concepto fue reconocido por Osinergmin en el primer estudio para la determinación del CVNC.

Solicita que se reconozcan los costos por mantenimiento cada 1 500 horas ascendentes a USD 6 200 dentro del CVNC.

Análisis de Osinerqmin

El mantenimiento que se realiza cada 1 500 horas es tipificado como mantenimiento menor, tal como lo presenta GENRENT en el Cuadro N° 3, y no corresponde al mantenimiento que requiere personal especializado, el cual sí es requerido para mantenimientos mayores a las 6 000 horas. Se reitera que solo se reconoce lo que establecen los procedimientos técnicos aplicables del COES.

Observando las recomendaciones del fabricante, los mantenimientos menores a 6 000 horas son actividades rutinarias que puede realizar el personal de planta. Estas actividades son mencionadas en el Contrato VPTM, tal como se muestra en el Cuadro N° 3 proporcionado por GENRENT.

Con relación a lo manifestado por GENRENT, respecto a que esta actividad fuera reconocida en la primera fijación del CVNC y en esta ocasión no; cabe señalar que la información presentada por GENRENT en el estudio del CVNC de noviembre 2018, contiene información con más detalle del cual se aprecian los gastos a ser reconocidos en aplicación del PR-34.

GENRENT reitera que no cuenta con personal técnico en Iquitos, y que todos los servicios los tiene tercerizado con VPTM, quien cuenta con personal propio altamente calificado. Menciona que para el mantenimiento de 1 500 horas son realizadas por personal especial de VPTM, que NO son parte del staff de operación, pretendiendo que se le reconozca dentro del CVNC establecido en el PR-34. Al respecto, el hecho que GENRENT haya decidido tercerizar TODAS sus actividades y funciones es de su entera responsabilidad, así como el cumplimiento de los Contratos firmados con el Estado Peruano y ELOR.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.4.4 Reducción de Disposición de Lodos para el cálculo del CVNC

Opiniones y Sugerencias

GENRENT señala que en el cálculo del CVNC realizado por Osinerqmin, se excluyó del concepto de "disposición de lodos", bajo el argumento de puede considerarse como gastos solo aquellos considerados en el PR-34, debiendo eliminarse o reducirse los que no correspondan.

Sobre el particular, menciona la Ley de Concesiones Eléctricas dispone que los titulares de concesiones o autorizaciones, como Genrent, están obligados a cumplir con las normas de conservación del ambiente. En línea con ello, señala que el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos especifican las condiciones de operación y características de las instalaciones de almacenamiento y disposición de residuos sólidos peligrosos.

Sostiene que las actividades de almacenamiento y disposición de residuos sólidos peligrosos se incrementan de forma directamente proporcional a las horas de operación de los motores; por tanto, el costo que irroga la disposición de lodos, debe ser considerado como parte del CVNC.

GENRENT solicita que se reconozca el concepto del almacenamiento y disposición de residuos sólidos (disposición de lodos) dentro de los costos reconocidos en el CVNC, de acuerdo al PR-34, dado que son actividades que Genrent debe cumplir obligatoriamente y éste es directamente proporcional a las horas de operación de la CTIN.

Análisis de Osinerqmin

En el estudio alcanzado por GENRENT en noviembre 2018, se cita que el CVNC incluía el concepto de disposición de lodos; al cual, Osinerqmin observó

que no debería considerarse, dado que en el PR-34 no se menciona ese rubro y que GENRENT debería excluir del cálculo del CVNC. Además, se mencionó que dicho cálculo no fue encontrado en las hojas de cálculo proporcionado por GENRENT y en el cuadro de exclusiones éste se presentó en blanco, habiendo esperado Osinergrmin que GENRENT levantara esta observación, lo cual no se produjo.

En este sentido, este rubro aún continúa dentro del CVNC y debería excluirse dado que corresponde al tratamiento del combustible, el cual es considerado en el CVC.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.4.5 Otras consideraciones

Opiniones y Sugerencias

GENRENT manifiesta que no es su intención el cuestionar la Resolución N° 025-2019-OS/CD (en adelante, la "Resolución"), sino más bien participar de todas las etapas del procedimiento de Fijación tarifaria, dejando presente lo siguiente:

- a) Señala que la Resolución ha vulnerado el principio de la debida motivación de los actos administrativos, por cuanto no sustenta, de forma clara y concisa, cuál es la base legal que le otorga a Osinergrmin la facultad de poder calcular, de oficio, el valor del CVNC de Genrent, por cuanto esto se ha realizado con información insuficiente, inexacta y desactualizada.
- b) De la misma manera, agrega, en los informes técnico y legal que complementan la motivación, Osinergrmin sólo refiere un supuesto criterio establecido en períodos tarifarios previos. Sin embargo, dado que aquel tampoco ha sido debidamente motivado; queda claro que sólo se intenta dar un cumplimiento formal a la debida motivación; con el fin de amparar en frases sin ningún sustento fáctico o jurídico su irregular propuesta de calcular el CVNC de Genrent, de oficio y con información insuficiente, inexacta y desactualizada.
- c) Menciona que, a su vez, Osinergrmin vulnera el principio de legalidad cuando calcula de oficio y con información insuficiente, inexacta y desactualizada, el valor del CVNC de Genrent; ya que ninguna normativa aplicable a los Contratos de Inversión le otorga dicha facultad.
- d) Finalmente, sostiene que Osinergrmin contraviene el principio de predictibilidad ya que vulnera sus propios actos administrativos cuando calcula, de oficio y con información insuficiente, inexacta y desactualizada, el valor del CVNC de Genrent sin tomar en cuenta el CVNC aprobado en el período tarifario 2017-2018, que siguió vigente en el período tarifario 2018-2019; ni el criterio de cálculo que expresó para calcularlo.

