
Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra

Período mayo 2014 - abril 2015

Lima, abril de 2014

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 -10,5 % para la energía, en -5,5 % para la potencia y en -10,0% para el peaje unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión² (donde se encuentra incluido el peaje de transmisión unitario). De otro lado, la propuesta final de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC resultó ser de -39,4% para la energía, -5,6% para la potencia y +1,1% para el peaje unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión; sin embargo, cabe señalar que en dicha propuesta no incluyeron la comparación de precios con los precios de licitación, ni los cargos adicionales al peaje de transmisión.

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de marzo 2014	Propuesta OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/.kWh	12,55	11,23	-10,5%
Precio de Potencia	S/.kW-mes	18,72	17,69	-5,5%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/.kW-mes	20,377	18,334	-10,0%
Precio Promedio Total	ctm.S/.kWh	21,72	19,69	-9,4%

- 1) El siguiente cuadro muestra la variación de los Precios en Barra a nivel de generación, con relación a los valores vigentes, en algunas ciudades del país:

¹ Al 31 de marzo de 2014.

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 y los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008. Así como 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 modificado con la Ley N° 29969.

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	36,02	12,61	11,42	21,68	-8,8%
Chiclayo	36,02	12,36	11,24	21,49	-8,9%
Trujillo	36,02	12,17	11,07	21,32	-9,1%
Lima	36,02	12,11	10,96	19,69	-9,4%
Ica	36,02	12,07	11,00	21,23	-8,1%
Marcona	36,02	12,24	11,14	21,38	-7,9%
Tingo María	36,02	12,44	11,23	21,50	-8,5%
Cusco	36,02	13,21	11,76	22,12	-4,2%
Combapata	36,02	13,24	11,85	22,20	-5,7%
Tintaya	36,02	13,26	11,95	22,27	-6,2%
Juliaca	36,02	13,13	11,82	22,14	-6,3%
Socabaya	36,02	12,91	11,68	21,95	-7,0%
Toquepala	36,02	13,02	11,80	22,06	-6,9%
Tacna	36,02	13,03	11,77	22,05	-6,9%

- 2) Para la determinación de los Precios en Barra, en el SEIN, se emplearon las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC (en adelante el “ESTUDIO”), la absolución de observaciones (en adelante la “ABSOLUCIÓN”) y, los estudios preparados por OSINERGMIN o encargados a consultores especializados.
- 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-SINAC, son:
 - a) Se consideraron las ventas para el año 2013, se actualizó la información preliminar 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 modificó, sobre la base de información remitida a OSINERGMIN, la proyección de demanda los proyectos de Southern Peru Copper Corporation, Pan American Silver y Yanacocha, así como se ha incorporado la carga de Minera Chinalco Perú (Toromocho) de acuerdo con la información de su contrato con Edegel con Carta GE-01-03-2014.
 - b) Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas natural de Camisea y se verificó que el precio del gas natural de las centrales 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).
 - c) Se modificó el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES-SINAC, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
 - d) Se actualizaron los valores de CVNC conforme al Procedimiento N° 34, de acuerdo con los criterios que se señalan en el Anexo B.

- e) Se incluyeron en el modelo PERSEO nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - f) Se modificó las fechas de ingreso de los proyectos CH Cheves (de enero a abril 2015), CH Santa Teresa (de enero 2015 a agosto 2014), CE Cupisnique (de marzo a setiembre 2014), CE Talara (de marzo a agosto 2014), CE Tres Hermanas (de enero 2015 a enero 2016), segunda etapa de CH Machupicchu (de julio 2014 a enero 2015) entre otros. Las razones de estas modificaciones en el plan de obras están expuestas en el Anexo D del presente informe.
 - g) Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO.
 - h) 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 OSINERG N° 260-2004-OS/CD (ver Anexo N del informe).
 - i) Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión Unitario como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO y la ABSOLUCIÓN.
 - j) En los cálculos del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra se tomó en consideración los costos al 31 de marzo de 2014 conforme a lo establecido en el Artículo 50° de la LCE³.
 - k) Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica de 1,203 S/./MWh, conforme al valor vigente al 31 de marzo de 2014 del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN.
- 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 OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD, resultando que el precio teórico se difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, por lo cual se tuvo que aplicar el Factor de Ajuste 1,4970 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 OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, igual a 0,151 S/./kW-mes para las Centrales duales que no son Reserva Fría, mientras que, para las Plantas de Reserva Fría de Talara e Ilo son iguales a 0,745 S/./kW-

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.

mes y a 1,689 S/./kW-mes, respectivamente (ver Anexo P del informe).

- 6) Se determinó el Cargo Unitario por Generación Adicional de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación por Generación Adicional", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, igual 0,001 S/./kW-mes para el Usuario Regulado (ver Anexo G del informe).
- 7) Se determinaron el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008. Dichos cargos resultaron iguales a 4,257 S/./kW-mes y 0,000 S/./kW-mes, respectivamente (ver Anexo Q del informe).
- 8) 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, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002, igual a 2,580 S/./kW-mes (ver Anexo R del informe).
- 9) 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 0,398 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.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....	5
1.2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	5
1.3. RESUMEN DE RESULTADOS	6
1.4. PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DEL COES-SINAC.....	8
1.5. COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN.....	9
2. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....	11
2.1. PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC.....	13
2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA.....	14
2.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES-SINAC.....	14
2.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	15
2.5. PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA	15
2.6. SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA.....	16
2.7. OPINIONES Y SUGERENCIAS DE LOS INTERESADOS	17
2.8. FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	17
3. PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	18
3.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO	18
3.1.1. Precio Básico de la Energía	19
3.1.2. Precio Básico de la Potencia.....	21
3.2. PREMISAS Y RESULTADOS.....	22
3.2.1. Previsión de Demanda	22
3.2.2. Programa de Obras.....	23
3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)	28
3.2.3.1. Precios de los Combustibles Líquidos	28
3.2.3.2. Precio del Gas Natural	30
3.2.3.3. Precio del Carbón.....	31
3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos.....	31
3.2.4. Canon del Agua	34
3.2.5. Costo de Racionamiento	34
3.2.6. Precio Básico de la Energía	34
3.2.7. Precio Básico de la Potencia.....	34
4. CARGOS POR TRANSMISIÓN.....	36
4.1. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN.....	36
4.1.1. SGT del Consorcio Transmantaro S.A.	36
4.1.2. SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)	37
4.1.3. SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR).....	38
4.1.4. SGT de Abengoa Transmisión Sur S.A. (ATS)	39
4.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	39
4.3. VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT Y SGT	40
4.3.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)	41
4.3.2. Eteselva S.R.L. (Eteselva)	41

4.3.3.	Compañía Minera Antamina (Antamina)	41
4.3.4.	San Gabán Transmisión (San Gabán)	42
4.3.5.	Consortio Transmantaro (Transmantaro)	42
4.3.6.	Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur)	43
4.3.7.	Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA)	43
4.3.8.	Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)	44
4.3.9.	Transmisión Eléctrica del Sur S.A (TESUR)	44
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT	46
4.4.1.	REP	46
4.4.2.	Eteselva	47
4.4.3.	Antamina	47
4.4.4.	San Gabán	47
4.4.5.	Transmantaro	47
4.4.5.1.	SPT de Transmantaro	47
4.4.5.2.	SGT de Transmantaro	47
4.4.6.	Redesur	48
4.4.7.	ISA	48
4.4.8.	ATN	48
4.4.9.	TESUR	49
4.4.10.	ATS	49
4.5.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	50
4.6.	INGRESO TARIFARIO	52
4.6.1.	Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales	52
4.6.2.	Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales	52
4.7.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	54
4.7.1.	Liquidación según contratos específicos	54
4.7.1.1.	Liquidación de Transmantaro	54
4.7.1.2.	Liquidación Anual de Redesur	59
4.7.1.3.	Liquidación de ISA	60
4.7.1.4.	Liquidación de REP	61
4.7.1.5.	Determinación y Asignación de la RAG y la RAA	62
4.7.1.6.	Liquidación del SGT de Abengoa	63
4.7.2.	Compensación Tarifaria	66
4.7.3.	Cargo Unitario por Generación Adicional	66
4.7.4.	Cargo Unitario por Seguridad de Suministro	67
4.7.5.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-Cmg)	67
4.7.6.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC)	67
4.7.7.	Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables	68
4.7.8.	Cargo Unitario por Compensación FISE	68
4.7.9.	Determinación del Peaje por Conexión	68
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.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS	78
6.3.1.	Precios por Sistema Aislado Típico.....	80
6.4.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS	81
6.5.	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.....	87
7.1.3.	Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.....	87
7.2.	SISTEMAS AISLADOS.....	88
7.2.1.	Actualización de los Precios en Barra Efectivos	88
8.	ANEXOS.....	90
ANEXO A	PROYECCIÓN DE DEMANDA	91
ANEXO B	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES.....	112
ANEXO C	PRECIO DEL GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM	114
ANEXO D	PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	122
ANEXO E	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN.....	136
ANEXO F	ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA	138
ANEXO G	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN ADICIONAL	139
ANEXO H	CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	149
ANEXO I	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE REP	154
ANEXO J	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ETESELVA.....	165
ANEXO K	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA.....	175
ANEXO L	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABAN.....	181
ANEXO M	DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA).....	188
ANEXO N	PRECIO BÁSICO DE POTENCIA	207
ANEXO O	REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	216
ANEXO P	DETERMINACIÓN DEL CUCSS	217
ANEXO Q	COMPENSACIÓN POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES	228
ANEXO R	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	232
ANEXO S	CARGO POR COMPENSACIÓN FISE.....	239
ANEXO T	ÍNDICES WPSSOP3500 Y CUUR0000SA0.....	242
ANEXO U	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	245
ANEXO V	ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	252
ANEXO W	RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA	281

1. Introducción

El siguiente informe contiene el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), para la fijación de Precios en Barra del período mayo 2014 – abril 2015. 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-SINAC") de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; así como, los estudios desarrollados y/o encargados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN (en adelante "GART") sobre el particular.

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 "Ley" ó "LCE"); 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, el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante "DL 1002"), el Decreto Legislativo N° 1041 (en adelante "DL 1041"), el Decreto de Urgencia N° 037-2008 (en adelante "DU 037") y el Decreto de Urgencia N° 049-2008 (en adelante "DU 049")⁵; los reglamentos de estas leyes; y, en el Anexo A del Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD; así como, en los procedimientos que para efectos tarifarios ha aprobado OSINERGMIN.

El estudio determina los precios básicos, definidos en el Artículo 47° de la Ley y Artículos 125° y 126° del Reglamento. 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.

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.

⁵ La vigencia del DU 049 fue extendida hasta diciembre de 2013 de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de regulación tarifaria se inició el 14 de noviembre de 2013, con la presentación del “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2014*” y “*Propuesta del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2014 – Abril 2015*” remitidos a OSINERGMIN por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC mediante las cartas SCG-139-2013 y STCOES N° 020-2013, respectivamente. Como parte del proceso regulatorio se convocó la realización de una audiencia pública, la cual se llevó a cabo el 27 de noviembre de 2013. En esta audiencia los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibiendo los comentarios y observaciones de los asistentes y dando respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 06 de enero de 2014, OSINERGMIN remitió a los Subcomités de Transmisores y Generadores del COES-SINAC, mediante Oficios N° 0015-2014-GART y N° 0016-2014-GART, los Informes N° 0003-2014-GART y N° 0011-2014-GART con las observaciones encontradas a sus propuestas de tarifas.

Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por ambos Subcomités con fecha 03 de febrero de 2014, mediante cartas STCOES N° 002-2014 y SCG-010-2014, respectivamente.

En la preparación del presente informe se toma en cuenta toda la información recolectada a lo largo del proceso descrito, incluidos los resultados de los estudios encargados por OSINERGMIN a consultores especializados sobre temas específicos de la regulación.

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.

El Precio Básico de la Potencia de Punta, de acuerdo con el mandato del Artículo 47°, literales e) y f) de la Ley, 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 OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

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

Los cargos de peaje secundario corresponden a los que se aprobaron, mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatoria, para el período del 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017.

El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo por Prima de Energía Renovables, Cargo Unitario por Compensación FISE y los Cargos Unitarios por Costos Adicionales, CVOA-CMg y CVOA-RSC, que se agregan a los cargos por el Sistema Principal de Transmisión, corresponden a aquellos determinados conforme se describe en el presente informe.

Los precios (teóricos) determinados a través de 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 suministrada 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 las licitaciones. Por tal motivo, fue necesario efectuar el reajuste en los precios teóricos, a través del Factor de Ajuste 1,4970, 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 siguiente:

Cuadro No. 1.1

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,4970	PPM S./KW-mes	PCSPT S./KW-mes	PPB S./KW-mes	PEMP ctm.S./KWh	PEMF ctm.S./KWh
Zorritos	17,69	18,334	36,021	12,63	11,43
Talara	17,69	18,334	36,021	12,57	11,40
Piura Oeste	17,69	18,334	36,021	12,61	11,42
La Niña	17,69	18,334	36,021	12,41	11,27
Chiclayo Oeste	17,69	18,334	36,021	12,36	11,24
Carhuaquero 220	17,69	18,334	36,021	12,15	11,09
Carhuaquero 138	17,69	18,334	36,021	12,15	11,09
Cutervo 138	17,69	18,334	36,021	12,16	11,10
Jaen 138	17,69	18,334	36,021	12,16	11,10
Guadalupe 220	17,69	18,334	36,021	12,29	11,18
Guadalupe 60	17,69	18,334	36,021	12,30	11,19
Cajamarca	17,69	18,334	36,021	12,14	11,05
Trujillo Norte	17,69	18,334	36,021	12,17	11,07
Chimbote 1 220	17,69	18,334	36,021	12,12	11,03
Chimbote 1 138	17,69	18,334	36,021	12,14	11,05
Paramonga N 220	17,69	18,334	36,021	12,05	10,98
Paramonga N 138	17,69	18,334	36,021	12,05	10,98
Paramonga 138	17,69	18,334	36,021	12,03	10,99
Huacho	17,69	18,334	36,021	12,02	10,96
Zapallal	17,69	18,334	36,021	11,97	10,91
Carabayillo	17,69	18,334	36,021	11,96	10,90
Ventanilla	17,69	18,334	36,021	11,99	10,93
Chavarría	17,69	18,334	36,021	12,01	10,96
Santa Rosa	17,69	18,334	36,021	12,11	10,96
San Juan	17,69	18,334	36,021	12,07	10,93
Carlera	17,69	18,334	36,021	11,97	10,90
Chilca 220	17,69	18,334	36,021	11,89	10,81
Independencia	17,69	18,334	36,021	12,00	10,95
Ica	17,69	18,334	36,021	12,07	11,00
Marcona	17,69	18,334	36,021	12,24	11,14
Mantaro	17,69	18,334	36,021	11,71	10,65
Huayucachi	17,69	18,334	36,021	11,78	10,72
Pachachaca	17,69	18,334	36,021	11,87	10,80
Pomacocha	17,69	18,334	36,021	11,90	10,82
Huancavelica	17,69	18,334	36,021	11,80	10,74
Callahuasca ELP	17,69	18,334	36,021	11,91	10,86
Cajamarquilla	17,69	18,334	36,021	11,99	10,94
Huallanca 138	17,69	18,334	36,021	11,87	10,85
Vizcarra	17,69	18,334	36,021	12,11	11,02
Tingo Maria 220	17,69	18,334	36,021	12,36	11,18
Agwayña 220	17,69	18,334	36,021	12,37	11,20
Agwayña 138	17,69	18,334	36,021	12,41	11,22
Agwayña 22,9	17,69	18,334	36,021	12,39	11,21
Pucallpa 138	17,69	18,334	36,021	12,78	11,48
Pucallpa 60	17,69	18,334	36,021	12,80	11,50
Aucayacu	17,69	18,334	36,021	12,69	11,37
Tocache	17,69	18,334	36,021	13,26	11,70
Tingo Maria 138	17,69	18,334	36,021	12,44	11,23
Huánuco 138	17,69	18,334	36,021	12,20	11,05
Paragsha II 138	17,69	18,334	36,021	11,89	10,84
Paragsha 220	17,69	18,334	36,021	11,91	10,85
Yaupi 138	17,69	18,334	36,021	11,65	10,64
Yuncan 138	17,69	18,334	36,021	11,75	10,72
Yuncan 220	17,69	18,334	36,021	11,79	10,76
Croya Nueva 220	17,69	18,334	36,021	11,87	10,82
Croya Nueva 138	17,69	18,334	36,021	11,84	10,83
Croya Nueva 50	17,69	18,334	36,021	11,88	10,86
Carhuamayo 138	17,69	18,334	36,021	11,89	10,80
Carhuamayo 220	17,69	18,334	36,021	11,87	10,82
Canpa 138	17,69	18,334	36,021	11,84	10,80
Desierto 220	17,69	18,334	36,021	11,97	10,90
Condorcocha 138	17,69	18,334	36,021	11,83	10,80
Condorcocha 44	17,69	18,334	36,021	11,83	10,80
Machupicchu	17,69	18,334	36,021	12,89	11,48
Cachimayo	17,69	18,334	36,021	13,16	11,72
Dolorespata	17,69	18,334	36,021	13,21	11,76
Quencoro	17,69	18,334	36,021	13,20	11,76
Combapata	17,69	18,334	36,021	13,24	11,85
Tintaya	17,69	18,334	36,021	13,26	11,95
Ayaviri	17,69	18,334	36,021	13,08	11,79
Azángaro	17,69	18,334	36,021	12,97	11,69
San Gabán	17,69	18,334	36,021	12,45	11,26
Mazucó	17,69	18,334	36,021	12,56	11,33
Puerto Maldonado	17,69	18,334	36,021	12,85	11,50
Juliaca	17,69	18,334	36,021	13,13	11,82
Puno 138	17,69	18,334	36,021	13,09	11,80
Puno 220	17,69	18,334	36,021	13,06	11,77
Callalli	17,69	18,334	36,021	13,12	11,89
Santuario	17,69	18,334	36,021	12,88	11,71
Socabaya 138	17,69	18,334	36,021	12,92	11,70
Socabaya 220	17,69	18,334	36,021	12,91	11,68
Cotaruse 220	17,69	18,334	36,021	12,27	11,13
Cerro Verde	17,69	18,334	36,021	12,95	11,72
Repartición	17,69	18,334	36,021	12,97	11,72
Mollendo	17,69	18,334	36,021	13,03	11,76
Montalvo 220	17,69	18,334	36,021	12,93	11,70
Montalvo 138	17,69	18,334	36,021	12,94	11,71
Ilo 138	17,69	18,334	36,021	13,10	11,85
Botiflaca 138	17,69	18,334	36,021	13,03	11,80
Toquepala	17,69	18,334	36,021	13,02	11,80
Anicota 138	17,69	18,334	36,021	12,94	11,77
Anicota 66	17,69	18,334	36,021	12,89	11,76
Tacna 220	17,69	18,334	36,021	13,03	11,77
Tacna 66	17,69	18,334	36,021	13,14	11,83

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

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-SINAC con las modificaciones efectuadas por OSINERGMIN. La siguiente relación describe los principales cambios incorporados:

- Se consideraron las ventas del año 2013, se actualizó la información preliminar 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 modificó, sobre la base de información remitida a OSINERGMIN, la proyección de la demanda de proyecto de Southern Peru Copper Corporation, Pan American Silver y Yanacocha, así como se ha incorporado la carga de Minera Chinalco Perú (Toromocho) de acuerdo con la información enviada por Edegel mediante Carta GE-01-03-2014.
- Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas natural de Camisea y se verificó que el precio del gas natural de las centrales 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-SINAC, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
- Se actualizaron los valores de CVNC conforme al Procedimiento N° 34, de acuerdo con los criterios que se señalan en el Anexo B.
- Se incluyeron en el modelo PERSEO nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Se modificó las fechas de ingreso de los proyectos CH Cheves (de enero a abril 2015), CH Santa Teresa (de enero 2015 a agosto 2014), CE Cupisnique (de marzo a setiembre 2014) CE Talara (de marzo a agosto 2014), segunda etapa de CH Machupicchu (de julio 2014 a enero 2015) entre otros. Las razones de estas modificaciones en el plan de obras están expuestas en el Anexo D del presente informe.
- Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO.
- 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 OSINERG N° 260-2004-OS/CD (ver Anexo N del informe).

- Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del 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 del Sistema Principal de Transmisión los Cargos Unitarios que ordenan el Decreto Legislativo N° 1041, el Decreto Legislativo N° 1002 y los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008, así como la Ley N° 29852, dando como resultado final un valor igual a 18,334 S/./KW-mes.
- En los cálculos de la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra (en cumplimiento al ítem g) del Anexo A.1 de la Norma “Procedimiento para la Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD), se tomó en consideración los costos al 31 de marzo de 2014, conforme a lo establecido en el Artículo 50° de la LCE.
- Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica de 1,203 S/./MWh, conforme al valor vigente al 31 de marzo de 2014 del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN.

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 marzo de 2014, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación para las principales ciudades del país⁶.

⁶ Los cargos de peaje secundario corresponden a los que se aprobaron, mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatoria., para el período del 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017.

Cuadro No. 1.2

COMPARACIÓN VARIACIONES DE PRECIOS EN BARRA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2013 (VIGENTES AL 04 DE MARZO DE 2014)

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					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	18,72	20,38	0,00	13,89	12,65	39,10	13,89	12,65	23,78
Chiclayo	18,72	20,38	0,00	13,66	12,46	39,10	13,66	12,46	23,58
Trujillo	18,72	20,38	0,00	13,51	12,33	39,10	13,51	12,33	23,45
Lima	18,72	20,38	0,00	14,21	12,03	39,10	14,21	12,03	21,72
Ica	18,72	20,38	0,00	13,08	12,02	39,10	13,08	12,02	23,09
Tingo María	18,72	20,38	0,00	13,87	12,29	39,10	13,87	12,29	23,50
Cusco	18,72	20,38	0,00	13,89	11,66	39,10	13,89	11,66	23,09
Combapata	18,72	20,38	0,00	13,77	12,32	39,10	13,77	12,32	23,53
Tintaya	18,72	20,38	0,00	13,90	12,57	39,10	13,90	12,57	23,75
Juliaca	18,72	20,38	0,00	13,78	12,46	39,10	13,78	12,46	23,63
Socabaya	18,72	20,38	0,00	13,78	12,47	39,10	13,78	12,47	23,61
Toquepala	18,72	20,38	0,00	13,81	12,58	39,10	13,81	12,58	23,70
Tacna	18,72	20,38	0,00	13,82	12,54	39,10	13,82	12,54	23,67

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2014

Barras Principales	COSTOS MARGINALES					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	17,69	18,33	0,00	12,61	11,42	36,02	12,61	11,42	21,68	-8,8%
Chiclayo	17,69	18,33	0,00	12,36	11,24	36,02	12,36	11,24	21,49	-8,9%
Trujillo	17,69	18,33	0,00	12,17	11,07	36,02	12,17	11,07	21,32	-9,1%
Lima	17,69	18,33	0,00	12,11	10,96	36,02	12,11	10,96	19,69	-9,4%
Ica	17,69	18,33	0,00	12,07	11,00	36,02	12,07	11,00	21,23	-8,1%
Marcona	17,69	18,33	0,00	12,24	11,14	36,02	12,24	11,14	21,38	-7,9%
Tingo María	17,69	18,33	0,00	12,44	11,23	36,02	12,44	11,23	21,50	-8,5%
Cusco	17,69	18,33	0,00	13,21	11,76	36,02	13,21	11,76	22,12	-4,2%
Combapata	17,69	18,33	0,00	13,24	11,85	36,02	13,24	11,85	22,20	-5,7%
Tintaya	17,69	18,33	0,00	13,26	11,95	36,02	13,26	11,95	22,27	-6,2%
Juliaca	17,69	18,33	0,00	13,13	11,82	36,02	13,13	11,82	22,14	-6,3%
Socabaya	17,69	18,33	0,00	12,91	11,68	36,02	12,91	11,68	21,95	-7,0%
Tacna	17,69	18,33	0,00	13,03	11,77	36,02	13,03	11,77	22,05	-6,9%

Tipo Cambio	2,809	S/US\$	F.C.	81,2%	%EHP	19,3%
-------------	-------	--------	------	-------	------	-------

2. Proceso de Regulación Tarifaria

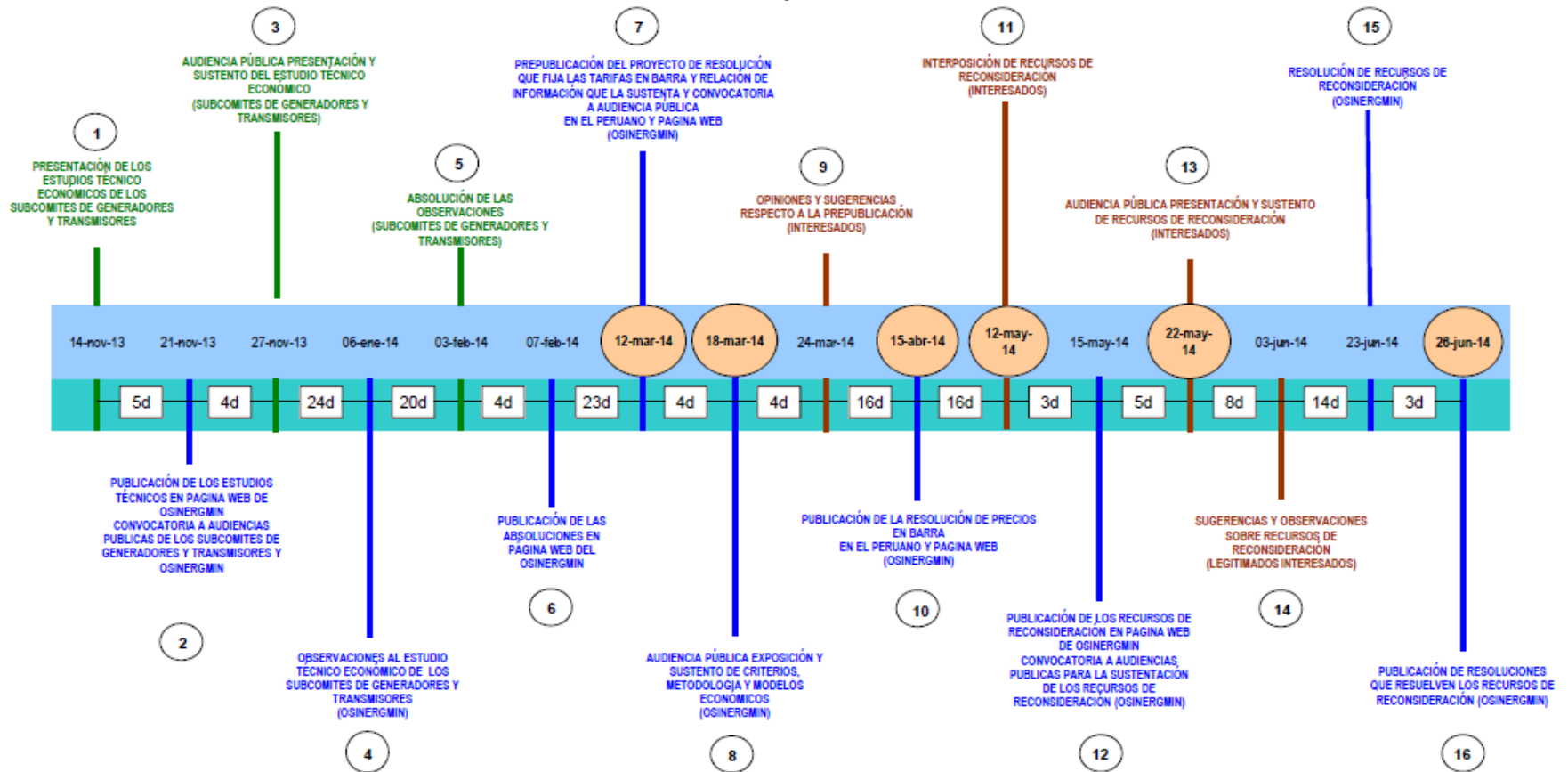
El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; y la Ley 28832 y sus reglamentos. OSINERGMIN, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia 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. En el siguiente esquema se resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de las Tarifas en Barra. Las fechas indicadas 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.

El cronograma ilustrado en el Esquema 2.1, que obedece a las disposiciones legales vigentes, 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.

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 No. 2.1

PROCESO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA MAYO 2014 - ABRIL 2015
Considera el Decreto Supremo N° 123-2012-PCM



El presente cronograma tiene carácter referencial. Considera lo previsto en la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, en la Ley N° 27838, y la Ley N° 27444. Las fechas incorporadas en el presente cronograma responden a plazos máximos. En ese sentido, ante cualquier discrepancia o, en caso se cumpla alguna etapa en fecha distinta a la prevista en el presente cronograma y origine cambios en las fechas de las etapas siguientes, prevalecerá la contabilidad que se realice al amparo de las normas aplicables por encima de lo previsto en el presente cronograma.

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

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC") es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El órgano supremo del COES-SINAC 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 Ley de Concesiones Eléctricas⁷, y por el Anexo A del Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación, efectuada por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC el 14 de noviembre de 2013, del "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2014" y "Propuesta del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2014 – Abril 2015".

En el siguiente cuadro se resume, en términos económicos, las propuestas tarifarias:

⁷ **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:

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

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

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

Cuadro No. 2.1

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Nov 2013	Propuesta Subcomités COES	Variación (%)
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	11,36	11,06	-2,6%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,18	17,54	-3,5%
Peaje por Conexión (**)	S/./kW-mes	13,498	13,843	2,6%
Precio Promedio Total (***)	ctm S/./kWh	18,80	18,43	-2,0%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,80%

(**) Se adiciona los cargos adicionales a la propuesta de Peaje por Conexión, con fines de comparación

(***) Se considera un Factor de Carga = 59,17% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes

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 2013, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES-SINAC expongan sus propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2014 – abril 2015.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación, en la página Web de OSINERGMIN, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso 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-SINAC

Con fecha 06 de enero de 2013, OSINERGMIN a través de los Informes N° 0011-2014-GART y N° 0003-2014-GART comunicó por escrito sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas presentadas por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC.

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

2.4. Absolución de las Observaciones

El 03 de febrero de 2014, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por OSINERGMIN y presentaron sus informes con los resultados modificados de sus estudios.

En el siguiente cuadro se resumen las propuestas después de la absolución de las observaciones.

Cuadro No. 2.2

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Feb 2013	Propuesta Subcomités COES	Variación (%)
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/./kWh	12,55	7,61	-39,4%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,72	17,67	-5,6%
Peaje por Conexión	S/./kW-mes	20,377	20,597	1,1%
Precio Promedio Total (**)	ctm S/./kWh	21,73	16,59	-23,6%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,80%

(**) Se adiciona los cargos adicionales a la propuesta de Peaje por Conexión, con fines de comparación

(***) Se considera un Factor de Carga = 59,17% para hallar el equivalente de los cargos por kW-mes

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 122° del Reglamento⁸, en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de OSINERGMIN, corresponde a este organismo, de acuerdo con el análisis que se indica más adelante, establecer los valores correspondientes y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la Ley.

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

OSINERGMIN ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC 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 2014 – abril 2015. A raíz del análisis que se indica, se elaboraron los informes técnicos N° 0117-2014-GART y N° 118-2014-GART, y el informe legal N° 113-2014-GART que contienen el resultado de los estudios realizados.

⁸ **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 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 Ley.

El siguiente cuadro resume los precios determinados por OSINERGMIN después del análisis efectuado:

Cuadro No. 2.3

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Mar 2014	Propuesta OSINERGMIN	Variación
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/. /kWh	12,55	11,19	-10,8%
Precio de la Potencia	S/. /kW-mes	18,72	17,94	-4,2%
Peaje por Conexión (**)	S/. /kW-mes	20,38	17,66	-13,4%
Precio Promedio Total	ctm S/. /kWh	21,73	19,54	-10,0%

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 23,7%

(**) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DL-1002, DU 037-2008 y DU 049-2008

De acuerdo con lo señalado en el literal “g” del Anexo A1 la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, con un mínimo de 15 días hábiles de anticipación a la publicación de la resolución que fije los Precios en Barra, OSINERGMIN publicará en el diario oficial el Peruano y en su página Web el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y la relación de información que la sustenta.

2.6. Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo de OSINERGMIN dispuso la realización de una segunda Audiencia Pública, la misma que se llevó a cabo el 18 de marzo de 2014, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la presente regulación tarifaria; así como, el sustento del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2014 – abril 2015.

La realización de esta Audiencia Pública se produjo de manera descentralizada y simultáneamente en tres ciudades del país: Lima, Cusco y Piura; a través, de un sistema de multivideoconferencia.

En esta 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 puntos de vista sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

Con relación a las opiniones y comentarios vertidos durante la referida Audiencia, 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 24 de marzo de 2014 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.

Al respecto se recibieron, dentro del plazo establecido, las opiniones y sugerencias de las empresas Enersur S.A., Kallpa Generación S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Rio Doble S.A., SINERSA, Eléctrica Santa Rosa S.A., Red de Energía del Perú S.A., ISA Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Luz del Sur S.A.A., Electro Sur Este S.A.A. y Electro Oriente S.A. al proyecto de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN.

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

2.8. Fijación de Precios en Barra

OSINERGMIN ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC, tanto en su estudio inicial como en el informe remitido en respuesta a las observaciones formuladas a su Estudio Técnico Económico para la fijación de los Precios en Barra. Asimismo, 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 2014 - abril 2015. A raíz del análisis que se indica se ha elaborado el presente informe que contiene el resultado de los estudios realizados.

El siguiente cuadro resume los precios determinados por OSINERGMIN después del análisis efectuado:

Cuadro No. 2.4

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de marzo 2014	Propuesta OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/./kWh	12,55	11,23	-10,5%
Precio de Potencia	S/./kW-mes	18,72	17,69	-5,5%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/./kW-mes	20,377	18,334	-10,0%
Precio Promedio Total	ctm.S/./kWh	21,72	19,69	-9,4%

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 OSINERGMIN.

3. Precios Básicos de Potencia y Energía

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se extiende desde Tacna por el sur hasta Tumbes por el norte, y enlaza la mayor parte de ciudades del país.

Para el presente período de regulación se destaca:

- La postergación del ingreso de las centrales eólicas de Talara (30 MW), Cupisnique (80 MW) y Tres Hermanas (90 MW) para los meses de agosto 2014, setiembre 2014 y enero 2016, respectivamente. Así como la CH Cheves (168 MW) y la segunda etapa de la CH Machupicchu (100 MW) para el mes de abril y enero 2015, respectivamente.
- El adelanto del ingreso del proyecto de la CH Santa Teresa para el mes de agosto 2014.
- El retiro del plan de obras a los proyectos CH Manta (19,8 MW), CH Tarucani (49 MW), CH Angel I (20 MW), CH Angel II (20 MW) y Angel III (20 MW), conforme se detalla en el Anexo D.

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de los Precios en Barra para el período mayo 2014 - abril 2015.

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 Reglamento de la LCE, se calculó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 36 meses del período de análisis de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 47° al 50° de la LCE⁹, así como lo dispuesto por el Artículo 1° del DU 049¹⁰ para el horizonte comprendido entre el 01 de enero

⁹ **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 período.
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 período 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 período 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.
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período 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.

¹⁰ **Artículo 1°.- Costos Marginales de Corto Plazo**

Para efectos del despacho económico a que se refiere el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

- 1.1 Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.
- 1.2 Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.
- 1.3 La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos

de 2013 y el 31 de diciembre de 2016. Dichos 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 período 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.

Dicho programa de operación se obtiene haciendo uso del modelo PERSEO. 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 (2013-2016) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología, el modelo PERSEO 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 48 años, con información histórica, hasta el año 2012.

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 período 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 períodos: punta y fuera de punta (para el período fuera de punta se consideran los bloques de media y base).

En el caso del mantenimiento, se corrige el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Asimismo, se considera una reducción permanente de 30 MW en la potencia efectiva de la C.H. Huinco y de 15 MW en la potencia efectiva de la C.H. Charcani V por reserva rotante para regulación de frecuencia.

Se considera, además, las restricciones impuestas por la Resolución Directoral N° 02-2012-ANA-DEPHM y Resolución Ministerial N° 0149-98-AG, en el control de los desembalses del lago Junín, así como el costo marginal máximo establecido por Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM (313,50 S./MWh)¹¹.

El modelo PERSEO está constituido por un programa (escrito en FORTRAN y C) que permite construir las restricciones que definen un problema de programación lineal. Las restricciones una vez construidas son sometidas a un motor de programación lineal (herramienta CPLEX) que resuelve el problema de optimización. Las salidas del optimizador lineal son luego

costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

¹¹ **Artículo 1°.**- El valor límite de los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es de 313,50 Nuevos Soles/MWh.

Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia el día 02 de enero de 2009.

recogidas por programas de hojas de cálculo que permiten efectuar el análisis y gráfico de los resultados.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO, 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 Reglamento¹², 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 en 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 OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias. Se considera, asimismo, los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD, publicada el 21

¹² **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.

de febrero de 2013. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

3.2. Premisas y Resultados

A continuación, se presenta la 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 se hace uso de un modelo de corrección de errores. Asimismo, se tiene en cuenta las siguientes diferencias respecto de los valores propuestos por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (ver Anexo A para mayor detalle):

- La demanda para el periodo 2014 a 2016, ha sido determinada con el Modelo de Corrección de Error, conforme a las fijaciones anteriores.
- Modificación sobre la base de información remitida a OSINERGMIN, la proyección de la demanda de proyecto de Southern Peru Copper Corporation, Pan American Silver y Yanacocha, así como, se ha incorporado la carga de Minera Chinalco Perú (Toromocho) de acuerdo con la información enviada por Edegel mediante Carta GE-01-03-2014).
- 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 2013, se ha considerado la información comercial de las empresas eléctricas al IV trimestre del año 2013. 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.

Complementariamente, de acuerdo con el Artículo 47° de la LCE y el Artículo 29°¹³ del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (en adelante "RIEE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 049-2005-EM, respecto de la demanda extranjera, corresponde incluir una proyección de demanda extranjera igual a las transacciones internacionales registradas en el año precedente.

De otro lado, en aplicación del Artículo 10°¹⁴ del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha

¹³ **Artículo 29° (RIEE).- Determinación de las Tarifas en Barra**

A efectos de la fijación de Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentren interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los valores de potencia y energía de las TIE registradas en el año precedente al del proceso de fijación de Tarifas en Barra. Dichos valores se mantendrán constantes durante el período a que se refiere el Artículo 47° de la Ley.

¹⁴ **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

descontado de la proyección de demanda los valores históricos de energía y potencia de las centrales de cogeneración.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el Cuadro No. 3.1. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO es necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro No. 3.1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Período 2014 - 2016

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2013	5 575	39 667	81,2%		
2014	5 955	42 170	80,8%	6,8%	6,3%
2015	6 618	45 852	79,1%	11,1%	8,7%
2016	7 257	51 521	81,0%	9,6%	12,4%

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 para los 24 meses posteriores se considere las obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período; 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 No. 3.2.

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°.

Cuadro No. 3.2
PROYECTOS DE GENERACIÓN
 Período 2014 - 2016

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Mar. 2014	C.H. Huanza_Grupo N° 2 (47.58 MW)
Abr. 2014	C.T. Fenix CS (360 MW)
May. 2014	C.H. Huanza_Grupo N° 1 (47.58 MW)
May. 2014	C.T. Fenix CC (196.8 MW)
May. 2014	Central Eólica Marcona (32 MW)
Ago. 2014	Central Eólica Talara (30 MW)
Ago. 2014	C.H. Santa Teresa (98 MW)
Set. 2014	Central Eólica Cupisnique (80 MW)
Ene. 2015	C.H. Machupicchu, segunda etapa (100 MW)
Ene. 2015	C.H. Runatullu (20 MW)
Ene. 2015	CT La Gringa V (2 MW)
Ene. 2015	C.H. Canchayllo (3,73 MW)
Ene. 2015	Central Solar Moquegua FV (16 MW)
Mar. 2015	C.T Reserva Fria de Puerto Maldonado (18 MW)
Mar. 2015	C.T Reserva Fria de Pucallpa (40 MW)
Abr. 2015	C.H. Cheves (168 MW)
May. 2015	C.H. Quitaracsa (112 MW)
Jul. 2015	C.T Reserva Fria de Planta Eten (214 MW)
Ene. 2016	Central Eólica Tres Hermanas (90 MW)
Ene. 2016	C.H. Chancay (19 MW)
Ene. 2016	C.H. 8 de Agosto (19 MW)
Ene. 2016	C.H. El Carmen (8,4 MW)
Feb. 2016	C.H. La Virgen (64 MW)
May. 2016	C.T Mollendo - Samay I - Nodo Energético (500 MW)
Jul. 2016	C.H. Cerro del Águila (525 MW)
Jul. 2016	C.H. Huatziroki (11 MW)
Ago. 2016	C.H. Chaglla (406 MW)
Ago. 2016	C.H. Renovandes H1 (20 MW)

Notas :

C.H. : Central Hidroeléctrica.

C.T. : Central Termoeléctrica.

En cuanto al plan de obras de transmisión, lo propuesto por el Subcomité de Transmisión 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 licitarse para que ingresen dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO, tal como se muestra en el Cuadro No 3.3.

Cuadro No. 3.3

Período 2014 - 2016

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
feb. 14	S.E-Los Industriales 220/60/10 kV - 180MVA
feb. 14	Repotenciación de la LT 220KV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 a 180MVA
abr. 14	Nueva SE Reque 220KV (antes llamada Chiclayo Sur)
abr. 14	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito)
jun. 14	LT 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
oct. 14	Ampliación capacidad de transmisión LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA
nov. 14	L.T-220 kV San Juan - Chilca de 350 a 700 MVA (cuarto circuito)
ene. 15	Segundo Transformador en la SET Aguaytia 220/138/22.9 kV de 60/60/20 MVA
ene. 15	Repotenciación de la L.T.138 kV Aguaytia - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA
ene. 15	L.T-220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse
mar. 15	Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 MVA a 540 MVA
mar. 15	L.T-220 kV Ventanilla – Chavarría de 189MVA (cuarto circuito)
abr. 15	Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA
oct. 15	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Balnearios (Cambio conductor x Cond. Alta Temperatura)
ene. 16	Segundo transformador en la SET Pucallpa 138/60kV de 55MVA
ene. 16	L.T-220 kV Moquegua - Tacna
ene. 16	Segundo Transformador en la SET Tacna (Los Héroes) 220/66 kV Tacna de 50 MVA
ene. 16	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabaylo de 152 a 250 MVA
may. 16	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte de 300 MVA, 98 km. LT 220 kV Cajamarca Norte - Cáclic de
ago. 16	LT 220 kV Machupicchu – Quencoro de 300 MVA, 153 km. LT 220 kV Quencoro – Onocora de 300 MVA,
sep. 16	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
nov. 16	LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo

El Cuadro No. 3.4 presenta la información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el SEIN. Asimismo, en el Cuadro No. 3.5 se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del SEIN.