Análisis de Osinergrmin

Con relación a lo manifestado por GENRENT, en el sentido de que el cálculo del CVNC se ha realizado con información insuficiente, inexacta y desactualizada; cabe señalar que Osinergrmin solo ha considerado la información proporcionada por GENRENT en el estudio de "Cálculo del CVNC de la Central Térmica Iquitos Nueva" de noviembre 2018. Al cual, Osinergrmin remitió las observaciones mediante Oficio N° 118-2019-GRT. Posteriormente, solicitó ampliación de plazo para la absolución de las observaciones, por lo cual, se le otorgo un plazo hasta el 15 de febrero de 2019, mediante el Oficio N° 135-2019-GRT. Sin embargo, Genrent remitió el 14 de febrero de 2019, el pedido de desistimiento de la evaluación del estudio del cálculo del CVNC,

argumentando que se encuentran evaluando con el Ministerio de Energía y Minas la suscripción de las adendas a sus contratos.

Osinerghmin, apelando a los artículos 78, 79, 80 y 87 del Reglamento General de Osinerghmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, así como del Título I del Decreto Legislativo N° 807, mediante Oficio N° 0301-2019-GRT, se reiteró la presentación de las absoluciones a las observaciones de su estudio de CVNC. Con fecha 25 de marzo de 2019, GENRENT presentó las absoluciones, los cuales no contiene la información en la forma como lo requiere el PR-34.

Por tanto, GENRENT lejos de participar en las diferentes etapas del proceso regulatorio ha mostrado desinterés en presentar la información clara y precisa como lo establece el PR-34. Un mayor análisis sobre este comentario se realiza en el Informe Legal N° 185-2019-GRT, en el cual se concluye que no se acoge el presente comentario.

V.5 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Zaña S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electro Zaña S.A.C. (en adelante "ZAÑA"), mediante Carta N° EZ-CAR-152-2019 del 13.03.2019 y correo electrónico recibido el 15 de marzo de 2019.

V.5.1 Prima RER de la C.H. Zaña 1

Opiniones y Sugerencias

De la revisión del proyecto de resolución que fija las tarifas en barra para 2019 – 2020, advierte que no ha incluido a ZAÑA en el listado de empresas que reciben un Cargo por Prima. Ello, a pesar de que ZAÑA cuenta con un contrato de concesión vigente para suministrar energía renovable al SEIN bajo la Tarifa de Adjudicación pactada en dicho contrato.

ZAÑA no identifica ninguna razón para ser excluida del listado anteriormente señalado. En efecto, manifiesta que la empresa ha cumplido en su totalidad con los requerimientos establecidos en el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN y se encuentra inyectando energía SEIN desde el 29 de diciembre de 2018, tal como ha sido acreditado y confirmado oportunamente por el COES. Atendiendo a ello, por medio de la presente se solicita se sirvan revisar el listado anteriormente referido a efectos de incorporar a ZAÑA en el mismo, al ser una empresa que cuenta con un contrato vigente para el suministro de energía renovable vigente, y a la que; por lo tanto, le corresponde recibir el cargo por prima estipulado en dicho contrato.

Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ZAÑA, en el numeral 13.C⁶⁶ del "Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables", se precisa que la puesta real de Puesta en Operación Comercial no podrá exceder en (02) dos años la fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial, caso contrario el contrato quedará automáticamente

⁶⁶ 1.13.C Fecha Real de Puesta en Operación Comercial: Fecha real de entrada en operación comercial de cada central, certificada por el COES de acuerdo a sus Procedimientos, la cual no podrá exceder en dos (02) años la Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial, caso contrario el Contrato quedará automáticamente resuelto y se ejecutará la Garantía de Fiel Cumplimiento.

resuelto y se ejecutará la garantía de Fiel Cumplimiento, siendo la Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial la fecha establecida en las Bases. Asimismo, de acuerdo al artículo 12.2 del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, establece que *“para efectos de Puesta en Operación Comercial, no se permitirá particionar la central por unidades de generación eléctrica, etapas, fases o de cualquier otra forma”*.

Ahora bien, sobre el caso de la CH Zaña I, proyecto adjudicado en la 3° Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, en el numeral 1.4.23 del contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN firmado por el Estado Peruano y ZAÑA, se cita lo establecido en el numeral 13.C del “Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”. Asimismo, en el numeral 1.4.24 del contrato se estableció que la Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial (POC) es el 31 de diciembre de 2016. Por lo tanto, Fecha Real de POC podría ser hasta el 31 de diciembre de 2018.