Cuadro No. 3.4

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES (5)

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	SN POWER PERU	43,1	318,7	84,4%	22,86	0,524
Cañon del Pato	DEI EGENOR	263,5	1 598,0	69,2%	77,00	0,951
Carhuaquero	DEI EGENOR	105,1	651,2	70,7%	23,00	1,269
Caña Brava	DEI EGENOR	5,7	21,5	43,1%	19,50	0,081
Mantaro	ELECTROPERU	670,7	5 622,1	95,7%	104,36	1,785
Restitución	ELECTROPERU	215,4	1 691,6	89,6%	100,00	0,598
Callahuanca (1)	EDEGEL	80,4	606,7	86,1%	20,50	1,089
Huampaní	EDEGEL	30,2	252,8	95,6%	18,50	0,453
Huínco	EDEGEL	247,3	1 079,0	49,8%	25,00	2,748
Matucana	EDEGEL	128,6	845,1	75,0%	14,80	2,414
Moyopampa	EDEGEL	64,7	552,8	97,5%	17,50	1,027
Yanango	CHINANGO	42,6	269,0	72,1%	20,00	0,592
Chimay	CHINANGO	150,9	936,4	70,8%	82,00	0,511
Malpaso	SN POWER PERU	48,0	255,5	60,8%	71,00	0,188
Oroya	SN POWER PERU	9,5	73,3	88,0%	6,45	0,409
Pachachaca	SN POWER PERU	9,6	53,9	64,0%	6,56	0,407
Yaupi	SN POWER PERU	110,2	860,2	89,1%	28,08	1,090
Gallito Ciego	SN POWER PERU	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Paniac	SN POWER PERU	5,0	37,5	86,5%	2,20	0,625
Huanchor	S. MINERA CORONA	19,6	166,0	96,7%	10,00	0,544
Misapuquio	SN POWER PERU	3,9	20,7	60,7%	2,00	0,542
San Antonio	SN POWER PERU	0,6	3,5	64,5%	2,92	0,059
San Ignacio	SN POWER PERU	0,4	3,8	108,2%	2,50	0,044
Huayllacho	SN POWER PERU	0,2	1,1	59,9%	0,15	0,370
Yuncán	ENERSUR	136,8	917,0	76,5%	29,58	1,285
Santa Rosa I	ELECTRICA SANTA ROSA (4)	1,0	7,8	88,8%	5,50	0,051
Santa Rosa II	ELECTRICA SANTA ROSA (4)	1,7	11,2	75,2%	5,00	0,094
Curumuy	SINERSA (4)	12,5	64,2	58,6%	36,00	0,096
Poechos I	SINERSA (4)	15,4	82,0	60,8%	45,00	0,095
Poechos II	SINERSA (4)	10,0	50,0	57,1%	60,00	0,046
Charcani I	EGASA	1,7	13,8	91,1%	7,60	0,063
Charcani II	EGASA	0,6	5,2	99,7%	6,00	0,028
Charcani III	EGASA	4,6	31,7	79,0%	10,00	0,127
Charcani IV	EGASA	15,3	89,6	66,9%	15,00	0,283
Charcani V	EGASA	144,6	576,4	45,5%	24,90	1,613
Charcani VI	EGASA	8,9	54,8	70,0%	15,00	0,166
Aricota I	EGESUR	22,5	84,3	42,8%	4,60	1,359
Aricota II	EGESUR	12,4	46,4	42,7%	4,60	0,749
Machupicchu	EGEMSA	88,8	739,0	95,0%	30,00	0,822
San Gabán	SAN GABAN	113,1	783,0	79,0%	19,00	1,654
La Joya	GEPSA	9,6	54,7	65,0%	10,00	0,267
Santa Cruz I	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6,0	29,5	56,1%	6,00	0,278
Santa Cruz II	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6,5	33,0	58,0%	6,00	0,301
Roncador	MAJA ENERGIA	3,8	28,1	84,5%	12,00	0,088
Platanal	CELEPSA	217,4	1 100,0	57,8%	41,13	1,468
Yanapampa	ELÉCTRICA YANAPAMPA S.A.C.	4,1	28,0	77,4%	20,00	0,057
Pizarras	ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	18,0	85,0	67,0%	22,10	0,226
Total		3 148,6	21 007,5	76,2%		

Notas :

- ✓ (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2009
- ✓ (2) Las centrales indicadas son representadas en el COES-SINAC por las empresas señaladas, no siendo sin embargo dichas centrales de su propiedad.
- ✓ (3) Centrales en proceso de incorporación al COES-SINAC
- ✓ (4) Esta empresa no forma parte del COES-SINAC
- ✓ (5) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES-SINAC. La Energía de las Centrales Hidráulicas determinadas según el Plan Referencial y ajustadas con los Datos y Resultados del Modelo PERSEO.

Cuadro No. 3.5

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	11,7	Gas Natural	13,796
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	84,9	Gas Natural	11,369
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	18,5	Gas Natural + H2O	11,882
Turbo Gas de Chimbote (TG3)	EGENOR	19,6	Diesel B5	0,352
Turbo Gas de Piura con DB5	EGENOR	17,9	Diesel B5	0,396
Grupos Diesel de Piura	EGENOR	8,2	Diesel B5	0,253
Grupos Diesel de Chiclayo	EGENOR	9,6	Diesel B5	0,247
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	51,0	Gas Natural	12,341
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	EDEGEL	52,4	Gas Natural	12,606
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63,7	Residual 500	0,314
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel B5 S-50	0,220
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	TERMOSELVA	84,9	Gas Natural	11,737
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	TERMOSELVA	85,4	Gas Natural	11,692
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	16,3	Residual 6	0,210
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228,0	Gas Natural	6,907
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	20,4	Gas Natural	6,884
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	217,0	Gas Natural	6,907
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	19,6	Gas Natural	6,884
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	EDEGEL	199,8	Gas Natural	9,879
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	192,8	Gas Natural	10,237
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	3,9	Diesel B5 S-50	0,151
Bellavista ALCO	SAN GABAN	1,5	Diesel B5 S-50	0,312
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10,2	Mezcla2 R500,DB5S50	0,212
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	15,8	Diesel B5 S-50	0,293
Chilina TV N° 2	EGASA	6,2	Residual 500	0,398
Chilina TV N° 3	EGASA	10,2	Residual 500	0,403
Mollendo I GD	EGASA	29,8	Residual 500	0,211
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0,0	Residual 500	0,000
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	66,4	Vapor+R500	0,212
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	44,1	Residual 500	0,298
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34,9	Diesel B5	0,254
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30,7	Diesel B5	0,252
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3,3	Diesel B5	0,204
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	139,8	Carbón	0,393
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	EGESUR	23,0	Gas Natural	9,166
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	EGASA	70,7	Gas Natural	12,081
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros	TERMOCHILCA	209,0	Gas Natural	9,679
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	KALLPA	281,1	Gas Natural	6,797
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	KALLPA	286,6	Gas Natural	6,797
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	KALLPA	293,1	Gas Natural	6,797
Turbo Gas Natural CS Fenix (TUD)	FENIX	360,0	Gas Natural	9,125
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	ENERSUR	269,4	Gas Natural	6,590
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	ENERSUR	269,4	Gas Natural	6,590
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	ENERSUR	269,4	Gas Natural	6,590
Reserva Fria Talara	EEPSA	186,6	Diesel B5	0,236
Reserva Fria Ilo	ENERSUR	460,0	Diesel B5	0,247
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	SDE Piura	26,8	Gas Natural	14,033
Total		4 804,8		

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%)

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 US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh o mils/kWh¹⁵.

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 combustible utilizado). El Cuadro No. 3.9, más adelante, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado.

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° 2¹⁶, 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 Reglamento¹⁷, 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

¹⁵ Un mil = 1 milésimo de US\$.

¹⁶ 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.

¹⁷ **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.

nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publique OSINERGMIN.

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

El Cuadro No. 3.6 presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2014, 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.

Cuadro No. 3.6

**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precio de Lista - Petroperú)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	9,65	3,44	144,29	1057,7	3,248
	Residual 6	6,62	2,36	98,98	652,5	3,612
	Residual 500	6,55	2,33	97,94	634,5	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	9,84	3,50	147,13	1078,5	3,248
	Residual 500	6,80	2,42	101,60	658,2	3,675
Ilo	Diesel B5	9,58	3,41	143,24	1050,0	3,248
	Residual N° 6	6,87	2,44	102,65	676,6	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	2,809
ISC DB5	S./Galon	1,200
ISC DB5S50	S./Galon	1,010
ISC R6	S./Galon	0,390
ISC R500	S./Galon	0,380

Fuente Petroperu: Precios al 31 de marzo de 2014

El Cuadro 3.7 presenta los precios de referencia ponderados de OSINERGMIN para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2014.

Cuadro No. 3.7**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios de referencia ponderados)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	9,10	3,24	136,06	997,4	3,248
	Residual N° 6	6,49	2,31	97,04	639,7	3,612
	Residual 500	6,42	2,29	95,99	621,9	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	9,29	3,31	138,90	1018,2	3,248
	Residual 500	6,65	2,37	99,43	644,2	3,675
Ilo	Diesel B5	9,04	3,22	135,17	990,8	3,248
	Residual N° 6	6,73	2,40	100,63	663,3	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	2,809
ISC DB5	S./Galon	1,200
ISC DB5S50	S./Galon	1,010
ISC R6	S./Galon	0,390
ISC R500	S./Galon	0,380

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de marzo de 2014

En aplicación del Artículo 124° del Reglamento, se compararon los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de OSINERGMIN, resultando que para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro N° 3.8.

Cuadro No. 3.8**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
(Precios Comparados)**

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	9,10	3,24	136,06	997,4	3,248
	Residual N° 6	6,49	2,31	97,04	639,7	3,612
	Residual N° 500	6,42	2,29	95,99	621,9	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	9,29	3,31	138,90	1018,2	3,248
	Residual N° 500	6,65	2,37	99,43	644,2	3,675
Ilo	Diesel B5	9,04	3,22	135,17	990,8	3,248
	Residual N° 6	6,73	2,40	100,63	663,3	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	2,809
ISC DB5	S./Galon	1,200
ISC DB5S50	S./Galon	1,010
ISC R6	S./Galon	0,390
ISC R500	S./Galon	0,380

Precios al 31 de marzo de 2014

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

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento, 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 único¹⁸ que se obtenga como resultado del procedimiento N° 31 C del COES-SINAC¹⁹, teniendo como límite superior aquél que resulte del “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra” establecido por OSINERGMIN.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales de Ventanilla, Santa Rosa I (UTI5, UTI6 y TG7), Santa Rosa II (TG8), Chilca I, Kallpa, Las Flores, Pisco (Ex TG's Mollendo), Independencia (Ex Calana), Santo Domingo de Olleros, Aguaytía, Malacas TG1-2 y Malacas TG4 corresponden a 2,7090 US\$/MMBtu, 2,7962 US\$/MMBtu, 2,9112 US\$/MMBtu, 2,8048 US\$/MMBtu, 2,7913 US\$/MMBtu, 3,0743 US\$/MMBtu, 2,5543 US\$/MMBtu, 2,6064 US\$/MMBtu, 2,8612 US\$/MMBtu, 2,7861 US\$/MMBtu, 2,7861 US\$/MMBtu y 2,7861 US\$/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 Central Termoeléctrica Ilo 2. El precio de este insumo está expresado por US\$/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 240 kcal/kg.

El precio para este combustible se determina conforme a lo dispuesto en el Artículo 124° del Reglamento de la LCE, 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 2014 es de 93,53 US\$/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 información del Cuadro No. 3.8 (precios del combustible en Lima) y calcular un valor denominado “Otros” para relacionar el precio del combustible en

¹⁸ 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.

¹⁹ “Información de Precios y Calidad de Combustible de Gas Natural” aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM

cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el Cuadro No. 3.9.

Cuadro No. 3.9

PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Lima	Otros(*)	Central
Turbo Gas Natural Malacas 1 (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7861
Turbo Gas Natural Malacas 4 A (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7861
Turbo Gas Natural Malacas 4 B (TUD)	Gas Natural + H2O	---	---	2,7861
Turbo Gas de Chimbote (TG3)	Diesel B5	---	---	1127,00
Turbo Gas de Piura con DB5	Diesel B5	---	---	1163,91
Grupos Diesel de Piura	Diesel B5	---	---	1163,91
Grupos Diesel de Chiclayo	Diesel B5	---	---	1156,03
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6(TUD)	Gas Natural	---	---	2,7962
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	---	---	2,7962
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	634,5	6,1%	673,21
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	1057,7	6,1%	1122,42
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1 (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7861
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2 (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7861
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Residual 6	652,5	9,1%	712,03
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional) TUD	Gas Natural	---	---	2,7090
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional) TUD	Gas Natural	---	---	2,7090
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 (TUD)	Gas Natural	---	---	2,9112
Turbo Gas Natural Las Flores (TUD)	Gas Natural	---	---	3,0743
Taparachi GD N° 1 al N° 4	Diesel B5 S-50	1057,7	9,5%	1157,95
Bellavista ALCO	Diesel B5 S-50	1057,7	9,6%	1158,83
Chilina GD N° 1 y N° 2	Mezcla2 R500,DB5S50	---	---	737,58
Chilina Ciclo Combinado	Diesel B5 S-50	1057,7	7,7%	1139,65
Chilina TV N° 2	Residual 500	634,5	9,2%	692,90
Chilina TV N° 3	Residual 500	634,5	9,2%	692,90
Mollendo I GD	Residual 500	634,5	7,8%	683,89
Ilo 1 TV N° 2	Residual 500	634,5	7,6%	682,47
Ilo 1 TV N° 3	Vapor+R500			620,42
Ilo 1 TV N° 4	Residual 500	634,5	7,6%	682,47
Ilo 1 TG N° 1	Diesel B5	---	---	1163,80
Ilo 1 TG N° 2	Diesel B5	---	---	1163,80
Ilo 1 GD N° 1	Diesel B5	---	---	1163,80
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	---	---	93,53
Independencia GD - GN (Ex Calana GD) TUD	Gas Natural	---	---	2,6064
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG) TUD	Gas Natural	---	---	2,5543
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (TUD)	Gas Natural	---	---	2,8612
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7913
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7913
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa (TUD)	Gas Natural	---	---	2,7913
Turbo Gas Natural CS Fenix (TUD)	Gas Natural	---	---	2,8261
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I (TUD)	Gas Natural	---	---	2,8048
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I (TUD)	Gas Natural	---	---	2,8048
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I (TUD)	Gas Natural	---	---	2,8048
Reserva Fria Talara	Diesel B5	1057,7	4,8%	1108,7665
Reserva Fria Ilo	Diesel B5	1057,7	10,0%	1163,8001
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo (TUD)	Gas Natural	---	---	0,0000
Turbo Gas Samay II	Diesel B5 S-50	1057,7	7,9%	1141,1824

Nota:

- (1) Los Otros Incluyen: Flete, Tratamiento del Combustible y Stocks.
- (2) El Precio del Diesel B5 o B5 S-50, Residual N° 6, Residual N° 500 y Carbón está expresado en US\$/Ton.
- (3) El Precio del Gas Natural está expresado en US\$/MMBTU.
- (4): Se incluye el ISC para los combustibles Diesel B5 o B5 S-50, Residual N° 6 y Residual N° 500

Con los precios anteriores y los consumos específicos del Cuadro No. 3.5 se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el Cuadro No. 3.10.

Cuadro No. 3.10

COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Central	Consumo Específico Unid/MWh	Costo del Combustible US\$/Unid	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1 (TUD)	13,796	2,7861	38,44	2,69	41,13
Turbo Gas Natural Malacas 4 A (TUD)	11,369	2,7861	31,67	3,13	34,81
Turbo Gas Natural Malacas 4 B (TUD)	11,882	2,7861	33,10	22,74	55,84
Turbo Gas de Chimbote (TG3)	0,352	1127,0008	396,14	2,69	398,83
Turbo Gas de Piura con DB5	0,396	1163,9081	461,02	2,69	463,71
Grupos Diesel de Piura	0,253	1163,9081	294,34	9,30	303,64
Grupos Diesel de Chiclayo	0,247	1156,0275	285,27	8,71	293,98
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6(TUD)	12,341	2,7962	34,51	6,70	41,21
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,606	2,7962	35,25	6,54	41,78
Turbo Vapor de Shougesa	0,314	673,2105	211,62	1,32	212,94
G. Diesel Shougesa	0,220	1122,4210	246,93	2,45	249,39
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1 (TUD)	11,737	2,7861	32,70	2,69	35,39
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2 (TUD)	11,692	2,7861	32,57	2,69	35,26
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,210	712,0314	149,19	13,92	163,10
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	6,884	2,7090	18,65	3,35	21,99
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	6,884	2,7090	18,65	3,35	21,99
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 (TUD)	9,879	2,9112	28,76	2,69	31,45
Turbo Gas Natural Las Flores (TUD)	10,237	3,0743	31,47	2,69	34,16
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0,151	1157,9520	175,10	2,45	177,56
Bellavista ALCO	0,312	1158,8289	362,04	2,45	364,50
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,212	737,5825	156,70	2,45	159,15
Chilina Ciclo Combinado	0,293	1139,6479	333,89	3,35	337,23
Chilina TV N° 2	0,398	692,8975	275,77	1,32	277,09
Chilina TV N° 3	0,403	692,8975	279,09	1,32	280,41
Mollendo I GD	0,211	683,8885	144,10	2,45	146,55
Ilo 1 TV N° 2	0,000	682,4675	0,00	7,10	7,10
Ilo 1 TV N° 3	0,212	620,4250	131,47	4,76	136,23
Ilo 1 TV N° 4	0,298	682,4675	203,62	5,07	208,69
Ilo 1 TG N° 1	0,254	1163,8001	295,93	9,25	305,18
Ilo 1 TG N° 2	0,252	1163,8001	293,18	10,32	303,51
Ilo 1 GD N° 1	0,204	1163,8001	237,01	16,70	253,71
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,393	93,5300	36,72	2,19	38,91
Independencia GD - GN (Ex Calana GD) TUD	0,000	2,6064	0,00	2,45	2,45
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG) TUD	12,081	2,5543	30,86	2,69	33,55
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (TUD)	9,679	2,8612	27,69	2,67	30,36
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa (TUD)	6,797	2,7913	18,97	3,35	22,32
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa (TUD)	6,797	2,7913	18,97	3,35	22,32
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa (TUD)	6,797	2,7913	18,97	3,35	22,32
Turbo Gas Natural CS Fenix (TUD)	9,125	2,8261	25,79	3,08	28,87
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I (TUD)	6,590	2,8048	18,48	3,35	21,83
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I (TUD)	6,590	2,8048	18,48	3,35	21,83
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I (TUD)	6,590	2,8048	18,48	3,35	21,83
Reserva Fria Talara	0,236	1108,7665	262,08	4,00	266,08
Reserva Fria Ilo	0,247	1163,8001	287,56	4,00	291,56
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	14,033	0,0000	0,00	2,69	2,69

NOTAS :

Consumo Específico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.
Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = US\$/Ton; Gas Natural = US\$/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 214° de su Reglamento²⁰, cuyo monto es de 1,203 S./MWh, conforme al valor vigente del 1% del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) vigente, al 31 de marzo de 2014, de la Barra Base Lima 220 kV para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3.2.5. Costo de Racionamiento

Se mantiene el costo de racionamiento establecido por OSINERGMIN para la anterior fijación de Precios en Barra: 74,6 centavos de US\$ por kWh.

3.2.6. Precio Básico de la Energía

El Cuadro No. 3.11 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 No. 3.11
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA
Barra Santa Rosa 220 kV
(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2014	Mayo	28,81	26,07	26,60	1,10

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2014	Mayo	19,27%	80,73%

3.2.7. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia para la presente fijación se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta,

²⁰ **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 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:

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

(...)

turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro No. 3.12 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro No. 3.12

(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	59,148	2,980			62,127
2	Millón US\$/Año	7,919	0,370	1,069	0,754	10,111
3	Sin FIM : US\$/kW-año	48,95	2,29	6,61	4,66	62,50
4	Con FIM : US\$/kW-año	62,36	2,91	8,42	5,93	79,63
	Acumulado : US\$/kW-año	62,36	65,28	73,70	79,63	

Nota:

1. Costo de una unidad de 169,97 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 (1,2741).

(*) 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 (en adelante “MRFOo”) que es igual a 22,9%, obtenido de la diferencia entre 33,3% y el porcentaje que, de la máxima demanda, representen las potencias firmes de las unidades de Reserva Fría de Generación de las Planta Talara e Ilo, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD que fijó el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional para el período del 01 de mayo de 2013 hasta el 30 de abril de 2017.

4. Cargos por Transmisión

4.1. Sistema Garantizado de Transmisión

El Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”) del SEIN 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.

4.1.1. SGT del Consorcio Transmantaro S.A.

El Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “Transmantaro”) es concesionario de tres proyectos de línea de transmisión. Los proyectos son los siguientes:

Cuadro No. 4.1
Proyectos de SGT de Transmantaro S.A.

N°	Descripción	Inversión (US\$)	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	23/06/2011
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo)	167 500 000	Dic-2012
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	14 580 022	May-2013
4	Línea de Transmisión Pomacocha-Carhuamayo 220 kV y Subestaciones Asociadas	16 407 891	Set-2013
5	Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV	101 406 434	Jun-2014**
6	Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse en 220 kV	75 005 299*	Ene-2015**

*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.

** Puesta en Operación Comercial previsto según 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 y su Reglamento, el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos (D.S. N° 059-96-PCM) y otras Leyes Aplicables y disposiciones específicas emitidas para el efecto. Asimismo, es del caso mencionar que según el contrato de concesión correspondiente, a partir de la Puesta en Operación Comercial de cada etapa, la Sociedad Concesionaria está autorizada a cobrar la respectiva Base Tarifaria, a ser fijada por OSINERGMIN.

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

El SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante “Abengoa” ó “ATN”) comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca - Cajamarca Norte - Cerro Corona - Carhuaquero. El Contrato de Concesión respectivo 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 los siguientes tramos:

Cuadro No. 4.2
SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A.

Tramo	Descripción	Inversión (US\$)	Puesta en Operación Comercial Previsto(1)
1	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	8 964 256,50	22/11/2010
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	12 589 996,50	22/12/2010
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 167 897,60	22/01/2011
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	23 835 370,00	22/05/2011
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	43 884 639,40	22/05/2011
Total de Inversión		99 442 160	

(1) De acuerdo a lo establecido en la Adenda N° 3 de su Contrato de Concesión.

Por otro lado, de acuerdo a lo señalado en a 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 siguiente:

Cuadro No. 4.3
SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A.

Inversión y COyM a partir del 03/03/2011

Tramo	Descripción	Inversión (US\$)	COyM (US\$)
1	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	9 057 347,07	409 173,79
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	12 720 739,08	574 670,68
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 273 487,55	464 113,93
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	24 082 891,73	1 087 966,58
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	44 340 365,57	2 003 115,02
	Total de Inversión y COyM	100 474 831,00	4 539 040,00

Finalmente, en relación a la fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones del SGT de Abengoa, a la fecha se han acreditado las siguientes fechas:

Cuadro No. 4.4

Instalación	Fecha	Comunicación
Tramo N° 1	11/01/2011	Memorando GFE-209-2011 (15.02.11)
SVC	01/02/2011	Oficio N° 1334-2011-OS-GFE (17.02.11)
Tramo N° 2	24/02/2011	Memorando GFE-323-2011 (10.03.11)
Tramo N° 3	28/12/2011	Oficio N° 8736-2011-OS-GFE (28.12.11)
Tramo N° 4	26/06/2011	Oficio N° 5748-2011-OS-GFE (26.08.11)

4.1.3. 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 US\$ 43 568 414,54, expresado a la fecha de Puesta en Operación Comercial. 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 Ministerio de Energía y Minas modificó esta fecha inicialmente para el 13 de julio de 2013, luego para el 31 de diciembre de 2013 y finalmente, mediante Oficio N° 2400-2013-MEM/DGE, para el 30 de abril de 2014.

4.1.4. SGT de Abengoa Transmisión Sur S.A. (ATS)

El SGT de Abengoa Transmisión Sur S.A. (en adelante "ATS") 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 US\$ 291 027 958,00, expresado a la fecha de Puesta en Operación Comercial. La fecha prevista de Puesta en Operación Comercial fue el 17 de enero de 2014.

4.2. Sistema Principal de Transmisión

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") del SEIN 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° 4.5.

Cuadro No. 4.5

INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP
C. Control Principal	Lima		REP
C. Control Respaldo	Arequipa		REP
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESELVA
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESELVA
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESELVA
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		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 Generación Adicional, los Cargos Unitarios por Costos Adicionales CVOA-CMg y CVOA-RSC, el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables y el Cargo Unitario por Compensación FISE, iguales a 2,878 S/./kW-mes, 0,001 S/./kW-mes, 4,257 S/./kW-mes, 0,000 S/./kW-mes, 2,580 S/./kW-mes y 0,398 S/./kW-mes, respectivamente.

4.3. Valorización de las Instalaciones del SPT y SGT

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 77° de la LCE^[1], en esta oportunidad corresponde actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante "VNR") de una parte de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas previamente en el año 2010, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD.

Para lo cual, OSINERGMIN ha considerado conveniente evaluar el VNR de dichas instalaciones que conforman el SPT del SEIN, utilizando la Base de Datos revisada y actualizada con precios promedio de mercado del año 2013, cuya publicación se ha realizado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD.

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

^[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

actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. Asimismo, corresponde la actualización del VNR de la empresa ISA.

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

4.3.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)

En la regulación de tarifas de mayo 2009 y mayo de 2010, 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 de la parte del VNR que fue revisado en el año 2010, mientras que la parte del VNR revisado en el año 2013 será actualizada en mayo de 2017.

Las instalaciones de REP cuyo VNR corresponde ser actualizado como parte de la presente regulación, son las siguientes:

Cuadro No. 4.6

INSTALACIONES CUYOS VNR CORRESPONDE ACTUALIZAR

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN
L-2280	Zorritos	Zarumilla
L-1120	Paragsha II	Huánuco
L-2224	Celda en SE Pachachaca	
C. Control Principal	Lima	
C. Control Respaldo	Arequipa	

En este sentido, el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN, asciende a US\$ 137 218 695 (Ver Anexo I).

4.3.2. Eteselva S.R.L. (Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo 2013, 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 US\$ 21 642 013 (Ver Anexo J).

4.3.3. Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo 2013, 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 US\$ 920 541. (Ver Anexo K).

4.3.4. San Gabán Transmisión (San Gabán)

La instalación de San Gabán (transmisión) 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 OSINERG N° 1472-2002-OS/CD.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2013, 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 US\$ 556 278 (Ver Anexo L).

4.3.5. Consorcio Transmantaro (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 WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor (ver Anexo O). En este sentido, el VNR base de 179 179 000 reajustado asciende a US\$ 225 963 288.

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”) que asciende a US\$ 7 145 626 conforme a lo dispuesto en la Decisión Definitiva del Experto, el cual será considerado por OSINERGMIN con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT y que éste se reajustará en cada fijación tarifaria utilizando las actualizaciones correspondientes de acuerdo al Contrato BOOT; es decir, utilizando el índice WPSSOP3500. En este sentido, el MAR base reajustado asciende a US\$8 611 513.

Por otro lado, 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 US\$ 93 009 425. Posteriormente, mediante comunicación CS-049-12032377, Transmantaro comunicó a OSINERGMIN el Informe de Auditoría de la Ampliación N° 8, el cual ha determinado que la inversión correspondiente a este proyecto es del US\$ 74 439 833. La Remuneración Anual por Ampliaciones es reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), a partir de su fecha de puesta en operación comercial.

Finalmente, 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 período comprendido entre el 1 de marzo de 2005 y 30 de abril de 2014. El monto asciende a US\$ 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 del 2014.

4.3.6. Red Eléctrica del Sur S.A. (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 WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor (ver Anexo S). En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000)^[5] y II (feb 2001)^[6] reajustados ascienden a US\$ 23 481 582 y US\$ 64 209 788, respectivamente, con un agregado de US\$ 5 829 477 según Addendum N° 5.

4.3.7. Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (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 2014 corresponderá actualizar el VNR de las instalaciones de ISA que integran el SPT del SEIN, utilizando el índice de precios denominado “*Finished Goods Less Food and Energy*”, Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En este sentido, el VNR de las instalaciones de ISA para el presente proceso tarifario corresponde al determinado en la regulación del año 2014, el cual asciende a US\$ 71 589 409,10.

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 3 de agosto de 2011.

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

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

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

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

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

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

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 1, se establece la retribución por un monto ascendente a US\$ 203 306, reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), a partir de su fecha de puesta en operación comercial.

- 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 prevista de Puesta en Operación Comercial el 18 de octubre de 2014.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 2, se establece la retribución por un monto ascendente a US\$ 1 047 480, valor que será reajustado anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), a partir de su fecha de puesta en operación comercial.

4.3.8. Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)

La actualización de los montos de inversión del Contrato de Concesión de ATN se muestran a continuación:

Cuadro No. 4.7

Montos de Inversión del SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (US\$)
1	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	9 671 492
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	13 552 396
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 945 148
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	25 045 138
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	46 734 446
	Total de Inversión	105 948 621

4.3.9. Transmisión Eléctrica del Sur S.A (TESUR)

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 8.1 del Contrato de Concesión, el costo de inversión asciende a US\$ 43 568 414,54.

El resumen de los valores del VNR e INV del SPT y SGT del SEIN, correspondientes a la presente regulación, se muestra en los cuadros No. 4.8 y 4.9.

Cuadro No. 4.8
VALORIZACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL y GARANTIZADO DE
TRANSMISIÓN DEL SEIN

VALORIZACION DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)	VNR (Soles)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	4 672 085	13 123 887
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	9 921 756	27 870 212
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 126 137	3 163 319
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	814 904	2 289 064
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	8 166 823	22 940 607
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 391 829	9 527 648
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	9 759 402	27 414 159
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 221 734	11 858 852
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	813 207	2 284 299
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 520 862	9 890 100
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	19 549 496	54 914 535
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	449 182	1 261 752
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	5 819 464	16 346 875
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP	193 618	543 874
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	998 135	2 803 762
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	13 006 316	36 534 742
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	4 465 429	12 543 389
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 514 772	9 872 995
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	8 780 807	24 665 288
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	166 278	467 075
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	8 842 612	24 838 897
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	147 947	415 584
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	3 459 193	9 716 872
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	5 402 644	15 176 028
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	11 320 136	31 798 262
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 171 093	3 289 601
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 327 314	3 728 424
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	944 888	2 654 190
C.Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP	1 164 844	3 272 047
C.Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		REP	85 787	240 975
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	556 278	1 562 585
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESELVA	21 642 013	60 792 415
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESELVA		
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESELVA		
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	920 541	2 585 801
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	23 481 582	65 959 764
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	64 209 788	180 365 294
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR		
	Addendum 5		REDESUR	5 829 477	16 375 001
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	225 963 288	634 730 876
	Adenda V		TRANSMANTARO	8 611 513	24 189 741
	Addendum N° 8		TRANSMANTARO	77 230 806	216 941 334
	Addendum N° 10		TRANSMANTARO	19 960 468	56 068 955
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	4 037 897	11 342 454
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	67 551 511	189 752 195
ISA-Ampliación 1	Ampliación capacidad L. T. 220 kV Pachachaca - Oroya de 152 MVA a 250 MVA		ISA	205 610	577 559
ISA-Ampliación 2	Ampliación capacidad LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA		ISA	1 047 480	2 942 371

⁽¹⁾ Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

Cuadro No. 4.9**VALORIZACION DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DEL SEIN**

INSTALACIONES TRANSMISION	TITULAR	INV (US\$)	INV (Soles)
Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	TRANSMANTARO	55 054 178	154 647 186
Talara - Piura (2do Circuito)	TRANSMANTARO	14 619 449	41 066 032
Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO	169 142 157	475 120 319
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	TRANSMANTARO	75 005 299	210 689 885
Trujillo - Chiclayo 500 kV	TRANSMANTARO	101 406 434	284 850 673
Pomacocha - Carhuamayo	TRANSMANTARO	16 407 891	46 089 766
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	9 671 492	27 167 221
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	13 552 396	38 068 681
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	25 045 138	70 351 793
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	46 734 446	131 277 059
SE Cajamarca - SVC	ATN	10 945 148	30 744 921
Socabaya - Tintaya	TESUR	43 568 415	122 383 676
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	ATS	291 338 885	818 370 929

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

En vista que la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC sobre el Costo de Operación y Mantenimiento anual de las instalaciones que forman parte del SPT, no absuelve satisfactoriamente 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 I, J, K, L y M.

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 US\$ 4 261 258.

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 US\$ 693 359.

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 US\$ 22 297.

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 US\$ 22 675.

4.4.5. Transmantaro

4.4.5.1. SPT de 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 US\$ 5 171 779, ajustada anualmente por la variación en el índice WPSSOP3500, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5. En aplicación de este Addendum, el COyM de Transmantaro asciende a US\$ 6 397 303.

Asimismo, para el caso de las instalaciones del Addendum N° 8, se establece la retribución por los costos de operación y mantenimiento ascendente a US\$ 1 960 000, el cual será reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500), a partir de su fecha de puesta en operación comercial.

4.4.5.2. SGT de Transmantaro

En relación a los costos de operación y mantenimiento del SGT de Transmantaro, se consideran las referencias señaladas en los respectivos contratos de concesión.

- a. LT. Chilca-La Planicie-Zapallal.- El costo de operación y mantenimiento de su contrato que asciende a US\$ 3 510 327, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.
- b. Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura.- El costo de operación y mantenimiento del contrato de concesión que asciende a US\$ 466 562, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.
- c. Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal – Trujillo).- El costo de operación y mantenimiento del contrato de concesión que asciende a US\$ 5 025 000, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.

- d. Línea de Transmisión Machupicchu-Abancay-Cotaruse 220 kV y Subestaciones Asociadas.- El costo de operación y mantenimiento del contrato de concesión que asciende a US\$ 1 989 931, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.
- e. Línea de Transmisión Pomacocha-Carhuamayo 220 kV.- El costo de operación y mantenimiento del contrato de concesión que asciende a US\$ 410 197, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.
- f. Línea de Transmisión Trujillo – Chiclayo en 500 kV.- El costo de operación y mantenimiento del contrato de concesión que asciende a US\$ 3 168 153, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.

4.4.6. 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 US\$ 2 216 371, ajustada anualmente por la variación en el índice WPSSOP3500, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3.

4.4.7. 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 del SPT de ISA asciende a US\$ 1 982 652.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 1, se establece un COyM como 3% respecto al valor de la inversión, el cual es ascendente a US\$ 6 099.

Respecto a la Ampliación N° 2, se establece como costo de operación y mantenimiento el monto ascendente a US\$ 31 424.

4.4.8. ATN

La actualización de los costos actualizados de operación y mantenimiento del Contrato de Concesión de ATN se muestran a continuación:

Cuadro No. 4.10
COyM del SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (US\$)
1	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	436 918
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	612 242
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	494 457
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	1 131 437
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	2 111 270
	Total de Inversión	4 786 323

4.4.9. TESUR

De acuerdo con lo establecido en las cláusulas 8.1 y 8.2 de su Contrato de Concesión, se ha determinado el COyM que asciende a US\$ 1 285 268,23, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.

4.4.10. ATS

De acuerdo con lo establecido en las cláusulas 8.1 y 8.2 de su Contrato de Concesión, se ha determinado el COyM que asciende a US\$ 12 065 725,00, expresado a la fecha de puesta en operación comercial.

En el Cuadro N° 4.11 se consignan los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión que pertenecen al SPT y SGT.

Cuadro No. 4.11

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT Y SGT

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)
REP	4 261 258
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	22 675
ETESELVA	693 359
ANTAMINA	22 297
REDESUR	2 657 376
TRANSMANTARO	6 397 303
TRANSMANTARO-Ampliacion 1	2 033 486
ISA	2 147 682
ISA-Ampliación 1	6 168
ISA-Ampliación 2	31 424
TOTAL	18 273 030

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		COSTO DE OyM (US\$/Año)
TRANSMANTARO	Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	3 699 861
	Talara - Piura (2do Circuito)	467 824
	Zapallal - Trujillo 500 kV	5 074 265
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	1 989 931
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	3 168 153
	Pomacocha - Carhuamayo	410 197
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	436 918
	Paragsha - Conococha 220 kV	612 242
	Conococha - Huallanca 220 kV	1 131 437
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	2 111 270
	SE Cajamarca - SVC	494 457
TESUR	Socabaya - Tintaya	1 285 268
ATS	Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	12 078 616
TOTAL		32 960 438

4.5. 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 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 28832²¹, por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

²¹ **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 No. 4.12

FACTORES NODALES DE ENERGÍA
Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

BARRAS BASE	POTENCIA		ENERGIA	
	Base Santa Rosa	Base Santa Rosa	Base Santa Rosa	
			Punta	Fuera Punta
Zorritos	1,0000	1,0425	1,0429	1,0429
Talara	1,0000	1,0381	1,0394	1,0394
Piura Oeste	1,0000	1,0407	1,0421	1,0421
La Niña	1,0000	1,0243	1,0280	1,0280
Chiclayo Oeste	1,0000	1,0207	1,0254	1,0254
Carhuaquero 220	1,0000	1,0032	1,0117	1,0117
Carhuaquero 138	1,0000	1,0033	1,0117	1,0117
Culervo 138	1,0000	1,0039	1,0121	1,0121
Jeen 138	1,0000	1,0040	1,0122	1,0122
Guadalupe 220	1,0000	1,0145	1,0196	1,0196
Guadalupe 60	1,0000	1,0153	1,0206	1,0206
Cajamarca	1,0000	1,0025	1,0080	1,0080
Trujillo Norte	1,0000	1,0046	1,0099	1,0099
Chimbote 1 220	1,0000	1,0002	1,0080	1,0080
Chimbote 1 138	1,0000	1,0023	1,0080	1,0080
Paramonga N 220	1,0000	0,9950	1,0020	1,0020
Paramonga N 138	1,0000	0,9945	1,0020	1,0020
Paramonga 138	1,0000	0,9934	1,0021	1,0021
Huacho	1,0000	0,9922	0,9995	0,9995
Zapallal	1,0000	0,9878	0,9951	0,9951
Carabaylo	1,0000	0,9872	0,9943	0,9943
Ventanilla	1,0000	0,9898	0,9974	0,9974
Chavarría	1,0000	0,9918	0,9996	0,9996
Santa Rosa	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
San Juan	1,0000	0,9961	0,9967	0,9967
Carlera	1,0000	0,9884	0,9938	0,9938
Chilca 220	1,0000	0,9819	0,9858	0,9858
Independencia	1,0000	0,9910	0,9985	0,9985
Ica	1,0000	0,9961	1,0031	1,0031
Marcona	1,0000	1,0102	1,0160	1,0160
Mantaro	1,0000	0,9668	0,9712	0,9712
Huayucachi	1,0000	0,9728	0,9776	0,9776
Pachachaca	1,0000	0,9796	0,9849	0,9849
Pomacocha	1,0000	0,9820	0,9865	0,9865
Huancavelica	1,0000	0,9739	0,9792	0,9792
Callahuanca ELP	1,0000	0,9834	0,9905	0,9905
Cajamarquilla	1,0000	0,9894	0,9976	0,9976
Huallanca 138	1,0000	0,9796	0,9893	0,9893
Vizcarra	1,0000	0,9997	1,0050	1,0050
Tingo Maria 220	1,0000	1,0203	1,0194	1,0194
Aguaytia 220	1,0000	1,0214	1,0214	1,0214
Aguaytia 138	1,0000	1,0244	1,0237	1,0237
Aguaytia 22.9	1,0000	1,0232	1,0227	1,0227
Pucallpa 138	1,0000	1,0547	1,0473	1,0473
Pucallpa 60	1,0000	1,0565	1,0487	1,0487
Aucayacu	1,0000	1,0474	1,0371	1,0371
Tocache	1,0000	1,0950	1,0676	1,0676
Tingo Maria 138	1,0000	1,0269	1,0241	1,0241
Huánuco 138	1,0000	1,0071	1,0076	1,0076
Paragsha II 138	1,0000	0,9818	0,9891	0,9891
Paragsha 220	1,0000	0,9833	0,9901	0,9901
Yaupi 138	1,0000	0,9620	0,9706	0,9706
Yuncan 138	1,0000	0,9700	0,9779	0,9779
Yuncan 220	1,0000	0,9736	0,9811	0,9811
Oroya Nueva 220	1,0000	0,9801	0,9866	0,9866
Oroya Nueva 138	1,0000	0,9778	0,9879	0,9879
Oroya Nueva 50	1,0000	0,9805	0,9904	0,9904
Carhuamayo 138	1,0000	0,9813	0,9851	0,9851
Carhuamayo 220	1,0000	0,9797	0,9866	0,9866
Carpa 138	1,0000	0,9773	0,9852	0,9852
Desierto 220	1,0000	0,9882	0,9938	0,9938
Condorcocha 138	1,0000	0,9770	0,9848	0,9848
Condorcocha 44	1,0000	0,9770	0,9848	0,9848
Machupicchu	1,0000	1,0643	1,0470	1,0470
Cachimayo	1,0000	1,0865	1,0692	1,0692
Dolorespata	1,0000	1,0902	1,0724	1,0724
Quencono	1,0000	1,0895	1,0724	1,0724
Combapata	1,0000	1,0928	1,0808	1,0808
Tintaya	1,0000	1,0944	1,0896	1,0896
Ayáviní	1,0000	1,0798	1,0756	1,0756
Azángaro	1,0000	1,0708	1,0663	1,0663
San Gabán	1,0000	1,0279	1,0272	1,0272
Mazuco	1,0000	1,0371	1,0333	1,0333
Puerto Maldonado	1,0000	1,0611	1,0490	1,0490
Julica	1,0000	1,0839	1,0782	1,0782
Puno 138	1,0000	1,0808	1,0761	1,0761
Puno 220	1,0000	1,0782	1,0732	1,0732
Callalli	1,0000	1,0833	1,0847	1,0847
Santuario	1,0000	1,0635	1,0677	1,0677
Socabaya 138	1,0000	1,0669	1,0668	1,0668
Socabaya 220	1,0000	1,0660	1,0658	1,0658
Colaruse 220	1,0000	1,0130	1,0156	1,0156
Cerro Verde	1,0000	1,0690	1,0687	1,0687
Repartición	1,0000	1,0708	1,0694	1,0694
Mollendo	1,0000	1,0759	1,0729	1,0729
Montalvo 220	1,0000	1,0676	1,0672	1,0672
Montalvo 138	1,0000	1,0681	1,0681	1,0681
Ilo 138	1,0000	1,0817	1,0812	1,0812
Botiflaca 138	1,0000	1,0759	1,0763	1,0763
Toquepala	1,0000	1,0751	1,0765	1,0765
Aricola 138	1,0000	1,0680	1,0737	1,0737
Aricola 66	1,0000	1,0639	1,0724	1,0724
Tacna 220	1,0000	1,0759	1,0734	1,0734
Tacna 66	1,0000	1,0848	1,0790	1,0790

4.6. Ingreso Tarifario

4.6.1. Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el Artículo 4° del RIEE²², constituye Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales el monto de dinero que resulta de la diferencia entre la valorización de la energía entregada en el Nodo Frontera del Sistema importador y la valorización de la correspondiente energía retirada del Nodo Frontera del Sistema exportador, por cada Enlace Internacional.

Al respecto, a la fecha la línea L-2280 Zorritos-Zarumilla se constituye en el único enlace internacional. Al respecto, toda vez que durante el año 2013 no se efectuaron intercambios de energía de Ecuador; el ingreso tarifario por este enlace internacional para la presente fijación sería igual a cero (0).

4.6.2. 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, 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 es 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 No. 4.13 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.

²² En tanto se encuentre vigente el período 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.

Cuadro No. 4.13

INGRESO TARIFARIO EN LAS INSTALACIONES DEL SPT y SGT

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	ING. TARIF. (US\$/Año)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	0
L-248	Talara	Piura Oeste	0
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	34 272
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		712
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	0
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	0
L-2003 L-2004	Chavarria	Santa Rosa	40 858
L-120	Paragsha II	Huánuco	0
L-121	Huánuco	Tingo María	0
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	451
L-1006A	Tintaya	Azángaro	51 399
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		24 967
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	16 094
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	0
L-2029	Montalvo	Tacna	16 350
L-2030	Montalvo	Puno	9 309
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	624 773
	Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV		0
	Chilca - Zapallal 500 kV		47 825
	Talara - Piura (2do Circuito)		0
	Zapallal - Trujillo 500 kV		278 268
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse		176 135
	Trujillo - Chiclayo 500 kV		591 443
	Pomacocha - Carhuamayo		0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	244
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		79 227
	Carhuamayo-Paragsha		0
	Paragsha-Conococha		0
	Conococha-Huallanca		0
	Huallanca-Cajamarca		60 619
	SVC-Cajamarca		0
	Socabaya - Tintaya		0
	Chilca - Marcona - Moquegua 500 kV		1 364 599
REP			127 692
SAN GABÁN TRANSMISIÓN			0
ETESELVA			41 061
ANTAMINA			0
REDESUR			25 659
TRANSMANTARO		SPT	624 773
		SGT	1 093 670
ISA			79 471
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE		SGT	60 619
TESUR		SGT	0
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR		SGT	1 364 599
TOTAL SEIN			3 417 546

4.7. Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

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 como sigue:

$$Peaje = aVNR + COyM - IT$$

Donde:

$aVNR$ = Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el SPT

$COyM$ = Costo de Operación y Mantenimiento Anual

IT = Ingreso Tarifario

4.7.1. Liquidación según contratos específicos

Para el caso de las instalaciones pertenecientes a Transmantaro, Redesur, ISA, ATN y TESUR es necesario tomar en cuenta la siguiente expresión para la determinación del Peaje por Conexión:

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

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.

4.7.1.1. Liquidación de Transmantaro

SPT de Transmantaro

El período a liquidar es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución N° 335-2004-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la

liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados mensuales correspondientes al período marzo 2013 a febrero 2014 se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 983 026,05, valor a descontarse del Costo Total de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.14. Cabe señalar que la liquidación considera el reconocimiento de las inversiones correspondientes al **Addendum N° 8**.