Ahora bien, dado que la CH Zaña I entró en POC en febrero de 2019, es decir fuera del plazo establecido; no corresponde determinar el cálculo del cargo por la Prima RER para el presente periodo regulatorio.

Los aspectos citados, incluso han originado una solicitud de arbitraje de ZAÑA ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima, la cual busca la preservación del Contrato RER y la liberación de la Carta Fianza de Fiel Cumplimiento; los cuales deberán dilucidarse previamente a efectos del eventual reconocimiento de la Tarifa de Adjudicación del Contrato RER, y por tanto de la Prima RER.

Por lo expuesto, en complemento con el análisis contenido en el respectivo Informe Legal N° 185-2019-GRT, no se acoge esta sugerencia.

V.6 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Adinelsa.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Adinelsa, mediante Carta N°251- 2019-GT-ADINELSA del 15 de marzo de 2019.

V.6.1 Criterios de cálculo de Precios en Barra de Sistemas Aislados

Opiniones y Sugerencias

ADINELSA sostiene que los criterios generales de eficiencia aplicados por Osinergmin, referidos al artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas, sea corregido debido a que se asume que la demanda sea cubierta como un sistema generalmente adaptado a las necesidades de cada carga y un costo eficiente.

Agrega que el sistema de cálculo ya no debería considerarse, debido a que, en el año 2015, mediante el Decreto Legislativo N° 1221 en su artículo 66, se modificó dicho criterio, determinándose las tarifas por sectores típicos por cada empresa concesionaria, que con ello se logrará tener Precios en barra más reales y eficientes por cada sistema eléctrico aislado.

Asimismo, menciona que en el cuadro N° 6.2 del Informe N° 090-2019-GRT, los sectores de distribución típicos que se indican, ya fueron modificados por la Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE de fecha 27 de octubre de 2017, donde establece para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2018 y 2019, los siguientes Sectores de Distribución Típicos:

- 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.

Análisis de Osinerghmin

Efectivamente mediante Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE, se modificó los sistemas típicos de distribución para el efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2018 y 2019.

Sin embargo, para la regulación de los precios en los sistemas aislados, se rige por el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, dispone la creación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, con la finalidad de compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM publicado el 26 de noviembre de 2006 en el diario oficial El Peruano, se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” en el cual se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del referido mecanismo. Motivo por el cual no es procedente modificar el criterio aplicado para la determinación del Precio en Barra de Sistemas Aislados, debido a que se viene cumpliendo estrictamente con la normativa vigente.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.6.2 Metodología de asignación del MCSA

Opiniones y Sugerencias

ADINELSA, en referencia al Mecanismo de Compensación e Sistemas Aislados (MCSA), indica que. en el Informe N° 090-2019-GRT, la configuración actual de la demanda de los Sistemas Aislados es tal que más del 90 % del Monto Especifico es asignado al único sistema mayor de Iquitos en aplicación al Reglamento del MCSA. Esto implica que los restantes sistemas aislados sean muy sensibles a la variación del Monto Especifico, lo cual daría una aplicación desigual del beneficio del mecanismo. ADINELSA recomienda cambiar de metodología de cálculo de los Precios en Barra, para no depender de otros sistemas aislados.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a la afirmación de que más del 90% del monto específico es asignado al único sistema aislado mayor de Iquitos en aplicación del MCSA y que los demás sistemas aislados son muy sensibles a la variación del monto específico, lo cual daría una desigual en la distribución del beneficio del mecanismo, cabe señalar que el MCSA prevé la compensación de una parte

del diferencial que existe entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN a través de la compensación del monto de específico que se asigna a cada empresa, el cual depende únicamente de los sistemas aislados típicos que opera la empresa en función de la energía suministrada a los usuarios.

En tal sentido la distribución del Monto Especifico no es afectado por la presencia de un sistema aislado mayor, como el de Iquitos, dado que actualmente todos los sistemas aislados son compensados en su totalidad para llegar al nivel del Precio de Referencia del SEIN.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.6.2 Demanda considerada para el cálculo de los precios en barra

Opiniones y Sugerencias

ADINELSA señala que la demanda proyectado por el Osinerqmin, para el cálculo y la determinación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados de ADINELSA, no están considerando información real para la determinación del crecimiento de la demanda, por lo que recomienda la actualización de dichas demandas a valores reales, y podría efectuarse solicitando información anual, antes de iniciar el proceso y de ésta manera se estaría tomando en cuenta posibles crecimientos por expansión de redes o ingresos de nuevos sistemas eléctricos que no necesariamente se están incorporando dentro del análisis con la aplicación de la tasa de crecimiento natural o vegetativo.

ADINELSA presenta la demanda real de las ventas efectuadas en los sistemas eléctricos aislados de los años 2017 y 2018 a fin de que se tome en cuenta en la determinación de los precios en barra para sistemas aislados.