Cuadro No. 4.14
LIQUIDACIÓN ANUAL SPT de TRANSMANTARO

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2014 SPT						
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS		
		Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	9 126 141,83	-	3 530 422,37	3 916 906,34	3 550 384,29	3 939 053,54
2	2013-04	2,600	9 126 141,82	-	3 510 054,55	3 857 703,85	3 550 384,29	3 902 028,00
3	2013-05	2,723	9 005 894,09	505 315,06	3 492 915,59	3 802 783,56	3 673 699,95	3 999 605,89
4	2013-06	2,771	9 258 152,67	732 421,45	3 605 403,87	3 888 355,24	3 673 699,95	3 962 011,19
5	2013-07	2,798	9 406 376,02	637 460,87	3 589 648,64	3 834 974,27	3 673 699,95	3 924 769,86
6	2013-08	2,777	9 406 376,02	637 460,88	3 616 793,99	3 827 654,97	3 673 699,95	3 887 878,59
7	2013-09	2,772	9 406 375,99	637 460,86	3 623 317,77	3 798 515,76	3 673 699,95	3 851 334,07
8	2013-10	2,800	9 406 376,03	637 460,87	3 587 084,61	3 725 183,13	3 673 699,95	3 815 133,07
9	2013-11	2,769	9 406 376,02	637 460,87	3 627 243,37	3 731 480,71	3 673 699,95	3 779 272,33
10	2013-12	2,801	9 406 376,02	637 460,87	3 585 803,96	3 654 176,72	3 673 699,95	3 743 748,68
11	2014-01	2,815	9 406 376,01	637 460,87	3 567 970,47	3 601 826,21	3 673 699,95	3 708 558,93
12	2014-02	2,803	9 676 783,98	655 786,15	3 686 254,06	3 686 254,06	3 673 699,95	3 673 699,95
					43 022 913,24	45 325 814,83	43 837 768,09	46 187 094,10
Diferencia 2013-03 y 2014-03					861 279,28	US\$		
Liquidación al 30 de Abril del 2015					983 026,05	US\$		

SGT Chilca-La Planicie-Zapallal

El período a liquidar es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 220 459,31,

valor a descontarse del Costo Total de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.15.

Cuadro No. 4.15

LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Chilca-La Planicie-Zapallal

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	1 873 062,84	198 578,14	801 408,50	889 140,65	806 668,49	894 976,46
2	2013-04	2,600	1 873 062,80	198 578,13	796 784,97	875 701,62	806 668,49	886 564,04
3	2013-05	2,723	1 518 862,48	592 745,38	775 471,12	844 265,70	815 607,51	887 962,72
4	2013-06	2,771	2 753 639,55	(535 606,70)	800 444,91	863 263,67	815 607,51	879 616,23
5	2013-07	2,798	2 200 430,24	29 427,60	796 947,05	851 412,42	815 607,51	871 348,18
6	2013-08	2,777	2 200 430,14	29 427,63	802 973,63	849 787,41	815 607,51	863 157,86
7	2013-09	2,772	2 200 430,24	29 427,64	804 422,03	843 318,19	815 607,51	855 044,52
8	2013-10	2,800	2 200 430,23	29 427,63	796 377,81	827 037,41	815 607,51	847 007,44
9	2013-11	2,769	2 200 430,25	29 427,65	805 293,57	828 435,57	815 607,51	839 045,91
10	2013-12	2,801	2 200 430,24	29 427,75	796 093,53	811 273,15	815 607,51	831 159,21
11	2014-01	2,815	2 200 430,24	29 427,60	792 134,22	799 650,62	815 607,51	823 346,64
12	2014-02	2,803	2 263 686,65	30 273,59	818 394,66	818 394,66	815 607,51	815 607,51
					9 586 746,02	10 101 681,07	9 769 412,10	10 294 836,72
Diferencia 2013-03 y 2014-03				193 155,65	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				220 459,31	US\$			

SGT Zapallal - Trujillo

El período a liquidar es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 612 302,41, valor a agregarse al Costo Total del SGT de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.16.

Cuadro No. 4.16

LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Zapallal - Trujillo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2014 SGT								
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	5 366 715,81	4 980,93	2 078 025,82	2 305 512,39	2 092 617,18	2 321 701,10
2	2013-04	2,600	5 366 715,81	6 048,29	2 066 447,73	2 271 116,66	2 092 617,18	2 299 878,04
3	2013-05	2,723	5 885 897,08	18 643,63	2 168 395,41	2 360 760,86	2 272 850,62	2 474 482,64
4	2013-06	2,771	6 140 963,19	19 890,86	2 223 332,39	2 397 819,07	2 272 850,62	2 451 223,48
5	2013-07	2,798	6 194 091,12	19 846,11	2 220 849,62	2 372 628,07	2 272 850,62	2 428 182,96
6	2013-08	2,777	6 194 091,15	19 846,10	2 237 643,95	2 368 099,77	2 272 850,62	2 405 359,00
7	2013-09	2,772	6 194 091,13	19 846,09	2 241 680,09	2 350 071,87	2 272 850,62	2 382 749,59
8	2013-10	2,800	6 194 091,12	19 846,12	2 219 263,30	2 304 702,32	2 272 850,62	2 360 352,69
9	2013-11	2,769	6 194 091,14	19 846,15	2 244 108,81	2 308 598,54	2 272 850,62	2 338 166,31
10	2013-12	2,801	6 194 091,12	19 846,12	2 218 470,99	2 260 771,96	2 272 850,62	2 316 188,48
11	2014-01	2,815	6 194 091,11	19 846,09	2 207 437,73	2 228 383,65	2 272 850,62	2 294 417,23
12	2014-02	2,803	6 372 154,52	20 416,62	2 280 617,60	2 280 617,60	2 272 850,62	2 272 850,62
					26 406 273,44	27 809 082,76	26 913 740,58	28 345 552,14
Diferencia 2013-03 y 2014-03				536 469,38	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				612 302,41	US\$			

SGT Talara - Piura

El período a liquidar es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 250 015,46, valor a agregarse al Costo Total del SGT de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.17.

Cuadro No. 4.17
LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Talara - Piura

Liquidación Anual de Ingresos								
Año	2014	SGT						
Nro	Año-Mes	VALORES REALES					VALORES ESPERADOS	
		Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	-	-	-	-	-	-
2	2013-04	2,600	-	-	-	-	-	-
3	2013-05	2,723	-	-	-	-	162 640,02	177 068,35
4	2013-06	2,771	444 548,93	-	160 429,06	173 019,50	180 065,74	194 197,26
5	2013-07	2,798	493 943,26	-	176 534,40	188 599,21	180 065,74	192 371,89
6	2013-08	2,777	493 943,25	-	177 869,37	188 239,25	180 065,74	190 563,67
7	2013-09	2,772	493 943,28	-	178 190,22	186 806,23	180 065,74	188 772,44
8	2013-10	2,800	493 943,25	-	176 408,30	183 199,82	180 065,74	186 998,06
9	2013-11	2,769	493 943,26	-	178 383,26	183 509,53	180 065,74	185 240,35
10	2013-12	2,801	493 943,25	-	176 345,32	179 707,81	180 065,74	183 499,17
11	2014-01	2,815	493 943,26	-	175 468,30	177 133,28	180 065,74	181 774,35
12	2014-02	2,803	508 142,81	-	181 285,34	181 285,34	180 065,74	180 065,74
					1 580 913,59	1 641 499,97	1 783 231,68	1 860 551,27
Diferencia 2013-03 y 2014-03					219 051,30	US\$		
Liquidación al 30 de Abril del 2015					250 015,46	US\$		

SGT Pomacocha - Carhuamayo

El período a liquidar es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 344 582,98, valor a descontarse del Costo Total del SGT de Transmantaro, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.18.

Cuadro No. 4.18

LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Pomacocha - Carhuamayo

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2014		SGT				
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	-	-	-	-	-	-
2	2013-04	2,600	-	-	-	-	-	-
3	2013-05	2,723	-	-	-	-	-	-
4	2013-06	2,771	-	-	-	-	-	-
5	2013-07	2,798	-	-	-	-	-	-
6	2013-08	2,777	-	-	-	-	-	-
7	2013-09	2,772	-	-	-	-	72 187,25	75 677,72
8	2013-10	2,800	-	-	-	-	196 874,33	204 453,76
9	2013-11	2,769	491 953,92	669,57	177 906,64	183 019,21	196 874,33	202 531,98
10	2013-12	2,801	546 615,46	743,96	195 415,72	199 141,83	196 874,33	200 628,26
11	2014-01	2,815	546 615,47	743,95	194 443,84	196 288,88	196 874,33	198 742,43
12	2014-02	2,803	555 784,36	756,41	198 551,83	198 551,83	196 874,33	196 874,33
					766 318,03	777 001,74	1 056 558,91	1 078 908,47
Diferencia 2013-03 y 2014-03				301 906,73	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				344 582,98	US\$			

4.7.1.2. 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".

El período de liquidación es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas, peajes y resultados de la liquidación de ingresos determinados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013 – febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2012-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2013 a febrero 2014 se comparan con las mensualidades facturadas por Redesur según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Redesur el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril 2015 es de US\$ 299 094,80, valor a agregarse al Costo Total de Redesur, según el detalle que se muestra en el Cuadro No. 4.19.

Cuadro No. 4.19
LIQUIDACIÓN ANUAL REDESUR

Liquidación Anual de Ingresos - SPT REDESUR								
Año		2014		SPT				
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	2 717 084,77	3 705,20	1 052 529,97	1 167 753,00	1 059 575,25	1 175 569,55
2	2013-04	2,600	2 717 084,76	3 705,22	1 046 457,68	1 150 102,88	1 059 575,25	1 164 519,66
3	2013-05	2,723	2 866 365,56	3 467,49	1 053 923,26	1 147 420,25	1 108 471,63	1 206 807,77
4	2013-06	2,771	3 011 281,74	3 190,77	1 087 864,49	1 173 239,88	1 108 471,63	1 195 464,26
5	2013-07	2,798	3 027 114,49	3 429,16	1 083 110,67	1 157 133,18	1 108 471,63	1 184 227,37
6	2013-08	2,777	3 027 114,50	3 429,15	1 091 301,28	1 154 924,72	1 108 471,63	1 173 096,10
7	2013-09	2,772	3 027 114,48	3 429,16	1 093 269,71	1 146 132,49	1 108 471,63	1 162 069,47
8	2013-10	2,800	3 027 114,49	3 429,14	1 082 337,01	1 124 005,71	1 108 471,63	1 151 146,48
9	2013-11	2,769	3 027 114,51	3 429,16	1 094 454,20	1 125 905,90	1 108 471,63	1 140 326,16
10	2013-12	2,801	3 027 114,48	3 429,16	1 081 950,60	1 102 580,83	1 108 471,63	1 129 607,54
11	2014-01	2,815	3 027 114,50	3 429,17	1 076 569,69	1 086 785,03	1 108 471,63	1 118 989,68
12	2014-02	2,803	3 114 135,85	3 527,73	1 112 259,57	1 112 259,57	1 108 471,63	1 108 471,63
						13 648 243,44	13 910 295,66	
Diferencia 2013-03 y 2014-03				262 052,21	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				299 094,80	US\$			

4.7.1.3. Liquidación de ISA

El período de liquidación anual es desde marzo 2013 a febrero 2014, y se ha efectuado conforme al Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD. Cabe señalar que para el período marzo – abril 2013 se consideran las tarifas y peajes aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, para el período mayo 2013–febrero 2014 es aplicable la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2013 a febrero 2014 se comparan con las mensualidades facturadas por ISA según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado un saldo de liquidación. Para ISA el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 214 288,61, valor a agregarse al Costo Total de ISA, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.20.

Cuadro No. 4.20
LIQUIDACIÓN ANUAL ISA PERU

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2014 SPT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	1 881 409,440	117 804,380	773 390,26	858 055,18	775 463,66	860 355,57
2	2013-04	2,600	1 881 409,450	117 804,420	768 928,41	845 086,04	775 463,66	852 268,57
3	2013-05	2,723	2 047 272,160	20 387,630	759 331,54	826 694,33	798 632,58	869 481,89
4	2013-06	2,771	2 187 738,520	(15 868,680)	783 785,58	845 296,91	798 632,58	861 309,11
5	2013-07	2,798	2 181 121,390	2 327,340	780 360,52	833 692,32	798 632,58	853 213,15
6	2013-08	2,777	2 181 121,360	2 327,320	786 261,68	832 101,15	801 126,33	847 832,42
7	2013-09	2,772	2 181 121,360	2 327,360	787 679,91	825 766,54	801 298,31	840 043,43
8	2013-10	2,800	2 187 950,550	2 327,330	782 242,10	812 357,50	801 298,31	832 147,35
9	2013-11	2,769	2 188 682,210	2 327,330	791 263,83	814 002,65	801 298,31	824 325,50
10	2013-12	2,801	2 188 682,230	2 327,370	782 224,06	797 139,22	801 298,31	816 577,17
11	2014-01	2,815	2 188 682,250	2 327,340	778 333,78	785 719,23	801 298,31	808 901,67
12	2014-02	2,803	2 251 480,940	2 394,210	804 093,88	804 093,88	801 298,31	801 298,31
						9 880 004,94	10 067 754,12	
Diferencia 2013-03 y 2014-03				187 749,18	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				214 288,61	US\$			

4.7.1.4. 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 OSINERG N° 336-2004-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación se aplica lo señalado en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados correspondientes al período de liquidación (RAG mensual) se comparan con las mensualidades facturadas por REP según los cálculos de transferencias efectuados por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. En este caso, el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ -1 562 681, valor a descontarse a la RA de REP para el siguiente periodo regulatorio, el mismo que se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.21.

Cuadro No. 4.21

LIQUIDACION DE LA RA
Periodo: Mayo 2013 a Abril 2014

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual US\$	Valor a Abril del 2014 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2014
1 Mayo	14/06/2013	2,723	13 294 921,47	9 561 873,46	22 856 794,93	8 393 975,37	8 295 584,58	9 312 884,38	-98 390,79	-109 161,87
2 Junio	12/07/2013	2,771	13 366 737,72	10 446 151,31	23 812 889,03	8 593 608,46	8 295 584,58	9 444 752,49	-298 023,88	-327 541,31
3 Julio	14/08/2013	2,798	13 465 162,54	9 929 499,86	23 394 662,40	8 361 208,86	8 295 584,58	9 102 959,05	-65 624,29	-71 446,03
4 Agosto	13/09/2013	2,777	13 587 316,98	10 008 119,00	23 595 435,98	8 496 736,04	8 295 584,58	9 163 558,18	-201 151,46	-216 937,79
5 Septiembre	14/10/2013	2,772	13 666 842,09	9 987 374,77	23 654 216,86	8 533 267,27	8 295 584,58	9 116 452,25	-237 682,69	-253 926,52
6 Octubre	14/11/2013	2,800	13 734 976,72	10 223 010,52	23 957 987,24	8 556 424,01	8 295 584,58	9 055 268,02	-260 839,44	-276 046,51
7 Noviembre	13/12/2013	2,769	13 737 376,23	10 229 837,93	23 967 214,16	8 655 548,63	8 295 584,58	9 074 069,69	-359 964,05	-377 369,37
8 Diciembre	14/01/2014	2,801	13 670 394,76	10 390 768,56	24 061 163,32	8 590 204,68	8 295 584,58	8 920 917,43	-294 620,11	-305 962,63
9 Enero	14/02/2014	2,815	13 669 909,14	10 362 501,39	24 032 410,53	8 537 268,39	8 295 584,58	8 782 606,82	-241 683,82	-248 629,17
10 Febrero	14/03/2014	2,803	13 644 298,89	9 200 606,52	22 844 905,41	8 150 162,47	8 295 584,58	8 305 566,70	145 422,10	148 194,96
11 Marzo	14/03/2014	2,803	13 651 698,97	9 200 606,52	22 852 305,49	8 152 802,53	8 295 584,58	8 230 162,78	142 782,05	144 136,88
12 Abril	14/03/2014	2,803	13 610 280,19	9 200 606,52	22 810 886,71	8 138 025,94	8 295 584,58	8 138 025,94	157 558,64	157 558,64
Total								106 647 223,74	-1 612 217,74	-1 737 130,74

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 12 (Res. 053-2013-OS/CD y Res. 135-2013) (US\$) (A)	Recalculo Ampliaciones Menores y RAA (USD) al 30/04/14 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 12 (US\$) al 30/04/14 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/14 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/14 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/14 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/14 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/14 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 13 (USD) al 30/04/15 (J)
104 910 093	328 851	105 238 944	106 647 224	-1 408 280	12 584	446	-1 395 251	-1 562 681

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 12) (USD) al 30/04/15 (K)	RAA al 30/04/15 (USD) (L)	RA al 30/04/15 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 13 (USD) al 30/04/15 (J)	RA año 13 al 30/04/15 (USD) (M+J)
72 524 918	44 280 153	116 805 071	-1 562 681	115 242 390

4.7.1.5. 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 período mayo 2013 – abril 2014 conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.22.

Cuadro No. 4.22

Cálculo de la RA de Red de Energía del Perú S.A.

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	72 524 918
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	44 280 153
Total RAA (2014-2015)	116 805 071
Liquidación Anual de la RAG (May-13-Abr-14)	-1 577 274
Saldo a favor del ITF de Mayo 13 a Abril 14	14 094
Recuperación del ITF Adic a la RAG	499
Corrección del COyM de Ampliaciones de periodos anteriores	0
Total RA (2014-2015)	115 242 390

RA₁: Parte de la RA asignada a los generadores

RA₂: Parte de la RA asignada a los consumidores finales

Considerando la estimación de ingresos por aplicación de peajes del SST se ha determinado que para el periodo mayo 2014 – abril 2015, los ingresos por

peajes del SST serían US\$ 32 278 646 (US\$ 1 684 859 por concepto de Ingreso Tarifario y US\$ 30 593 787 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 US\$ 21 296 089. La suma de ambos montos resulta en US\$ 53 574 735, que es mayor a la RA2(13), en US\$ 4 814 551. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, si corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados, el que corresponde a un descuento de US\$ 4 814 551.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en US\$ 21 296 089, según el detalle presentado a continuación.

Cuadro N° 4.23
Determinación de la RA_{SST} y RA_{SPT} (13)

Concepto	Sin Reajuste	Con Reajuste
	US\$	US\$
RA	115 242 370	115 242 370
RA1	66 482 186	66 482 186
RA2	48 760 184	48 760 184
RA2 SST	32 278 646	27 464 095
ITA	1 684 859	1 684 859
PSST	30 593 787	25 779 236
RA2 SPT	16 481 538	21 296 089

4.7.1.6. Liquidación del SGT de Abengoa

En la presente oportunidad, vencido el plazo establecido para la remisión de información necesaria para el cálculo de la Preliquidación anual de ingresos de las instalaciones del SGT, Abengoa Transmisión Norte S.A. no ha remitido la información señalada en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO SGT", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD. Por este motivo, no es posible determinar el resultado de la Preliquidación del SGT de Abengoa. Al respecto, se notificará a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica a fin de iniciar el proceso administrativo sancionador por no haber remitido su información según el plazo y alcances señalados en el PROCEDIMIENTO SGT.

Cabe señalar que para el período marzo-abril 2013 se han considerado las tarifas y peajes aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD. Asimismo, para el período comprendido entre mayo 2013 y febrero 2014 son aplicables las tarifas y peajes aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y sus modificatorias.

En este caso, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2.7 de la Adenda N° 2 del Contrato de Concesión²³, se ha realizado la liquidación de cada Tramo y/o instalación por separado.

²³ Modificar la Cláusula 8.1 literal d) del Contrato, según el siguiente texto:

Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2013 - febrero 2014 se comparan con las mensualidades facturadas por Abengoa según los cálculos de transferencias efectuadas por el COES-SINAC, dando como resultado el saldo de liquidación. En esta oportunidad el saldo de liquidación se presenta en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 4.24
Liquidación Anual de Ingresos ATN - Tramo 1

Liquidación Anual de Ingresos									
Año		2014					SGT		
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS			
		Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	
1	2013-03	2,585	298 054,02	36 936,33	129 590,08	143 776,62	130 400,20	144 675,43	
2	2013-04	2,600	298 054,03	36 936,33	128 842,45	141 603,50	130 400,20	143 315,54	
3	2013-05	2,723	330 250,39	4 362,01	122 883,73	133 785,15	129 243,88	140 709,53	
4	2013-06	2,771	350 104,25	1 372,76	126 841,22	136 795,69	129 243,88	139 386,92	
5	2013-07	2,798	350 397,22	1 170,98	125 649,82	134 237,05	129 243,88	138 076,74	
6	2013-08	2,777	350 397,24	2 953,52	127 241,90	134 660,17	129 243,88	136 778,87	
7	2013-09	2,772	350 397,25	2 953,53	127 471,42	133 635,04	129 243,88	135 493,20	
8	2013-10	2,800	350 397,24	2 953,56	126 196,71	131 055,14	129 243,88	134 219,62	
9	2013-11	2,769	339 177,51	2 824,45	123 511,00	127 060,38	129 243,88	132 958,01	
10	2013-12	2,801	361 616,99	3 082,59	130 203,35	132 686,02	129 243,88	131 708,26	
11	2014-01	2,815	350 397,23	2 953,53	125 524,25	126 715,32	129 243,88	130 470,25	
12	2014-02	2,803	360 470,21	3 038,42	129 685,56	129 685,56	129 243,88	129 243,88	
					1 523 641,49	1 605 695,63	1 553 239,24	1 637 036,26	
Diferencia 2013-03 y 2014-03				31 340,62	US\$				
Liquidación al 30 de Abril del 2015				35 770,80	US\$				

Cuadro N° 4.25
Liquidación Anual de Ingresos ATN - Tramo 2

Liquidación Anual de Ingresos									
Año		2014					SGT		
Nro	Año-Mes	VALORES REALES				VALORES ESPERADOS			
		Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	
1	2013-03	2,585	420 767,59	52 143,60	182 944,37	202 971,74	181 239,75	201 080,51	
2	2013-04	2,600	420 767,59	52 143,61	181 888,92	199 903,90	181 239,75	199 190,43	
3	2013-05	2,723	468 747,57	86,11	172 175,42	187 449,67	181 086,77	197 151,57	
4	2013-06	2,771	491 719,87	743,05	177 720,29	191 667,74	181 086,77	195 298,43	
5	2013-07	2,798	494 661,32	17 480,32	183 038,47	195 547,78	181 086,77	193 462,70	
6	2013-08	2,777	494 661,32	427,03	178 281,72	188 675,64	181 086,77	191 644,23	
7	2013-09	2,772	494 661,33	427,03	178 603,30	187 239,30	181 086,77	189 842,85	
8	2013-10	2,800	494 661,31	427,04	176 817,27	183 624,52	181 086,77	188 058,40	
9	2013-11	2,769	478 822,24	408,37	173 069,92	178 043,49	181 086,77	186 290,73	
10	2013-12	2,801	510 500,42	445,68	182 415,60	185 893,83	181 086,77	184 539,67	
11	2014-01	2,815	494 661,34	427,01	175 875,08	177 543,92	181 086,77	182 805,07	
12	2014-02	2,803	508 881,52	439,30	181 705,61	181 705,61	181 086,77	181 086,77	
					2 144 535,98	2 260 267,15	2 173 347,23	2 290 451,35	
Diferencia 2013-03 y 2014-03				30 184,20	US\$				
Liquidación al 30 de Abril del 2015				34 450,91	US\$				

"8.1 Para efectos de esta cláusula, se entiende por:

(...)

- d) "Período de Recuperación, al plazo de treinta (30) años a partir de la Puesta en Operación Comercial del respectivo Tramo y/o instalación."

Cuadro N° 4.26
Liquidación Anual de Ingresos ATN - Tramo 3

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2014 SGT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	778 653,09	96 494,55	338 548,41	375 610,13	347 487,71	385 528,04
2	2013-04	2,600	778 653,10	96 494,55	336 595,25	369 932,94	347 487,71	381 904,23
3	2013-05	2,723	866 853,58	-	318 345,05	346 586,48	334 821,78	364 524,91
4	2013-06	2,771	910 542,98	-	328 597,25	354 385,50	334 821,78	361 098,52
5	2013-07	2,798	915 397,38	(4 656,78)	325 497,00	347 742,28	334 821,78	357 704,34
6	2013-08	2,777	915 397,36	-	329 635,35	348 853,26	334 821,78	354 342,06
7	2013-09	2,772	915 397,38	-	330 229,94	346 197,52	334 821,78	351 011,39
8	2013-10	2,800	915 397,38	-	326 927,64	339 513,96	334 821,78	347 712,02
9	2013-11	2,769	886 086,27	-	320 002,26	329 198,28	334 821,78	344 443,67
10	2013-12	2,801	944 708,49	-	337 275,43	343 706,47	334 821,78	341 206,03
11	2014-01	2,815	915 397,37	-	325 185,57	328 271,19	334 821,78	337 998,83
12	2014-02	2,803	941 712,57	-	335 965,95	335 965,95	334 821,78	334 821,78
					3 952 805,10	4 165 963,97	4 043 193,19	4 262 295,83
Diferencia 2013-03 y 2014-03				96 331,86	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				109 948,92	US\$			

Cuadro N° 4.27
Liquidación Anual de Ingresos ATN - Tramo 4

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		2014 SGT						
VALORES REALES						VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	1 434 622,57	177 785,53	623 755,55	692 039,60	652 273,82	723 679,83
2	2013-04	2,600	1 434 622,58	177 785,54	620 156,97	681 579,70	652 273,82	716 877,53
3	2013-05	2,723	1 592 125,69	25 569,28	594 085,56	646 788,83	624 833,89	680 264,95
4	2013-06	2,771	1 682 623,14	16 603,61	613 217,88	661 343,10	624 833,89	673 870,73
5	2013-07	2,798	1 686 565,94	13 140,12	607 471,79	648 987,94	624 833,89	667 536,62
6	2013-08	2,777	1 686 565,91	21 719,94	615 155,15	651 019,02	624 833,89	661 262,04
7	2013-09	2,772	1 686 565,92	21 719,96	616 264,75	646 062,95	624 833,89	655 046,44
8	2013-10	2,800	1 686 565,92	21 720,00	610 102,11	633 590,33	624 833,89	648 889,26
9	2013-11	2,769	1 632 561,94	20 770,88	597 086,61	614 245,29	624 833,89	642 789,96
10	2013-12	2,801	1 740 569,92	22 669,06	629 503,38	641 506,52	624 833,89	636 747,99
11	2014-01	2,815	1 686 565,91	21 719,96	606 851,11	612 609,39	624 833,89	630 762,81
12	2014-02	2,803	1 735 050,12	22 344,35	626 969,13	626 969,13	624 833,89	624 833,89
					7 360 619,99	7 756 741,79	7 552 886,58	7 962 562,05
Diferencia 2013-03 y 2014-03				205 820,26	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				234 914,14	US\$			

Cuadro N° 4.28
Liquidación Anual de Ingresos ATN – SVC

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2014 SGT								
VALORES REALES							VALORES ESPERADOS	
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2014 US\$
1	2013-03	2,585	340 125,29	42 150,01	147 882,13	164 071,14	146 799,97	162 870,52
2	2013-04	2,600	340 125,29	42 150,01	147 028,96	161 591,28	146 799,97	161 339,60
3	2013-05	2,723	378 652,35	-	139 057,05	151 393,26	146 254,29	159 228,98
4	2013-06	2,771	397 736,42	-	143 535,34	154 799,96	146 254,29	157 732,30
5	2013-07	2,798	399 856,87	(2 034,14)	142 181,11	151 898,12	146 254,29	156 249,67
6	2013-08	2,777	399 856,89	-	143 988,80	152 383,42	146 254,29	154 780,99
7	2013-09	2,772	399 856,87	-	144 248,51	151 223,35	146 254,29	153 326,11
8	2013-10	2,800	399 856,85	-	142 806,02	148 303,88	146 254,29	151 884,91
9	2013-11	2,769	387 053,42	-	139 780,94	143 797,87	146 254,29	150 457,25
10	2013-12	2,801	412 660,33	-	147 326,07	150 135,23	146 254,29	149 043,01
11	2014-01	2,815	399 856,86	-	142 045,07	143 392,90	146 254,29	147 642,06
12	2014-02	2,803	411 351,69	-	146 754,08	146 754,08	146 254,29	146 254,29
					1 726 634,07	1 819 744,49	1 756 142,82	1 850 809,69
Diferencia 2013-03 y 2014-03				31 065,20	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2015				35 456,44	US\$			

4.7.2. Compensación Tarifaria

De acuerdo con el Artículo 30²⁴ del RIEE²⁵, corresponde que OSINERGMIN efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES-SINAC por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se destina a la reducción de los peajes del SPT, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte OSINERGMIN.

Al respecto, toda vez que no se han generado ingresos tarifarios en el enlace internacional Zorritos-Zarumilla 220 kV, en aplicación del Decreto de Urgencia N° 109-2009, la compensación tarifaria a aplicarse en la determinación del peaje por conexión al SPT es nula.

4.7.3. Cargo Unitario por Generación Adicional

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Generación Adicional, de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, en cumplimiento de los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2011.

²⁴ **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.

²⁵ En tanto se encuentre vigente el período 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.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo G, la compensación prevista para los próximos 12 meses es de S/. 206 269, que se distribuye en cargos unitarios diferenciados por cada tipo de usuario según lo siguiente.

Cuadro No. 4.29

Tipo de Usuario	S/./kW-mes
Regulados	0,001
Libres no Grandes Usuarios	0,004
Grandes Usuarios	0,009

4.7.4. Cargo Unitario por Seguridad de Suministro

Corresponde determinar 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 OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD y modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 152-2012-OS/CD²⁶.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo P, la compensación considera el pago para los próximos 12 meses de los siguientes generadores:

Cuadro No. 4.30

Tipo de Usuario	S/./kW-mes
CUCSS para No RF	0,151
CUCSS para RF de Talara	0,745
CUCSS para RF de Ilo	1,689
CUCSS para RF de Pucallpa	0,186
CUCSS para RF de Pto. Maldonado	0,107

4.7.5. Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-Cmg)

Corresponde determinar el Cargo Unitario por CVOA-CMg de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es de S/. 282 426 996. El cargo unitario resultante es de 4,257 S/./kW-mes.

4.7.6. Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC)

Corresponde determinar el Cargo Unitario por CVOA-RSC de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

²⁶ Esta modificación se realizó con la finalidad de incluir el pago de las unidades de generación que presente el servicio de Reserva Fría, que fueron adjudicadas en los procesos de licitación llevados por PROINVERSION por encargo de Ministerio de Energía y Minas.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es un cargo negativo de S/. 2 059 850 por lo cual, el cargo unitario sería 0,000 S/./kW-mes.

4.7.7. 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 OSINERGMIN 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 R, la compensación prevista es de US\$ 61 898 657. El cargo unitario resultante es de 2,580 S/./kW-mes.

4.7.8. 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 N° 29852.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo S, la compensación prevista es de US\$ 9 392 489. El cargo unitario resultante es de 0,398 S/./kW-mes.

4.7.9. Determinación del Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión Unitario se calcula dividiendo el monto del Peaje por Conexión entre la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes. Para el presente caso, se ha considerado una Máxima Demanda anual esperada igual a 5 955,4 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 18,407 US\$/kW-año.

Asimismo, el Peaje por Conexión unitario incluye el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, el Cargo Unitario por Generación Adicional para Usuarios Regulados, el Cargo Unitario por CVOA-CMg, el Cargo Unitario por CVOA-RSC, el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables y el Cargo Unitario por Compensación FISE, igual a 12,957 US\$/kW-año, 0,004 US\$/kW-año, 18,187 US\$/kW-año, 0,000 US\$/kW-año, 11,022 US\$/kW-año y 1,792 US\$/kW-año, respectivamente.

En los siguientes cuadros se muestran los resultados del cálculo de los Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios para el periodo que va desde mayo 2014 hasta abril 2015.

Cuadro No. 4.31

PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (US\$/Año)	AJUSTE POR RAG (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
REP	21 296 089		21 296 089	127 692	21 168 397	3,829
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	91 733			0	91 733	0,017
ANTAMINA	136 577			0	136 577	0,025
ETESELVA	3 380 078			41 081	3 339 016	0,604
REDESUR	14 299 542	299 095		25 659	14 572 977	2,636
TRANSMANTARO	50 716 510	983 028		624 773	51 074 763	9,239
ISA	11 035 053	214 289		79 471	11 169 870	2,021
ISA-Ampliación 1	33 695				33 695	0,006
ISA-Ampliación 2	171 660				171 660	0,031
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro No Reserva Fria						0,680
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Talara						3,354
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Ilo						7,604
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Pucallpa						0,837
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Maldonado						0,482
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por CMG						18,187
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por RSC						0,000
Cargo por Prima Central Cogeneración Paramonga						0,192
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz II						0,201
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz I						0,179
Cargo por Prima C.H. Poechos 2						0,197
Cargo por Prima C.H. Roncador						0,128
Cargo por Prima C.H. Carhuaguero IV						0,649
Cargo por Prima C.H. Caña Brava						0,158
Cargo por Prima C.H. La Joya						0,346
Cargo por Prima C.T. Huaycoloro						0,402
Cargo por Prima C.H. Purmacana						0,034
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi I						0,248
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi II						0,235
Cargo por Prima C.H. Nuevo Imperial						0,128
Cargo por Prima Repartición Solar 20T						1,346
Cargo por Prima Majes Solar 20T						1,350
Cargo por Prima Tacna Solar 20T						1,726
Cargo por Prima Panamericana Solar 20T						1,743
Cargo por Prima C.H. Yanapampa						0,132
Cargo por Prima C.H. Las Pizarras						0,588
Cargo por Prima C.E. Marcona						1,059
Cargo Unitario por Compensación FISE						1,792
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Regulado)						0,004
Total						62,370

Cuadro No. 4.32

PEAJES POR TRANSMISIÓN EN EL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
TRANSMANTARO	Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	10 534 488	220 459	47 825	10 707 123	1,937
	Talara - Piura (2do Circuito)	2 282 736	250 015	0	2 532 751	0,458
	Zapallal - Trujillo 500 kV	26 072 191	612 302	278 268	26 406 226	4,777
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	11 301 363		176 135	11 125 228	2,012
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	15 757 119		591 443	15 165 676	2,743
	Pomacocha - Carhuamayo	2 447 133	344 583	0	2 791 716	0,505
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	1 637 573	35 771	0	1 673 344	0,303
	Paragsha - Conococha 220 kV	2 294 686	34 451	0	2 329 136	0,421
	Conococha - Huallanca 220 kV	4 240 632	109 949	0	4 350 581	0,787
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	7 913 055	234 914	60 619	8 087 350	1,463
	SE Cajamarca - SVC	1 853 228	35 456	0	1 888 684	0,342
TESUR	Socabaya - Tintaya	6 694 011		0	6 694 011	1,211
ATS	Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	48 246 491	2 624 964	1 364 599	49 506 855	8,955
Total						25,914

NOTA

Se aplican desde la fecha de entrada en operación de la etapa correspondiente, y en la siguiente liquidación de ingresos anuales se realiza el ajuste.

Todos los cargos, con excepción del Cargo Unitario por Generación Adicional, son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

El Cargo Unitario por Generación Adicional se aplica de manera diferenciada por cada tipo de usuario, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 (ver Cuadro No. 4.29). En el Cuadro No. 4.31 se muestra sólo el cargo correspondiente a los Usuarios Regulados.

Los peajes por el Sistema Garantizado de Transmisión 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 y Chavarría a 220 kV). 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 No. 5.1. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión.

Cuadro No. 5.1

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	17,69	18,334	36,021	8,44	7,64
Talara	17,69	18,334	36,021	8,40	7,61
Piura Oeste	17,69	18,334	36,021	8,42	7,63
La Niña	17,69	18,334	36,021	8,29	7,53
Chiclayo Oeste	17,69	18,334	36,021	8,26	7,51
Carhuaquero 220	17,69	18,334	36,021	8,12	7,41
Carhuaquero 138	17,69	18,334	36,021	8,12	7,41
Culeno 138	17,69	18,334	36,021	8,12	7,41
Jaen 138	17,69	18,334	36,021	8,12	7,41
Guadalupe 220	17,69	18,334	36,021	8,21	7,47
Guadalupe 60	17,69	18,334	36,021	8,22	7,47
Cajamarca	17,69	18,334	36,021	8,11	7,38
Tnjillo Norte	17,69	18,334	36,021	8,13	7,40
Chimbote 1 220	17,69	18,334	36,021	8,09	7,37
Chimbote 1 138	17,69	18,334	36,021	8,11	7,38
Paramonga N 220	17,69	18,334	36,021	8,05	7,34
Paramonga N 138	17,69	18,334	36,021	8,05	7,34
Paramonga 138	17,69	18,334	36,021	8,04	7,34
Huacho	17,69	18,334	36,021	8,03	7,32
Zapallal	17,69	18,334	36,021	7,99	7,29
Carabaylo	17,69	18,334	36,021	7,99	7,28
Ventanilla	17,69	18,334	36,021	8,01	7,30
Chavarría	17,69	18,334	36,021	8,03	7,32
Santa Rosa	17,69	18,334	36,021	8,09	7,32
San Juan	17,69	18,334	36,021	8,06	7,30
Cantera	17,69	18,334	36,021	8,00	7,28
Chilca 220	17,69	18,334	36,021	7,95	7,22
Independencia	17,69	18,334	36,021	8,02	7,31
Ica	17,69	18,334	36,021	8,06	7,35
Marcona	17,69	18,334	36,021	8,17	7,44
Mantaro	17,69	18,334	36,021	7,82	7,11
Huaycachi	17,69	18,334	36,021	7,87	7,16
Pachachaca	17,69	18,334	36,021	7,93	7,21
Pomacocha	17,69	18,334	36,021	7,95	7,23
Huancavelica	17,69	18,334	36,021	7,88	7,17
Callahuanca ELP	17,69	18,334	36,021	7,96	7,25
Cajamarquilla	17,69	18,334	36,021	8,01	7,31
Huallanca 138	17,69	18,334	36,021	7,93	7,25
Vizcarra	17,69	18,334	36,021	8,09	7,36
Tingo Maria 220	17,69	18,334	36,021	8,26	7,47
Aguaytia 220	17,69	18,334	36,021	8,27	7,48
Aguaytia 138	17,69	18,334	36,021	8,29	7,50
Aguaytia 22 9	17,69	18,334	36,021	8,28	7,49
Pucallpa 138	17,69	18,334	36,021	8,53	7,67
Pucallpa 60	17,69	18,334	36,021	8,55	7,68
Aucayacu	17,69	18,334	36,021	8,48	7,60
Tocache	17,69	18,334	36,021	8,86	7,82
Tingo Maria 138	17,69	18,334	36,021	8,31	7,50
Huánuco 138	17,69	18,334	36,021	8,15	7,38
Paragsha II 138	17,69	18,334	36,021	7,94	7,24
Paragsha 220	17,69	18,334	36,021	7,96	7,25
Yaupi 138	17,69	18,334	36,021	7,78	7,11
Yuncan 138	17,69	18,334	36,021	7,85	7,16
Yuncan 220	17,69	18,334	36,021	7,88	7,19
Oroya Nueva 220	17,69	18,334	36,021	7,93	7,23
Oroya Nueva 138	17,69	18,334	36,021	7,91	7,24
Oroya Nueva 50	17,69	18,334	36,021	7,93	7,25
Carhuamayo 138	17,69	18,334	36,021	7,94	7,21
Carhuamayo 220	17,69	18,334	36,021	7,93	7,23
Caripa 138	17,69	18,334	36,021	7,91	7,22
Desierto 220	17,69	18,334	36,021	8,00	7,28
Condorcoccha 138	17,69	18,334	36,021	7,91	7,21
Condorcoccha 44	17,69	18,334	36,021	7,91	7,21
Machupicchu	17,69	18,334	36,021	8,61	7,67
Cachimayo	17,69	18,334	36,021	8,79	7,83
Dolorespata	17,69	18,334	36,021	8,82	7,85
Quencoro	17,69	18,334	36,021	8,82	7,85
Combapata	17,69	18,334	36,021	8,84	7,92
Tintaya	17,69	18,334	36,021	8,86	7,98
Ayaviri	17,69	18,334	36,021	8,74	7,88
Azángaro	17,69	18,334	36,021	8,66	7,81
San Gaban	17,69	18,334	36,021	8,32	7,52
Mazuco	17,69	18,334	36,021	8,39	7,57
Puerto Maldonado	17,69	18,334	36,021	8,59	7,68
Juliaca	17,69	18,334	36,021	8,77	7,90
Puno 138	17,69	18,334	36,021	8,75	7,88
Puno 220	17,69	18,334	36,021	8,72	7,86
Callalli	17,69	18,334	36,021	8,77	7,94
Santuario	17,69	18,334	36,021	8,61	7,82
Socabaya 138	17,69	18,334	36,021	8,63	7,81
Socabaya 220	17,69	18,334	36,021	8,63	7,81
Colanuse 220	17,69	18,334	36,021	8,20	7,44
Cerro Verde	17,69	18,334	36,021	8,65	7,83
Repartición	17,69	18,334	36,021	8,66	7,83
Mollendo	17,69	18,334	36,021	8,71	7,86
Montalvo 220	17,69	18,334	36,021	8,64	7,82
Montalvo 138	17,69	18,334	36,021	8,64	7,82
Ilo 138	17,69	18,334	36,021	8,75	7,92
Botiflaca 138	17,69	18,334	36,021	8,71	7,88
Toquepala	17,69	18,334	36,021	8,70	7,88
Ancota 138	17,69	18,334	36,021	8,64	7,86
Ancota 66	17,69	18,334	36,021	8,61	7,85
Tacna 220	17,69	18,334	36,021	8,71	7,86
Tacna 66	17,69	18,334	36,021	8,78	7,90

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 Transitoria²⁷ y de la Segunda Disposición Complementaria Final²⁸ de la Ley 28832, y conforme lo establece el “Procedimiento para Comparación de Precios Regulados” que se aprobó con la Resolución OSINERGMIN 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 31 de marzo de 2014. Esto último toda vez que la energía contratada mediante licitaciones efectuadas desde el año 2006 a la fecha representa aproximadamente el 50% 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. Para esta publicación se han considerado los contratos suscritos hasta el 31 de marzo de 2014.

El Cuadro No. 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 15,788 céntimos de S/./kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico es de 0,6648. Esta relación muestra que el precio teórico difiere en más del 10% del precio promedio ponderado de las licitaciones

²⁷ **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.

²⁸ **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.

vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía tienen que ser modificados a través del Factor de Ajuste 1,4970, con lo cual se obtiene los Precios en Barra definitivos.

Cuadro No. 5.2

COMPARACIÓN DE PRECIO PONDERADO Vs. TEÓRICO

Valores al 31 de marzo de 2014

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh	
Ponderado Licitaciones	17,88	15,07	12,17	
Barra Teórico	17,69	8,09	7,32	

Precio Licitación	3,058	12,730	15,788	Cent.S/./kWh
Precio Teórico	3,025	7,472	10,496	Cent.S/./kWh
Comparación				0,6648
Factor de Ajuste				1,4970
				Teórico/Licitación

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 No. 5.3 se muestran los precios, en Nuevos Soles, aplicables para la presente fijación de Precios en Barra, utilizando el tipo de cambio vigente al 31 de marzo de 2014: 2,809 S/./US\$.