Asimismo, ADINELSA presenta un cuadro con la proyección de la demanda de sus sistemas aislados, para el periodo 2019-2020, considerando las pérdidas de energía en MT y BT regulados, y la tasa de crecimiento real de la demanda de ADINELSA, que resulta en un valor de 5 427,59 MWh.

ADINELSA solicita la corrección de los datos de la demanda proyectada para el periodo 2019-2020 y se considere los datos proyectados de acuerdo a la realidad de ADINELSA y las ventas reales históricas.

Análisis de Osinerqmin

Con relación al cálculo de la proyección de la demanda para el periodo regulatorio mayo 2019-abril 2020 y la distribución del monto específico, se aplica estrictamente el Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, en el cual se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del referido mecanismo.

En dicho mecanismo, indica que se debe considerar la información reportada por las empresas a través del SICOM, y del reporte de información de los sistemas aislados que anualmente la Gerencia de Regulación de Tarifarias (GRT) solicita a las empresas.

En tal sentido, no es posible atender la solicitud de Adinelsa, de considerar su proyección de la demanda con información que no fue reportada a través del SICOM o a través de los formatos de información anual solicitada por la GRT.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.6.2 Demanda considerada para el cálculo de los precios en barra

Opiniones y Sugerencias

ADINELSA menciona que en el Costo de Operación y Gestión de servicio de 24 horas que utiliza Osinergmin, el porcentaje de participación, tanto del Jefe de Servicio Zonal y del Mecánico de Mantenimiento son bajos, siendo su participación de suma importancia para la continuidad del servicio eléctrico del sistema aislado. Por lo que recomienda aumentar el porcentaje de participación de este personal a valores de 30 % y 40 % respectivamente y sean modificados los precios en barra aplicables en el periodo 2019-2020.

Finalmente, ADINELSA solicita considerar la corrección de las demandas proyectadas para el periodo 2019-2020; tomando en cuenta la propuesta que considera datos reales de las ventas en los Sistemas Eléctricos Aislados, y a la vez modificar el monto del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, de S/. 566 198,00 a S/. 905 014,00 que les correspondería recibir.

Análisis de Osinergmin

ADINELSA no presenta sustento de la necesidad del incremento del porcentaje de participación del personal en la operación y gestión del servicio de 24 horas del Jefe Zonal y del Mecánico de mantenimiento a valores de 30% y 40% respectivamente, lo cual no permite ser analizado por Osinergmin.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.7 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Sindicato Energético S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Sindicato Energético S.A. (en adelante "SINERSA"), mediante carta C.225/2019-SINERSA del 15 de marzo de 2019.

V.7.1 Fuerza Mayor y Energía Dejada de Inyectar de la C.H. Chancay

Opiniones y Sugerencias

Considerar que, producto de las Fuerzas Mayores y Energía Dejada de Inyectar (EDI) aprobadas para los periodos diciembre de 2016, marzo de 2017 y abril de 2017, el factor de ajuste de la Tarifa Adjudicada es 90,79%, teniendo en cuenta que el inicio de operación de CH Chancay ocurrió el 04 de agosto de 2016.

Análisis de Osinergmin

Sobre la revisión de las EDI de los periodos mencionados por SINERSA (diciembre de 2016, y marzo y abril de 2017), se precisa que la oportunidad de solicitud de revisión debió realizarse dentro del plazo correspondiente. Asimismo, señalar que respecto a los periodos de EDI solicitados estos se han considerado en las respectivas actualizaciones trimestrales de la Fijación de Tarifas en Barra mayo 2017 – abril 2018.

Por lo expuesto, no se acoge esta sugerencia.

V.7.2 Fuerza Mayor y Energía Dejada de Inyectar de la C.H. Chancay

Opiniones y Sugerencias

Considera que teniendo en cuenta lo mencionado en el comentario V.7.1 expuesto y habiendo realizado nuestros propios cálculos, concluye que SINERSA tiene a su favor un saldo de Prima RER del año tarifario 2016 – 2017 de un aproximado de USD 380 000, incluido intereses.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinerqmin al comentario V.7.1 de SINERSA. Por tanto, no correspondería actualizar los cálculos de la Prima RER.

Por lo expuesto, no se acoge la sugerencia.

V.7.3 Prima RER de la C.H. Chancay

Opiniones y Sugerencias

En el cálculo Prima RER correspondiente al cálculo DL1002-Feb19-Abr19, se considera un Pago de Liquidación de USD 365 264, el que sería amortizado a partir de abril de 2019. Sin embargo, el cálculo preliminar DL1002-Mayo19-Abr20 (PP) se observa el valor cero (0) para los meses comprendidos entre mayo de 2019 y marzo de 2020.

Análisis de Osinerqmin

De acuerdo con la sugerencia de SINERSA, se ha verificado que deben actualizarse las liquidaciones de las centrales hidroeléctricas Chancay y Rucuy para el periodo mayo 2019 – abril 2020.

Por lo expuesto, se acoge la sugerencia.