Cuadro No. 5.3

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1.4970	PPM S./kW-mes	PCSPT S./kW-mes	PPB S./kW-mes	PEMP ctm.S./kWh	PEMF ctm.S./kWh
Zorritos	17,69	18,334	36,021	12,63	11,43
Talara	17,69	18,334	36,021	12,57	11,40
Piura Oeste	17,69	18,334	36,021	12,61	11,42
La Niña	17,69	18,334	36,021	12,41	11,27
Chilayo Oeste	17,69	18,334	36,021	12,36	11,24
Carhuauquero 220	17,69	18,334	36,021	12,15	11,09
Carhuauquero 138	17,69	18,334	36,021	12,15	11,09
Cutervo 138	17,69	18,334	36,021	12,16	11,10
Jaen 138	17,69	18,334	36,021	12,16	11,10
Guadalupe 220	17,69	18,334	36,021	12,29	11,18
Guadalupe 60	17,69	18,334	36,021	12,30	11,19
Cajamarca	17,69	18,334	36,021	12,14	11,05
Trujillo Norte	17,69	18,334	36,021	12,17	11,07
Chimbote 1 220	17,69	18,334	36,021	12,12	11,03
Chimbote 1 138	17,69	18,334	36,021	12,14	11,05
Paramonga N 220	17,69	18,334	36,021	12,05	10,98
Paramonga N 138	17,69	18,334	36,021	12,05	10,98
Paramonga 138	17,69	18,334	36,021	12,03	10,99
Huacho	17,69	18,334	36,021	12,02	10,96
Zapallal	17,69	18,334	36,021	11,97	10,91
Carabayillo	17,69	18,334	36,021	11,96	10,90
Ventanilla	17,69	18,334	36,021	11,99	10,93
Chavarría	17,69	18,334	36,021	12,01	10,96
Santa Rosa	17,69	18,334	36,021	12,11	10,96
San Juan	17,69	18,334	36,021	12,07	10,93
Cantera	17,69	18,334	36,021	11,97	10,90
Chilca 220	17,69	18,334	36,021	11,89	10,81
Independencia	17,69	18,334	36,021	12,00	10,95
Ica	17,69	18,334	36,021	12,07	11,00
Marcona	17,69	18,334	36,021	12,24	11,14
Mantaro	17,69	18,334	36,021	11,71	10,65
Huayucachi	17,69	18,334	36,021	11,78	10,72
Pachachaca	17,69	18,334	36,021	11,87	10,80
Pomacocha	17,69	18,334	36,021	11,90	10,82
Huancavelica	17,69	18,334	36,021	11,80	10,74
Callahuanca ELP	17,69	18,334	36,021	11,91	10,86
Cajamarquilla	17,69	18,334	36,021	11,99	10,94
Huallanca 138	17,69	18,334	36,021	11,87	10,85
Vizcarra	17,69	18,334	36,021	12,11	11,02
Tingo María 220	17,69	18,334	36,021	12,36	11,18
Aguaytia 220	17,69	18,334	36,021	12,37	11,20
Aguaytia 138	17,69	18,334	36,021	12,41	11,22
Aguaytia 22,9	17,69	18,334	36,021	12,39	11,21
Pucallpa 138	17,69	18,334	36,021	12,78	11,48
Pucallpa 60	17,69	18,334	36,021	12,80	11,50
Aucayacu	17,69	18,334	36,021	12,69	11,37
Tocache	17,69	18,334	36,021	13,26	11,70
Tingo María 138	17,69	18,334	36,021	12,44	11,23
Huanuco 138	17,69	18,334	36,021	12,20	11,05
Paragsha II 138	17,69	18,334	36,021	11,89	10,84
Paragsha 220	17,69	18,334	36,021	11,91	10,85
Yaupi 138	17,69	18,334	36,021	11,65	10,64
Yuncan 138	17,69	18,334	36,021	11,75	10,72
Yuncan 220	17,69	18,334	36,021	11,79	10,76
Oroya Nueva 220	17,69	18,334	36,021	11,87	10,82
Oroya Nueva 138	17,69	18,334	36,021	11,84	10,83
Oroya Nueva 50	17,69	18,334	36,021	11,88	10,86
Carhuamayo 138	17,69	18,334	36,021	11,89	10,80
Carhuamayo 220	17,69	18,334	36,021	11,87	10,82
Caripa 138	17,69	18,334	36,021	11,84	10,80
Desierto 220	17,69	18,334	36,021	11,97	10,90
Condorcocha 138	17,69	18,334	36,021	11,83	10,80
Condorcocha 44	17,69	18,334	36,021	11,83	10,80
Machupicchu	17,69	18,334	36,021	12,89	11,48
Cachimayo	17,69	18,334	36,021	13,16	11,72
Dolorespata	17,69	18,334	36,021	13,21	11,76
Quencoro	17,69	18,334	36,021	13,20	11,76
Combapata	17,69	18,334	36,021	13,24	11,85
Tintaya	17,69	18,334	36,021	13,26	11,95
Ayaviri	17,69	18,334	36,021	13,08	11,79
Azángaro	17,69	18,334	36,021	12,97	11,69
San Gaban	17,69	18,334	36,021	12,45	11,26
Mazuco	17,69	18,334	36,021	12,56	11,33
Puerto Maldonado	17,69	18,334	36,021	12,85	11,50
Juliacá	17,69	18,334	36,021	13,13	11,82
Puno 138	17,69	18,334	36,021	13,09	11,80
Puno 220	17,69	18,334	36,021	13,06	11,77
Callalli	17,69	18,334	36,021	13,12	11,89
Santuario	17,69	18,334	36,021	12,88	11,71
Socabaya 138	17,69	18,334	36,021	12,92	11,70
Socabaya 220	17,69	18,334	36,021	12,91	11,68
Cotaruse 220	17,69	18,334	36,021	12,27	11,13
Cerro Verde	17,69	18,334	36,021	12,85	11,72
Repartición	17,69	18,334	36,021	12,97	11,72
Mollendo	17,69	18,334	36,021	13,03	11,76
Montalvo 220	17,69	18,334	36,021	12,93	11,70
Montalvo 138	17,69	18,334	36,021	12,94	11,71
Ilo 138	17,69	18,334	36,021	13,10	11,85
Botiflaca 138	17,69	18,334	36,021	13,03	11,80
Toquepala	17,69	18,334	36,021	13,02	11,80
Ancota 138	17,69	18,334	36,021	12,94	11,77
Ancota 66	17,69	18,334	36,021	12,89	11,76
Tacna 220	17,69	18,334	36,021	13,03	11,77
Tacna 66	17,69	18,334	36,021	13,14	11,83

6. Sistemas Aislados

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

OSINERGMIN fija cada año los Precios en Barra para los sistemas interconectados y los Sistemas Aislados. En el caso de los sistemas interconectados, la Ley de Concesiones 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 OSINERGMIN²⁹.

Adicionalmente a la normativa existente sobre la regulación de los precios en los sistemas aislados, 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 SEIN³⁰.

²⁹ **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

³⁰ **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.

A fin de implementar lo establecido en la Ley N° 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 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 OSINERGMIN N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias³¹.

6.2. Criterios Generales

La Ley N° 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 LCE³². 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.

³¹ Resolución OSINERGMIN N° 483-2007-OS/CD, publicada el 17 de agosto de 2007; Resolución OSINERGMIN N° 556-2007-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2007 y Resolución OSINERGMIN N° 163-2009-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2009.

³² **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.

(...)

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
- 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 criterios³³, determinando un conjunto que en la actualidad asciende a siete (7) categorías:

Cuadro No. 6.1

Categoría	Descripción
Típico A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
Típico E	Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.
Típico F	Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel del departamento de Madre de Dios, pertenecientes a la Empresa Electro Sur Este.
Típico I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y F.
Típico K	Sistema Aislado con generación mixta de Chachapoyas, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Oriente
Típico L	Aplicable a Sistemas Aislados de Frontera con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F e I.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, se han definido también 7 módulos característicos que permiten tratar el sistema en forma sistemática,

³³ 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 (Típicos I y F) 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.

para fines tarifarios de distribución³⁴, en función del tipo de demanda abastecida. Estos módulos se presentan en el cuadro N° 6-2.

Cuadro No. 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 Diesel 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 N° 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. Sistemas Aislados Típicos

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, F e I, se han estimado los valores de

³⁴ Adicionalmente existe un sector típico "Especial" que se aplica a un sistema llamado Villacurí, el cual forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

energía y potencia para el año 2014 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 e I), dado que dichas empresas se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a los bienes adquiridos fuera de las zonas de la selva con exoneraciones 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 diesel 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 2014.

Aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC):

El Sistema Típico E es el único Sistema Aislado que utiliza Petróleo Residual N° 6 para la generación eléctrica; la planta de suministro de combustible para dicho sistema es Iquitos, la misma que no está afectada 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 2014.

Los Sistemas Típicos A y F, que utilizan combustible Diesel para la generación eléctrica, la cual es suministrada a través de las plantas de suministro de combustible de Piura, Salaverry, Mollendo, Ilo y Cusco. Estas plantas están afectadas 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 2014.

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.

Se ha verificado la actual condición de operación de los Sistemas Aislados Pucará, Pomahuaca y Tabaconas (reconocidas como Típico B hasta la Fijación de Mayo 2011 y como Típico B a partir de mayo 2012), en los cuales la generación térmica continua incrementándose con el crecimiento de la demanda. Como resultado del análisis, se ha verificado que dichos sistemas tienen un significativo componente térmico en la operación, por lo cual deberá continuar considerándose como Típico A.

Asimismo, se ha verificado que la C.H. Pacarenca de Hidrandina ha sido reparada y ha ingresado en operación el 11 de marzo de 2014 con una potencia de 2,0 MW, motivo por el cual se retira la condición temporal de

Típico A dada en la regulación del año 2013, considerándose como Típico B para la presente regulación..

Por otro lado, se ha tomado conocimiento que se han celebrado contratos de cesión de posición contractual, en virtud al Acuerdo de Directorio N° 006-2013/002-FONAFE³⁵ de FONAFE, mediante el cual Electronorte S.A. transfiere la concesión de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico aislado Chachapoyas y del sistema eléctrico Bagua, Jaén y San Ignacio a Electro Oriente S.A.. En este sentido, se ha considerado al sistema aislado Chachapoyas como parte de la concesión de Electro Oriente S.A. a partir de mayo 2014.

Cabe señalar, además, que en la presente regulación no se considera al Sistema Aislado Niepos - Oyotún de Electronorte S.A., el cual fue interconectado al SEIN en setiembre de 2013.

Electro Oriente S.A., mediante Oficios G-308-2013 y G-383-2014, como parte de las observaciones y sugerencias al proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra, ha solicitado la creación de un Sistema Aislado Típico ad-hoc para los sistemas aislados en zonas de frontera de la Isla Santa Rosa y San Antonio del Estrecho; ambos en la zona de frontera con Colombia. Asimismo, Electro Oriente S.A. ha presentado una lista de 12 sistemas aislados de zona de frontera y 6 sistemas aislados que califican como Típico I, los cuales vienen siendo atendidos por las municipalidades y pasarían a ser administradas por Electro Oriente S.A.

En este sentido, atendiendo a la futura necesidad de Electro Oriente S.A. de suministrar energía en dichas localidades de frontera, se ha creado el Sistema Aislado Típico L, aplicable a las zonas de frontera, tomando como referencia la información proporcionada por Electro Oriente S.A.

Cabe precisar que, a la fecha, dichos sistemas aislados no forman parte de la concesión de Electro Oriente S.A. o se tratan de sistemas no regulados por OSINERGMIN. Por tanto, no es posible considerarlos dentro del mecanismo de compensación para sistemas aislados. Sin embargo, a fin de que Electro Oriente S.A. no se vea perjudicada con los mayores costos de operación que ello implica, se ha determinado una tarifa incremental al precio en barra efectivo de la energía de dicha empresa, la cual será aplicada el día 4 del mes siguiente a la fecha en la cual Electro Oriente S.A. sustente fehacientemente la concesión de dichos sistemas individualmente y atienda a usuarios regulados.

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

6.3.1. 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 siguientes resultados:

³⁵ Contratos de cesión de posición contractual, suscrito entre Electronorte S.A. y Electro Oriente S.A., según documento G-382-2014 de Electro Oriente S.A.

Cuadro No. 6.3

Sistema Aislado Típico	Tensión	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
A	MT	21,71	77,85	77,85
B	MT	21,71	27,87	27,87
E	MT	21,71	64,07	64,07
F	MT	21,71	85,98	85,98
I	MT	21,71	82,43	82,43
K	MT	21,71	38,14	38,14
L	MT	21,71	118,18	118,18

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.

6.4. 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 empresa³⁶, 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 siguiente cuadro:

Cuadro No. 6.4

Empresa	Tensión	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
Adinelsa	MT	21,71	27,87	27,87
Chavimochic	MT	21,71	27,87	27,87
Edelnor	MT	21,71	27,87	27,87
Electro Oriente	MT	21,71	63,14	63,14
Electro Sur Este	MT	21,71	85,98	85,98
Electro Ucayali	MT	21,71	27,87	27,87
Eilhicha	MT	21,71	27,87	27,87
Electronorte	MT	21,71	45,79	45,79
Hidrandina	MT	21,71	66,94	66,94
Seal	MT	21,71	60,65	60,65

³⁶ 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 2014 – abril 2015.

6.5. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 095-2014-MEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano el 27 de febrero de 2014, el Ministerio de Energía y Minas determinó la suma de Ciento Veinticuatro Millones Doscientos Ochenta Mil Seiscientos y Siete Nuevos Soles (S/. 124 280 607) como Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados(en adelante "MCSA"), el cual será aplicado en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2015.

Es preciso señalar que el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrá, de acuerdo con el Artículo 30° de la Ley N° 28832, de una parte del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural³⁷.

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

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

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

- Para el Precio de Referencia del SEIN, se ha determinado que el Precio en Barra de mayor valor corresponde al de la Subestación Base Pucallpa 60 kV; para ello, se calcularon precios promedios con factor de carga de 81,22% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 19,25% y 80,75%³⁸, 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 vigente³⁹

³⁷ **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;

(...)

³⁸ 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 Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

³⁹ 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.

establecido mediante Resolución OSINERGMIN N° 054-2013-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 compensar⁴⁰; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora⁴¹, se efectúa sobre la base de la ejecución de los literales b) al f) del Artículo 5° Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- 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

A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Cuadro No. 6.5
COMPENSACIONES ANUALES

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	606 654	0,4881%
Chavimochic	47 330	0,0381%
Edelnor	695 283	0,5594%
Electro Oriente	114 247 288	91,9269%
Electro Sur Este	1 906 371	1,5339%

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.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Electro Ucayali	588 093	0,4732%
Eilhicha	374 417	0,3013%
Electronorte	1 932 391	1,5549%
Hidrandina	1 157 284	0,9312%
Seal	2 725 496	2,1930%
TOTAL	124 280 607	100,0000%

**Cuadro No. 6.6
PRECIOS EN BARRA EFECTIVOS**

Empresa	Tensión	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Adinelsa	MT	21,71	17,22	17,22
Chavimochic	MT	21,71	17,22	17,22
Edelnor	MT	21,71	17,22	17,22
Electro Oriente	MT	21,71	27,98	27,98
Electro Sur Este	MT	21,71	27,90	27,90
Electro Ucayali	MT	21,71	17,22	17,22
Eilhicha	MT	21,71	17,22	17,22
Electronorte	MT	21,71	17,38	17,38
Hidrandina	MT	21,71	16,88	16,88
Seal	MT	21,71	22,05	22,05

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

Por otro lado, la tarifa al Precio en Barra Efectivo de la energía, tanto para PEMP y PEMF, que la empresa Electro Oriente S.A. podrá aplicar a partir del cuarto día del mes siguiente a la fecha en la cual sustente fehacientemente la concesión y atención a usuarios regulados de cada sistema aislado individualmente, se presenta a continuación:

**Cuadro No. 6.7
TARIFA A AGREGAR A LA ENERGÍA**

Localidad	Sistema Aislado Típico	Tarifa a agregar (ctm. S./kWh)
El Estrecho	L	0,43
Isla de Santa Rosa	L	0,60
El Alamo	L	0,13
Cabo Pantoja	L	0,10
Lagunas	L	0,21
El Porvenir	L	0,07
Pebas	L	0,12
Petropolis	L	0,05
Angamos	L	0,05
Inahuaya	L	0,25
Pampa Hermosa	L	0,06
Tierra Blanca	L	0,07

Localidad	Sistema Aislado Típico	Tarifa a agregar (ctm. S./kWh)
Orellana	L	1,04
Islandia	L	0,38
Flor de Pugna	I	0,05
Tamanco	I	0,03
San Roque	I	0,03
Bagazan	I	0,03
Sapuena	I	0,06
Jenaro Herrera	I	0,07

7. Actualización de Precios

Para la actualización de los precios se utilizan las mismas fórmulas empleadas en anteriores regulaciones tarifarias de Precios en Barra.

En lo que sigue de 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 debe evaluar el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez. La incidencia del tipo de cambio se determina como 100% menos la suma de las incidencias del resto de factores

A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar para la actualización del precio de la energía.

Cuadro No. 7.1

Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	0,00%	0,00%	0,00%
Residual N°6	0,00%	0,00%	0,00%
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%
Gas Natural	90,15%	88,46%	88,90%
Tipo de Cambio	9,85%	11,54%	11,10%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

7.1.2. Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN, las variables de actualización son el tipo de cambio (M.E.) tiene una participación de 77,45% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 22,55%, como se desprende del Cuadro No. 7.2.

Cuadro No. 7.2
Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	6747,5	1171,1	7918,6	78,32%
Conexión a la Red	329,5	40,4	369,9	3,66%
COyM	753,5	1068,9	1822,4	18,02%
Total	7830,6	2280,4	10110,9	100,00%
	77,45%	22,55%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM$$

$$FAPPM = a * FTC + b * FPM$$

$$FTC = TC / TCo$$

$$FPM = IPM / IPMo$$

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en \$/kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en \$/kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

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

El Precio de la Potencia se actualizará cuando el factor de actualización FAPPM se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor empleado en la última actualización.

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.

Cuadro No. 7.3

	M.E.	M.N	Cobre	Aluminio
ETSELVA	49,75%	36,91%	0,72%	12,62%
ANTAMINA	52,57%	46,89%	0,54%	0,00%
SAN GABÁN	47,73%	52,13%	0,14%	0,00%

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

Para los cargos unitarios consecuencia del DL 1002, DL 1041, DU 037 y DU 049, 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. A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar.

Cuadro No. 7.4

Sistemas Aislados	d	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,1374	---	---	---	0,8626	---
Chavimochic	0,1374	---	---	---	0,8626	---
Edelnor	0,1374	---	---	---	0,8626	---
Electro Oriente	0,1114	0,0850	0,6759	---	0,1277	---
Electro Sur Este	0,0100	0,9176	---	---	0,0724	---
Electro Ucayali	0,1374	---	---	---	0,8626	---
Eilhicha	0,1374	---	---	---	0,8626	---
Electronorte	0,0978	0,3105	---	---	0,5917	---
Hidrandina	0,0509	0,6772	---	---	0,2719	---
Seal	0,0649	0,5680	---	---	0,3671	---

Los Precios de Energía y Potencia en Barra de los Sistemas Aislados se actualizarán cuando el factor de actualización FAPEM se incremente o disminuya en más de 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.

Sean:

PBeo	=	Precio en Barra inicial por empresa, sin compensación
PBe1	=	Precio en Barra actualizado por empresa, sin compensación
PBefo	=	Precio en Barra Efectivo inicial, con compensación
PBe1f	=	Precio en Barra Efectivo actualizado, con compensación
FAPEM	=	Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
VARB	=	Variación del Precio en Barra

Dado que, para la actualización de los Precios de Energía y Potencia en Barra de los Sistemas Aislados se utiliza el mismo factor FAPEM, extendemos el uso de este factor para trasladar el efecto de la variación de los Precios en Barra hacia los Precios en Barra Efectivos. Por tanto:

$$PBe1 = PBeo * FAPEM \quad (1)$$

Siendo que la variación del Precio en Barra es:

$$VARB = PBe1 - Pbeo \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2):

$$VARB = PBeo * FAPEM - PBeo$$

$$VARB = PBeo * (FAPEM - 1) \quad (3)$$

La actualización del Precio en Barra Efectivo es:

$$PBe1f = PBefo + VARB \quad (4)$$

Reemplazando (3) en (4), obtenemos:

$$PBe1f = PBefo + PBeo * (FAPEM - 1) \quad (5)$$

Siguiendo el criterio señalado en la fórmula (5) se procederá a actualizar los Precios de potencia y energía en Barra Efectivos de cada empresa concesionaria, considerando los Precios en Barra señalados en el numeral 6.4 del Informe y el correspondiente factor de actualización (FAPEM).

[jmendoza]

/sbc

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-SINAC 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 del año 2013

Respecto de los consumos del año 2013, estos valores fueron determinados con la información al IV Trimestre del año 2013. En base a esta información se actualizó la participación de ventas de las distribuidoras en alta y muy alta tensión, la participación de ventas realizadas por los generadores, y las pérdidas eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión para el período de proyección. Como consecuencia de lo anterior, se considera la siguiente información de demanda para el año 2013:

Cuadro No. A.1

Parámetro	GWh
Ventas año 2013	25 949
Electroandes	1 171
Shougesa	390
Antamina	912
Southern	1 665
Cerro Verde	289
Tintaya BHP	74
San Rafael	130
Callalli	162
Cementos Yura	327
Yanacocha nuevo	395
Huarón	61
Cerro Verde (Socabaya)	999
Cerro Corona	148
Ampliación Aceros Arequipa	236
Ampliación Cajamarquilla	727
Bayóvar (Miski Mayo)	97
Tintaya(Antapaccay)	606
Chinalco (Toromocho)	8
Talara	116
Tumbes	161
Yura-Cachimayo	182
Joya-San Camilo-Siguas	58
Pucallpa	227
Bagua - Jaén	6
Tarapoto-Moyobamba-Bellavista	246
Puerto Maldonado	59

Parámetro	%
Pérdidas de distribución	7,38
Pérdidas de subtransmisión	2,13
Pérdidas de transmisión	6,21
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,73
Participación de ventas realizadas por los generadores	16,98

A.2 Información Base y proyección de pérdidas en distribución

Para la información base considerada en la proyección de la demanda vegetativa se ha tomado la información actualizada al año 2013, de acuerdo con los datos de las transferencias de energía realizadas por el COES-SINAC en el referido año.

Asimismo, con relación a la proyección de pérdidas de distribución se han utilizado las pérdidas del año 2013 (7,38%), correspondiendo para los años 2014, 2015 y 2016 las pérdidas de 7,25%, 7,13% y 7,00%, respectivamente.

A.3 Modelo Econométrico

Para la proyección de ventas correspondiente a los años 2014 a 2016 se ha utilizado el Modelo de Corrección de Errores (MCE), habiéndose tomado las ventas de energía para el año 2013, el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) para el 2013 de 5,02% publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (en adelante "INEI"); así como las proyecciones de crecimiento del PBI establecido por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Reporte de Inflación de diciembre 2013 para los años 2014 y 2015⁴²; para la proyección del año 2016 se considera preliminarmente el mismo crecimiento de PBI del año 2015.

En el siguiente cuadro se presentan los valores considerados:

Cuadro No. A.2

Parámetro	Valor
Ventas históricas del año 2013	25 949 GWh
Tarifa del año 2013	9,77 ctv US\$/kWh
Crecimiento proyectado PBI 2013	5,02 %
Crecimiento proyectado PBI 2014	5,70 %
Crecimiento proyectado PBI 2015	6,00 %
Crecimiento proyectado PBI 2016	6,00 %

⁴² Página 38 de Reporte de Inflación – Diciembre 2013, cuadro de encuestas a Analistas Económicos.

Los resultados de proyección de las ventas con este modelo se presentan en el cuadro siguiente:

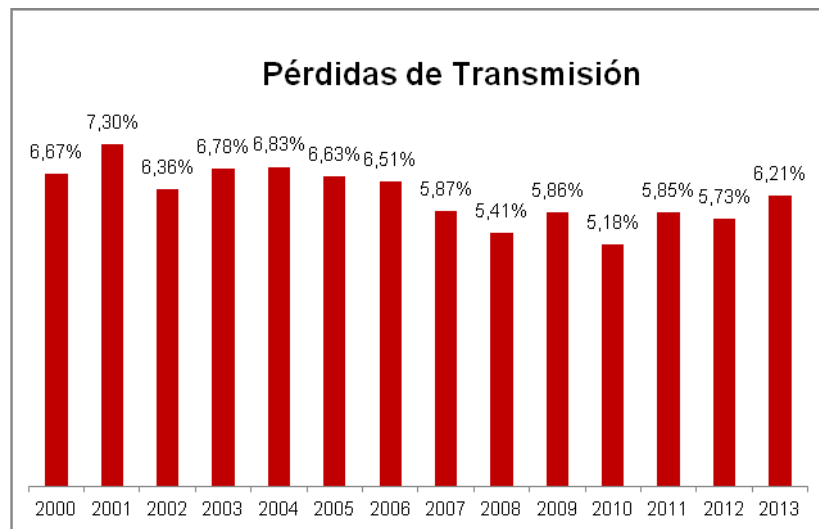
Cuadro No. A.3

Año	Ventas (GWh)	Tasa de Crecimiento
2014	27 554	6,2%
2015	29 330	6,4%
2016	31 229	6,5%

A.4 Pérdidas de Transmisión

Se estima que las pérdidas de transmisión del año 2013, están en el orden de 6,21%, lo que indica que se mantiene en el promedio con relación a los años previos, conforme se observa en el grafico siguiente:

Gráfico No. A.1



Al respecto se está tomando para los años 2014 a 2016, el promedio de pérdidas de los últimos 7 años.