V.8 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Enel Green Power Perú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Enel Green Power Perú S.A. (en adelante "ENEL GREEN"), mediante Carta N° EGP PERG-050-2019 recibido el 15 de marzo de 2019.

V.8.1 Prima RER de la C.S. Rubi y C.E. Wayra I

Opiniones y Sugerencias

Al respecto, señala que en el marco de la 4° Subasta RER, ENEL GREEN fue adjudicado con dos Contratos de Concesión para el Suministro de Electricidad al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante el "Contrato de Concesión"), los mismos que fueron suscritos con el MINEM, que actuó en representación del Estado Peruano el día 17 de mayo de 2016, en virtud del cual ENEL GREEN asumió la obligación de construir la C.S. Rubí de 144,48 MW y la C.E. Wayra 1 de 126 MW.

La C.S. Rubí se encuentra en operación comercial desde el 30 de enero de 2018 y la C.E. Wayra 1 se encuentra en operación comercial desde el 19 de mayo de 2018; por lo tanto, corresponde que las mismas sean incluidas en el proceso de fijación tarifaria para el periodo mayo 2019 – abril 2020, por lo que solicita a su despacho se sirva considerar a la C.S. Rubí y a la C.E. Wayra 1 en el procedimiento de fijación tarifaria y determinar el cálculo de la Prima RER considerando para el cálculo, el periodo de liquidación 01-Mayo-2018 al 30-Abril-2019 y el periodo tarifario 01-Mayo-2019 al 30-Abril-2020, conforme está establecido en la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con recursos energéticos Renovables", aprobada por Resolución N° 001-2010-OS/CD.

Análisis de Osinerqmin

Sobre lo señalado por ENEL GREEN, se precisa que para el cálculo de la Prima RER, publicado en el proyecto de Fijación de Tarifas en Barra mayo 2019 – abril 2020 se ha considerado las liquidaciones correspondientes de la C.S. Rubí y la C.E. Wayra.

Cabe mencionar que, según el “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con recursos energéticos Renovables” y el “Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”, el monto anual por concepto de Prima es pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente, afectada con la tasa mensual correspondiente.

Por lo expuesto, no se acoge la sugerencia.

V.9 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Ucayali S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electro Ucayali S.A. (en adelante “ELECTRO UCAYALI”), mediante carta G-0544-2019 recibida el 15 de marzo de 2019.

V.9.1 Sistema Típico "M" del Sistema Atalaya

Opiniones y Sugerencias

Para el caso del Sistema Típico M, hay un error de cálculo en la determinación de la Máxima Demanda de Energía del 2019, pues la fórmula está vinculada a celdas que no corresponden.

Indica que en la Hoja Despacho Hidro, el cálculo de la máxima demanda de energía tiene un valor de 7 734,01kwh, que se encuentra en la celda E2 y tiene la fórmula $E2=Datos!M20*(1+Datos!M23)$, cuyas celdas en la hoja Datos: M20 y M23 no se está utilizando información consistente a la proyección del año 2019, que se encuentran en la columna “N”, sino al año 2018, por lo que debe emplearse la fórmula correcta para el cálculo de la celda E2 de la hoja Despacho Hidro, dada por la siguiente fórmula $E2=Datos!N20*(1+Datos!N23)$. Por tanto, solicita que este error sea corregido.

Análisis de Osinerqmin

De la revisión de la hoja de cálculo de la proyección de la energía para el año 2019, se ha encontrado que efectivamente las celdas están referenciando a parámetros de energía neta producida y consumo de servicios auxiliares del año 2018.

En tal sentido, se procedió a realizar la corrección de vinculación de las celdas que contienen los parámetros del año 2019 para el cálculo de la de energía generada a ser considera en las tarifas de ELECTRO UCAYALI.

Asimismo, se procedió a la actualización de información del año 2018, proporcionada por la empresa, cuya información llegó en forma tardía para la pre publicación de tarifas en barra, el cual sirve de base para la proyección de la demanda del año 2019.

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.9.2 Sector típico del Sistema Aislado Purús

Opiniones y Sugerencias

Sugiere que, para la determinación de los precios de generación del Sistema Aislado Purús, Osinerqmin debe crear un “Sistema Típico P” específico para este sistema, para lo cual envió el Informe SISTEMA ELECTRICO RURAL PURUS COSTOS DE GENERACIÓN CENTRAL TERMICA DE PUERTO ESPERANZA – PURUS, el cual propone un modelo matemático debidamente sustentado.

Análisis de Osinergrmin

De la revisión del Informe Técnico de Costos de Generación de la C.T. Puerto Esperanza de Purús presentado por la empresa se tiene:

- En donde indica que el MINEM a través de la DGER ejecutó la obra Sistema Eléctrico Rural Purús, y que luego será transferida a Electro Ucayali. Asimismo, indica que mediante Oficio N° 064-2019-MEM/DGER, la DGER comunicó el inicio de operación comercial a cargo de Electro Ucayali.
- El sistema de Generación, está conformado por un Grupo Electrónico principal de 316kW y otro Grupo Electrónico en Stand By de 200kW, implementado con sistema de combustible Diésel.
- La localidad de Puerto Esperanza, capital de la Provincia de Purús, tiene instalaciones de redes primarias y redes secundarias que sirven para atender la demanda de 365 usuarios con conexiones domiciliarias monofásicas.

ELECTRO UCAYALI, indica que los costos de generación asignada para el sistema Eléctrico Purús como típico L, en la Resolución Osinergrmin N° 025-2019-OS/CD corresponde a los Sistemas Aislados de Frontera pertenecientes a la empresa Electro Oriente, y no son los adecuados para el nuevo Sistema Aislado Purús por ser otra realidad.

Al respecto, el sistema Típico L se aplica a los sistemas eléctricos de frontera en donde la generación de energía es con combustible Diesel y los costos de transporte de combustibles es mayor a los del típico I, por la lejanía de la ciudad de Iquitos desde donde se lleva el combustible vía pluvial.

ELECTRO UCAYALI indica que el costo de generación más relevante viene a ser el costo de transporte de combustible, debido a las características excepcionales de ubicación del Sistema Aislado Purús, dado que la única forma de llegar a la localidad de Purús es por la vía aérea, cuyo precio de transporte por galón de combustible es de 26 Soles desde la ciudad de Pucallpa hasta la localidad de Puerto Esperanza.

Este costo de transporte de combustible es sustentado con una cotización de la empresa Transportes Fénix E.I.R.L. de fecha 09 de agosto de 2018, en donde se aprecia que el precio por kilogramo es de 7 soles. Con dicho precio la empresa sustenta el cálculo del combustible.

Adicionalmente, presenta una adecuación al modelo del Típico L para proponer la creación de un nuevo modelo de los costos de generación para el sistema aislado Purús, que considera los costos de combustible similar al Sistema Aislado de Atalaya Típico M, y con los costos de transporte de combustible de 26 soles por galón.

Asimismo, mediante Resolución Ministerial N° 043-2019-MEM/DM de fecha 15 de febrero de 2019, se incorpora al Sistema Aislado Purús en los fines y alcances de la R.M. N° 066-2018-MEM/DM, en donde se determina el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, a partir del inicio de operación comercial en la empresa distribuidora de electricidad Electro Ucayali S.A.

Del análisis de la información presentada por Electro Ucayali acerca de crear un nuevo modelo de costos de generación para el Sistema Eléctrico Purús, que considera el costo elevado de transporte de combustible, se considera aceptable, debido a las condiciones particulares que presenta, de ubicación y único acceso por la vía aérea.

En tal sentido, se ha creado el sistema típico P, considerado el costo de combustible en planta Callao, y el costo de transporte de combustible de 26 soles por galón, conforme a la cotización presentada.

Por lo expuesto, se acoge esta sugerencia.

V.10 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Consorcio Transmantaro S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por la empresa Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "TRANSMANTARO"), mediante carta CS0019 — 19031141, recibida el 15.03.2019.

V.10.1 Sobre el Refuerzo 1 del SGT Trujillo - Chiclayo

Opiniones y Sugerencias

- a. Corregir fórmula para determinar la base tarifaria para el período mayo 2019 – abril 2020

El Costo anual del Refuerzo 1 del SGT Trujillo – Chiclayo (Reactor 100 MVar - 500 kV SE La Niña) no debe de ser determinada mediante el cálculo de anualidad (función pago) dado que la base tarifaria fue determinada mediante resolución Osinerghmin (Res 100-2015-OS/CD) y no se debe considerar como un valor de inversión.

Se observa el error de cálculo, en la celda M13 de hoja "Resumen" del archivo "Fita May 19 SINAC T (PP)", correspondiente al Refuerzo 1 al contrato SGT Trujillo – Chiclayo.

- b. Corregir Peaje de Conexión del SGT Refuerzo 1

Dado que el Costo anual del Refuerzo 1 del SGT Trujillo — Chiclayo (Reactor 100 MVar - 500 kV SE La Niña) es calculado mediante la anualidad. Este incide en un cálculo errado del peaje unitario 0.017 (USD/KW-Año). Así mismo, falta incluir el valor de la liquidación del período Marzo 2018 — Febrero 2019 (Celda E92).

La base tarifaria del Refuerzo "Banco de Reactores de 100 MVar — 500 kV" en la SE La Niña se fijó con la Resolución N°100-2015-OS/CD publicada el 28 de mayo de 2015 por el organismo regulador.

Análisis de Osinerghmin

- a. Se ha revisado los archivos de cálculos referidos, y se verifica que corresponde modificar el Costo Anual del Refuerzo 1 del SGT Trujillo – Chiclayo, considerando la Base Tarifaria aprobada mediante Resolución N° 100-2015-OS/CD y los factores de actualización correspondientes, sin anualizar la referida Base Tarifaria.
- b. En consecuencia de lo mencionado en el párrafo anterior, se procede a calcular el peaje unitario correspondiente al Refuerzo 1, incluyendo también el valor de la liquidación anual determinado para esta instalación.

Por lo tanto, se acoge el presente comentario.

V.10.2 Sobre el SGT SE Carapongo

Opiniones y Sugerencias

Solicita la incorporación de Base tarifaria Adicional para el cumplimiento de las instalaciones según la Adenda N°2 del Contrato

Cálculo de Base Tarifaria, referido a los montos descontados temporalmente al costo de inversión y los Costos de OyM, según Adenda N° 2 del Contrato.

Dicha Base Adicional deberá activarse una vez se incorporen las obras vinculadas al proyecto en SE Callahuanca.

En la cláusula 3 de la Adenda N°2 al Contrato del SGT del Proyecto “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y enlaces de conexión a Líneas Asociadas” establece condiciones temporales con la finalidad de cumplir los requisitos estipulados en el contrato.

Entre dichas condiciones se determina descontar provisionalmente del costo de inversión establecido en el literal b9 del numeral 8.1 de la cláusula octava del contrato, la suma de USD 532 579,11. Asimismo, se descontará provisionalmente de los costos de OyM indicados en el literal c) del numeral 8.1 de la cláusula octava del contrato, la suma de USD 15 823,07.

Por tanto, la base tarifaria sin incluir los descuentos indicados en la Adenda N°2, deberá de restablecerse cuando se incorporen las obras vinculadas al proyecto que se conectarán a la SE Huallanca.

En este sentido se solicita fijar un peaje adicional para la base tarifaria complementaria, la cual deberá activarse al momento del cumplimiento de las obras referidas.

Análisis de Osinergmin

Sobre el cálculo de la base tarifaria, es preciso mencionar que mediante Oficio N° 396-2019-OS-DSE del 06 de febrero de 2019, Osinergmin hizo de conocimiento a CTM, en aplicación de la Cláusula 4.1 de la Adenda N° 2 del Contrato de Concesión SGT del proyecto “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas”, la disponibilidad de la SE Callahuanca a fin de que CTM continúe las obras de su responsabilidad en dichas instalaciones, como parte del alcance del referido contrato. Además, en el citado oficio, se precisó que el plazo para concluir las obras pendientes del referido contrato se contabiliza a partir del 06 de febrero de 2019.

Por otro lado, el numeral 3.3 de la Cláusula Tercera de la Adenda N° 2 del Contrato de Concesión SGT del proyecto “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas” establece lo siguiente: *“Los descuentos establecidos en el numeral precedente se mantendrán vigentes hasta la fecha de culminación del período de operación experimental de las obras vinculadas al Proyecto que se conectarán a la SE Callahuanca. A partir de esta fecha, consignada en el Acta a la que se hace referencia en el literal d) del numeral 4.1 de la presente Adenda, la Sociedad Concesionaria tendrá derecho al reconocimiento de los Costos de Inversión y Costos de OyM descontados a los que se hace referencia en el numeral 3.2 anterior”.*

Por lo expuesto, considerando que la fecha de culminación de las obras del Proyecto “Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas”, que se conectarán a la SE Callahuanca, se debe realizar en los próximos meses, se acoge el comentario presentado por CTM, a fin de incluir un peaje unitario adicional correspondiente al reconocimiento de los Costos de Inversión y Costos de OyM descontados mediante la Adenda N° 2, el cual se activará de acuerdo a lo señalado en el citado numeral 3.3 de la Cláusula Tercera de dicha adenda.

V.11 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Red de Energía del Perú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), mediante carta CS0015 — 19011141, recibida el 15.03.2019.

V.11.1 Sobre el Refuerzo 1 del SGT Trujillo - Chiclayo

Opiniones y Sugerencias

- a. Incorporación de la Ampliación 18 en el cálculo de la RA 2019 — 2020 (POC en febrero 2019)

Incluir dentro del cálculo de la RA, los montos correspondientes a las Ampliaciones 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 de REP, los cuales tienen como fechas de POC durante el mes de febrero de 2019.

Por lo tanto, se solicita que los cargos correspondientes a las Ampliaciones 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 sean incorporados en el cálculo de la RA 2019 - 2020. Asimismo, corresponde modificar el artículo 12 del Proyecto de Resolución, retirando los párrafos de los cargos tarifarios individuales de las ampliaciones antes mencionadas.

La Ampliación 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 han entrado en POC en el mes de febrero 2019, cuyas actas se adjuntan en el Anexo 1. En ese sentido, los montos respectivos de estas ampliaciones deberán ser incluidos en el cálculo de la RA 2019 - 2020.

- Ampliación 18.1 14/02/2019
- Ampliación 18.2 16/02/2019
- Ampliación 18.3 07/02/2019
- Ampliación 18.4 15/02/2019

Por lo tanto, se solicita que los cargos correspondientes a las Ampliaciones 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 sean incorporados en el cálculo de la RA 2019 - 2020. Asimismo, corresponde modificar el artículo 12 del proyecto de resolución, retirando los cargos tarifarios individuales de las ampliaciones antes mencionadas.

- b. Inclusión y liquidación de la Ampliación 18 en el cálculo de la RA 2018 — 2019 (POC en febrero 2019)

En la Fijación de Tarifas en Barra 2018 - 2019, se determinaron erróneamente los cargos para La Ampliación 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 de REP (ver Anexo 2) y dado que esta ampliación tiene como fechas de POC en el mes de febrero 2019, existen montos no facturados desde su fecha POC hasta la activación de su cargo tarifario y montos no facturados por la corrección de los montos a ser facturados.

Por lo tanto, solicita corregir e incluir los cargos de las Ampliaciones 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 en el cálculo de la RA 2018 — 2019 y recalculando liquidación anual correspondiente.

Análisis de Osinerghin

Mediante carta CS0012 – 19011141 del 26 de febrero de 2019, REP remitió las Actas de Puesta en Operación Comercial (POC) de los hitos 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 de la Ampliación 18, mediante las cuales se establece como fechas de POC los días 14, 16, 7 y 15 de febrero de 2019, respectivamente. En consecuencia, se procede a incluir los montos correspondientes de los hitos de la Ampliación 18 en la en el cálculo de la RA del período 2019 – 2020, debiendo retirarse de los cargos tarifarios individuales, tanto en el artículo 12 del proyecto de resolución como en las hojas de cálculo.

Del mismo modo, corresponde incluir en la liquidación anual de la RA del período 2018 – 2019, los montos dejados de percibir por REP de los conceptos de Remuneración Anual por Ampliaciones relacionados a la Ampliación 18.

Por lo tanto, se acoge los comentarios presentados por REP.

V.11.2 Sobre la Ampliación 13

Opiniones y Sugerencias

Sobre el Valor de Inversión de la Ampliación 13, en el marco 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. Con relación a la determinación del Valor de Inversión de la Ampliación N° 13 de REP, se ha solicitado un informe de auditoría complementario, a fin de incorporarlo en el proceso de regulación de tarifas y de liquidación de los ingresos de REP. Cabe indicar que este informe de auditoría es un informe complementario con relación a la determinación de los intereses intercalarios correspondientes.

En ese sentido, este valor de inversión deberá ser incorporado en los cálculos de la RA 2019 — 2020 y deberá realizarse el recálculo de las liquidaciones anteriores.

Análisis de Osinerghmin

Sobre este pedido, conforme a lo indicado en el informe legal que sustenta la presente fijación, la presentación del informe de auditoría sobre la Ampliación 13 a Osinerghmin, debe ser efectuada por el Concedente, entidad que tiene el deber de verificar el cumplimiento de las condiciones contenidas en el Contrato de REP (ej. tasa utilizada, etc.), en la Décimo Tercera Cláusula Adicional (ej. empresa auditora autorizada, etc.), y en el presente caso, las premisas y criterios contenidos en el Laudo Arbitral (ej. fechas aplicadas, etc.).

No resultará suficiente la presentación del informe únicamente por la sociedad concesionaria, sino deberá ser el Ministerio de Energía y Minas, que, en este caso concreto, con su presentación, brindará su conformidad a la auditoría, y por tanto, existirá certeza de que no ha ejercido su facultad contractual de requerir una nueva auditoría a través de una consultora autorizada, debido a observaciones identificadas.

V.11.3 Actualización del Plan de Obras

Opiniones y Sugerencias

Se adjunta actualización del Plan de Obras de REP:

Proyecto	Fecha POC
Ampliación 18.1	14/02/2019
Ampliación 18.2	16/02/2019
Ampliación 18.3	07/02/2019
Ampliación 18.4	15/02/2019
Ampliación 19.2	09/05/2019 (*)
SGT SE Carapongo	01/12/2018

(*) Nota: POC estimada

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo a lo señalado en el numeral V.11.1 del presente informe, constan las Actas de POC de los hitos 18.1, 18.2, 18.3 y 18.4 de la Ampliación 18, mediante las cuales se establece como fechas de POC los días 14, 16, 7 y 15 de febrero de 2019, respectivamente.

Del mismo modo, de acuerdo al Acta de POC del “SGT SE Carapongo y Enlaces de Conexión” de fecha 5 de diciembre de 2018, se establece como fecha de su POC el 1 de diciembre de 2018.

Asimismo, en la Décimo Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones del Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR (Ampliación 19), se establece para el hito 19.2 un plazo de ejecución que tiene como fecha máxima de POC el día 9 de mayo de 2019.

En consecuencia, se procede a actualizar el Plan de Obras de REP, según los documentos antes mencionados.

Anexo W

Relación de Información que Sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 184-2019-GRT “Liquidación del Periodo Anterior y Calculo de la Recaudación por Aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos (Periodo Mayo 2019 – Abril 2020)”.
2. Informe N° 185-2018-GRT de la Coordinadora Legal.
3. Absolución de Observaciones al Informe N° 603-2018-GRT, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 604-2018-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
5. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2019” preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
6. “Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2019 – Abril 2020” preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
7. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
 - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
 - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
 - Contrato suscrito con la empresa REP
 - Contrato suscrito con la empresa 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
8. 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 2018-2021.
9. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.