A.5 Demanda abastecida por Ecuador

En el año 2013, no se ha presentado intercambios de energía con Ecuador, por lo cual no corresponde incluirlo dentro del presente proceso regulatorio.

A.6 Cargas Especiales e Incorporadas

Respecto de las cargas especiales se ha corregido la demanda del año 2013 de Electroandes, Shougesa, Antamina, Southern, Tintaya BHP, Callalli, Huarón, Cerro Verde (Socabaya), Cerro Corona, Ampliación de Aceros Arequipa, Ampliación Cajamarquilla, Bayóvar y Tintaya-Antapaccay

considerando la información reportada al IV Trimestre del año 2013. Parte de la proyección efectuada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para el periodo 2014-2016 ha sido corregida considerando la información enviada por las empresas Southern Peru Copper Corporation, Pan American Silver y Yanacocha respecto a sus proyectos. Asimismo, se ha incorporado la carga de Minera Chinalco Perú (Toromocho) de acuerdo con la información de su contrato con Edegel con Carta GE-01-03-2014.

- De acuerdo con la información alcanzada por el Subcomité de Generadores en la ABSOLUCION, se corrigió la proyección de las cargas especiales de Shougesa, Antamina, Cerro Verde, San Rafael, Cerro Verde (Socabaya) y Bayóvar (Miski Mayo). Para la proyección de demanda de la carga de Tintaya-Antapaccay se consideró la información de su contrato de suministro con la empresa Kallpa.
- En el caso de las cargas incorporadas para las cuales el Subcomité de Generadores no presentó el sustento requerido en la ABSOLUCION, se ha considerado preliminarmente la proyección de la fijación anterior; por otro lado, se han actualizado las proyecciones de las cargas Bagua –Jaén y Tarapoto-Bellavista-Moyobamba de acuerdo con la información alcanzada mediante carta G-224-2014 de Electro Oriente S.A., Puerto Maldonado de acuerdo con la información alcanzada mediante carta G-189-2014 de Electro Sur Este S.A.A. y Pucallpa de acuerdo con la información alcanzada mediante carta G-373-2014/EU.
- Se actualizaron las proyecciones de generación de C.T. Atocongo, C.E. Marcona (Eólica), C.E. Cupisnique (Eólica), C.E. Talara (Eólica), C.H. Chancay y C.S. Moquegua FV, de acuerdo con la información alcanzada mediante carta GC-001-002-14 de UNACEM, carta de Marcona S.A., carta de Eólica S.A., carta de Eólica S.A., carta C.309/2014 de SINERSA, carta de Moquegua FV S.A., carta N° AG-01/2014 de ANDES, carta N° AG-02/2014 de ANDES y carta N° 029-2014 de EGEHISSA, respectivamente.
- Respecto de las cargas de Proyectos e Industrias se ha corregido en parte la proyección efectuada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para el periodo 2014-2016 considerando la información enviada mediante carta por parte de Southern Peru Copper Corporation respecto a la expansión de las concentradoras Cuajone y Toquepala y los proyectos Tía María y Los Chancas; así como la carta SMVC VAC-GL-353-2014 de Sociedad Minera Cerro Verde de su Proyecto (concentrados) Cerro Verde y la carta XLBA-136/2014 de Xstrata Las Bambas S.A. de su Proyecto Las Bambas.
- De acuerdo con la información alcanzada por el Subcomité de Generadores en la ABSOLUCION, se corrigió la proyección del Proyecto Constancia y la Ampliación de Quimpac.
- Por otra parte, en la representación de los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), estos se han modelado de acuerdo al nivel de información alcanzado por las empresas para la presente regulación, siendo algunos casos de las centrales hidroeléctricas representados en el modelo Perseo, mientras que el resto de proyectos ha sido representado restando a la demanda de energía, tomando en cuenta

los perfiles de generación mensual y por bloques de punta, media y base alcanzados por las empresas.

- Asimismo, las centrales representadas en el modelo Perseo son: C.T. Tablazo, C.H. Manta, C.H. Runatullu III, C.H. 8 de Agosto, C.H. El Carmen, C.H. Huatziroki I y C.H. Renovandes H1.

El detalle de los cálculos se halla contenido en el archivo "Modelo Demanda(P).xls", que forma parte del sustento del presente informe.

A.7 Información Complementaria



Forma digitalizada
por COMARSA
REGISTRADA
Sede
OSINERGMIN
Lima 20140218
TUSUCI-GAR

llo, 17 de febrero del 2014

Sr. Ingeniero.
Jaime Mendoza Gacon
Gerente División de Generación y Transmisión GART
Av. Canadá 1460, San Borja
Lima-27

Asunto: Requerimiento de Información de demanda de sus instalaciones

Referencias: Oficio No 0169-2014 – GART del 11 de febrero del 2014.
Fijación Tarifaria de Mayo de 2014
D.0496-2013-GART

De mi consideración:

Es grato dirigimos a Usted con respecto al documento de la referencia, mediante los cuales solicitan a Southern Peru Copper Corporation, Sucursal del Perú (en adelante "SPCC") nuestros requerimientos de demandas de potencia y energía de la proyección de cargas actuales, con la finalidad que Ustedes puedan desarrollar el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2014.

En virtud a lo solicitado, cumplimos con alcanzarles en medios magnéticos el formato "D1-Demanda_NuevosProyecto.xlsx" que son los mismos proporcionados al COES para el estudio del Plan de Transmisión 2015-2024 y que corresponde a información relacionada con SPCC.

Cumplimos con indicarle que nuestra proyección de la demanda es la siguiente:

ANO	MW	GWh
2014-01	214	146.132
2014-02	214	139.663
2014-03	214	154.021
2014-04	214	149.048
2014-05	214	150.436
2014-06	214	140.578
2014-07	222	156.299
2014-08	222	156.500
2014-09	222	150.353
2014-10	222	129.902
2014-11	222	151.928
2014-12	222	158.498
2015	321	2,615
2016	388	3,175
2017	434	3,560
2018	534	4,225
2019	534	4,225
2024	534	4,225

Para mediados del año 2014 estará en operación la mejora tecnológica de transporte de mineral en Toquepala cuya carga estimada es de 8 MW.

Página 1 de 2



Para mediados del año 2015 se está proyectando un incremento de la demanda de 10 MW en el Proyecto Tía María. Para dicha fecha se pondrá en servicio los talleres de mantenimiento, las palas y las perforadoras para los requerimientos en los trabajos de la construcción.

Así mismo, en el año 2015 también se prevé poner en operación la expansión de la concentradora Toquepala, cuya carga adicional estimada sería de 72 MW, así como la mejora tecnológica de transporte de mineral de la concentradora de Cuajone cuya carga adicional se estima en 17 MW.

Para el año 2016 se pondría en servicio la planta de Lixiviación en la futura mina de Tía María, cuya demanda se estima en 67 MW adicionales.

Para el año 2017 se prevé poner en operación la ampliación de la concentradora de Cuajone cuya carga adicional se estima de 46 MW.

Consideramos pertinente dejar constancia que los formatos adjuntos han sido llenados con la mejor información disponible a la fecha y de acuerdo al actual estado de maduración, tanto de nuestros proyectos nuevos como de las futuras expansiones operacionales. En esa misma línea, debemos precisar que la información contenida en tales formatos procede de estimaciones estadísticas de los procesos mineros metalúrgicos y que a la fecha no se han culminado estudios completos y detallados para todos los proyectos, así como tampoco se ha terminado el proceso de selección de equipos, todo lo cual limita nuestras posibilidades de proporcionar una información mayor y más detallada.

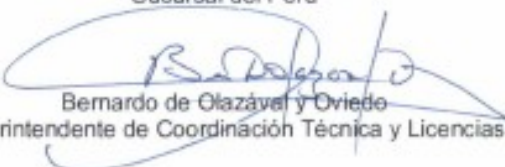
Para mayores coordinaciones sobre el particular considerar a los ingenieros:

Nombre	Correo Electrónico	Teléfonos
Ing. Luis Toledo Okamoto (Principal)	ltoledoo@southernperu.com.pe	Telf. 053-584250 (4942) Cels:9888-42981-965408132
Ing. Rolando Jesús Claros (Alterno)	rjesus@southernperu.com.pe	Telf. 053-584250 (4945) Cels:9888-42984-965408133

Sin otro particular, quedamos de Ud.

Atentamente,

SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION,
Sucursal del Perú


Bernardo de Olazábal y Oviedo
Superintendente de Coordinación Técnica y Licencias

cc. Comité de Energía – SPCC
Cronol.

Página 2 de 2

SPCC - Comité de Energía - SPCC - Calle de Perú, 110 - P.O. Box 100 - Lima 10, Perú - Telf: 011-51-1172-9000 - Fax: 011-1172-9000
SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION - Calle de Olazábal y Oviedo 110 - Maqueo, Perú - Telf: 011-51-1172-9000 - Fax: 011-51-1172-9000
www.southernperu.com.pe
Incorporada en el Registro de Comercio del Perú y el Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao.



Pan American Silver Huarón S.A.

Firmado digitalmente
 por OSINERGMIN
 Regional Lima
 Año
 2014
 Fecha 20140219
 Hora 15:21:07

SUMILLA:	Requerimiento de información Proyecto Huarón
Referencia:	Oficio No. 0178-2014-GART

AL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA-OSINERGMIN:

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA.-

PAN AMERICAN SILVER HUARÓN S.A., identificada con R.U.C. N° 20546191541, con domicilio en Av. La Floresta N° 497, Oficina 301, Urbanización Chacarilla del Estanque, Distrito de San Borja, Provincia y Departamento de Lima, representada por su Gerente General, Sr. Jorge Ugarte Gambetta, identificado con DNI N° 07594319, según poderes inscritos en la Partida Electrónica No. 12768479 del Registro de Personas Jurídicas de Lima; ante ustedes decimos:

Que, con fecha 13 de febrero de 2014 hemos sido notificados con el Oficio de la referencia por el que nos solicita proporcionar las proyecciones de potencia y energía que se requerirán para el proyecto Huarón por los años 2014-2018.

Que, en cumplimiento de su requerimiento, cumplimos con adjuntar el solicitado Formato Anexo 1 que establece nuestras proyecciones de potencia y energía.

POR TANTO:

Solicitamos a su Despacho de por cumplido el requerimiento de información solicitado mediante Oficio No. **0178-2014-GART**.

San Borja, 20 de febrero de 2014

LEGAL

PAN AMERICAN SILVER HUARÓN S.A.

 Jorge Ugarte Gambetta
 Gerente General

PRES	OSINERGMIN REGIONAL LIMA RECIBIDO 21 FEB. 2014	GFM
GFGN		GART. <input checked="" type="checkbox"/>
GG		JARU
GPHL		OTROS
GFE		OR
2014000 23944 3 34A REGISTRO HORA		

LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 15:21
24 FEB 2014	
001786-2014	000488-2013
TRAMITE	COMPONENTE
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	



Cusco, 20 de Febrero de 2014

Sistema Puerto Maldonado

e-mail:electro@else.com.pe
 Av. Mariscal Sucre N° 400
 Urb. Bancopata
 Cusco - Perú
 ☎ (084) 233700

Oficio N° G-189 - 2014

	Energía (MWh)		Potencia (MW)	
	Producción	Demanda	Producción	Demanda
2013 (e)	176.5	60,572.6	0.6	12.3
2014 (e)	180.5	66,832.3	0.7	13.3
2015 (p)	369.1	80,845.9	0.8	16.6

Presente.-

(e): Ejecutado; (p): Provisio

ASUNTO : INFORMACIÓN PARA FIJACIÓN TARIFARIA DE MAYO 2014

Ref. : Oficio N° 0176-2014-GART

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted, en atención al documento de la referencia, para hacerle llegar en medio impreso y magnético la información solicitada en el Anexo I, para el proceso de Fijación Tarifaria de Mayo 2014.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para expresarle mis consideraciones distinguidas.

Atentamente,



Ing. Freddy Gonzales De la Vega
 GERENTE GENERAL (e)



"Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Climático"


 Director Adjunto
 para el Área de
 Regulación Tarifaria
 OSINERGMIN
 Lima, 18.02.2014
 14:15:30

Iquitos, 20 de febrero de 2014

G-224-2014

Señor Ingeniero
JAIME GACON MENDOZA
 Gerente de División de Generación y Transmisión
 OSINERGMIN
 Av. Canadá 1460 – San Borja
 Lima -

PRES	OSINERGMIN	GFPA
GFGN	OFICINA REGIONAL LORETO	GART
GG	RECIBIDO	JARU
GFHL	20 FEB. 2014	CTROS
GFE		OR
00400023415		18 08
REGISTRO		HORA
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD		

Asunto: **ATENCIÓN AL REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN DE CONSUMO**

Referencia: Oficio N° 0175-2014-GART del 11.02.2014

De nuestra consideración:

Me dirijo a usted para saludarlo y en atención al documento de la referencia, alcanzo la información de la producción y de la demanda de energía (MWh) y potencia (MW) prevista para el período 2014 a 2016, de nuestros sistemas Bagua-Jaén y Bellavista-Tarapoto-Moyobamba, así como la ejecutada en el año 2013, conforme al anexo remitido.

Sin otro en particular, hago propicia la oportunidad para expresarle las muestras de mi especial consideración y estima.

Atentamente,


ING. JORGE JUAN MENDOZA RODRÍGUEZ
 Gerente General (e)

P-002 / V-01 / 07.03.2013

Augusto Freyre N° 1168 – Iquitos
 Central Telefónica N° 085-253500

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 18:13
25 FEB 2014	
001854-2014	000498-2013
TRAMITE	CORRESPONTE
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	



GC-001-002-14

Atocongo, lunes 24 de febrero de 2014

Señores
**Organismo Supervisor de la Inversión
 en Energía y Minería – OSINERGMIN**
 Presente.-

Atención: **Sr. Jaime Raúl Mendoza Gacón**
 Gerente de División de Generación y Transmisión GART

ASUNTO: **PROYECCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MWh) DE LA
 CENTRAL TÉRMICA DE ATOCONGO.**

Estimados señores:

En respuesta a su Oficio N° 0207-2014-GART de fecha 18-02-14, recibido el 20-02-14, adjuntamos a la presente la proyección de generación eléctrica en MWh de la Central Térmica Atocongo para los años 2014, 2015 y 2016.

Asimismo, cabe resaltar que la generación de la Central Térmica Atocongo corresponde sólo a una autogeneración por parte de UNACEM S.A.A. durante horas punta, siendo que nuestra central térmica no genera para el Sistema Interconectado Nacional.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,


Ing. Victor Cisneros Mori
 Gerente Central

JLA.dcr

cc: GG
 GEA
 GEP

PRES	OSINERGMIN REGIONAL LIMA RECIBIDO 26 FEB. 2014	GFM
GFGN		GART <input checked="" type="checkbox"/>
GG		JARU
GFHL		OTROS
GFE		OR
201400025837		12:23 pm
REGISTRO		HORA

UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS S.A.A.
 Av. Atocongo 2440 – Villa María del Triunfo, Lima 35 – Perú. Telf. (51-1) 217-0200. Fax (51-1) 217-1496
 e-mail: postmaster@unacem.com.pe – www.unacem.com.pe





Lima, 19 de febrero de 2014

Ingeniero
JAIME MENDOZA GACÓN
Gerente de División de Generación y Transmisión GART
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Av. Canadá 1460, San Borja
Lima - Perú
Presente

Asunto: Información de los Proyectos Centrales Eólicas Cupisnique y Talara

Ref.: Oficio N° 0139-2014-GART

De nuestra especial consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted con la finalidad de saludarlo y dar atención a su oficio de la referencia, en virtud del cual nos solicita información sobre la situación actual de los Proyectos Centrales Eólicas Cupisnique y Talara, las gestiones que venimos realizando ante la Dirección General de Electricidad (DGE) para nuevas fechas de operación comercial y la proyección de generación eléctrica (MWh) de cada central para los años 2014, 2015 y 2016.

Con relación a la situación del proyecto, les adjuntamos los últimos reportes de avance del proyecto remitidos por nuestra empresa a OSINERGMIN en los diez primeros días del mes de enero de 2014 y los informes de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN contenidos en los Oficios N° 835-2014-OS-GFE y el oficio N° 835-2014-OS-GFE que expresan opinión sobre nuestra solicitud de fuerza mayor y dan cuenta del avance de los proyectos.

Con relación a las gestiones ante la DGE debemos indicar que hemos solicitado una extensión en el plazo de puesta de operación comercial en ambas centrales por razones de fuerza mayor. En ese sentido, la entrada en operación comercial de la Central Eólica Talara será a más tardar el 31 de julio de 2014 y la de la Central Eólica Cupisnique será a más tardar el 31 de agosto de 2014. Nuestro pedido de extensión cuenta con la conformidad de OSINERGMIN y se encuentra en la última etapa de aprobación en el Ministerio de Energía y Minas.



C.309/2014-SINERSA

Lima, 14 de febrero de 2014

Señores
OSINERGMIN
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS
 Av. Canadá N° 1460
 San Borja

Atención: Mendoza Gacon Jaime – Gerente División de Generación y Transmisión
 Asunto: Información actual del Proyecto CH Chancay
 Ref.: Oficio N° 0143-2014-GART

De nuestra consideración:

Por medio de la presente nos dirigimos a usted, en relación a su documento de referencia, y le informamos:

- a) **Situación actual:** CH Chancay está en proceso de construcción, con todos los contratos de suministro del equipo firmados y equipo en proceso de fabricación.
- b) **Avances y fecha de Puesta en Operación:** El proyecto avanza de acuerdo al informe final, aprobado por parte del Ministerio de Energía y Minas, según este cronograma se pone inicio de la operación el 31.12.2015.
- c) **Proyección de Generación Eléctrica:** El proyecto tendrá plena producción desde enero de 2016 y se estima una producción de 150 Gwh/año.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,


BRANISLAV ZDRAVKOVIC
 Gerente General



SINERSA
 Calle Los Ruiseñores Oeste 277, Of. 102
 Urb. Corpac, San Isidro
 Lima 27, Perú
 Telfs.: (51-1) 421-7350 / 222-4888
 Fax: (51-1) 421-4997
 E-mail: sinersa@sinersaperu.com

Central Hidroeléctrica de Curumuy
 Alt. Km. 1021, Carretera Piura - Sullana
 San Juan de Curumuy, Piura, Perú
 Telefax: (51-73) 808-541 / 808-542
 Anexo: 1000 ó 1001
 E-mail: chcurumuy@sinersa.com.pe

Central Hidroeléctrica de Poechos 1
 Represa de Poechos, Distrito de Lancones
 Sullana, Piura, Perú
 Telefax: (51-73) 808-541 / 808-542
 Anexo: 4000 ó 4001
 E-mail: chpoechos@sinersa.com.pe
 RUC: 20256391202



Adj.: Lo Indicado.
 /m. bellmut



AG-02/2014

Lima, 20 de Febrero de 2014

Señores
OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Av. Canadá 1460
San Borja -Lima



Atención: Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente de Generación y Transmisión GART

Referencia: Oficio N° 0146-2014-GART

Asunto: Requerimiento de Información del Proyecto CH El Carmen; EXP-000496-2013:
Proceso de Fijación de Precios en Barra Mayo 2014-Abril 2015

De nuestra consideración.-

Por medio de la presente y luego de haber recibido el oficio de la referencia, les manifestamos que con fecha 19 de Agosto del 2013 el Ministerio de Energía y Minas emitió la Resolución Ministerial No. 329-2013-MEM/DM, mediante la cual se aprobaba la primera Adenda al Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN. Mediante esta primera adenda se realizó la transferencia de la titularidad de dicho contrato de Andes Generating Corporation S.A.C. a favor de la empresa Generación Andina S.A.C. Por tal motivo, también se ha realizado la transferencia del contrato de Concesión Definitiva, la cual se hizo efectiva mediante la publicación de la Resolución Directoral Regional No. 197-2013-GR-HUANUCO/DREMH (se adjunta testimonio de inscripción de la primera adenda del contrato de concesión de suministro y copia de la Resolución Directoral Regional No. 197-2013-GR-HUANUCO/DREMH).

Asimismo, con fecha 22 de octubre del 2013 el Ministerio de Energía y Minas emitió la Resolución Ministerial No. 462-2013-MEM/DM, mediante la cual se aprobaba la segunda Adenda al Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN. Mediante esta segunda adenda Generación Andina S.A.C. realizó una modificación al plazo de puesta en operación comercial de la CH El Carmen, el cual fue postergado al 31 de diciembre del 2015 (se adjunta testimonio de inscripción de la primera adenda del contrato de concesión de suministro).

A la fecha nos encontramos cerrando el financiamiento de la CH El Carmen y esperamos iniciar la construcción de la central antes de finalizar el mes de marzo del presente. Asimismo estimamos que la puesta en operación comercial se llevara a cabo el 31 de diciembre del 2015, de acuerdo al último cronograma aprobado por el ministerio.

Av. Manuel Olgüín 335 Oficina 502, Santiago de Surco, Lima - Perú
www.andesqc.com - T: 436 6628



Forma digitalizada
por COSMOS
REGISTRO
Nº
1642-2013-496
Fecha: 2014/02/20
14:26:38 WTC

Lima, 20 de Febrero del 2014
CARTA N° 029-2014-EGEHISSA

Señores:
OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Av. Canada N° 1460
San Borja-

Atención : **Ing. Jaime Raul Mendoza Gacon**
Gerente División de Generación y Transmisión GART

Asunto : **Requerimiento de Información del Proyecto CH Huatziroki I**

Referencia : **1. Contrato de Concesión RER – CH HUATZIROKI I**
2. Oficio N° 0148-2014-GART de fecha 12-02-2014

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, nos dirigimos a usted, para saludarlo cordialmente y a su vez dar respuesta al oficio de la referencia 2., el cual solicita detallar lo siguiente:

- Situación Actual del proyecto:

A la fecha, la Central Hidroeléctrica Huatziroki I, se encuentra en etapa de construcción referido a las obras preliminares, habilitación de caminos de acceso, campamentos, otros.

Así mismo, informamos que a la fecha se vienen obteniendo las diferentes autorizaciones, permisos y demás requisitos para la ejecución de este tipo de proyectos, habiéndose logrado el RD-0056-2014/MEM-DGAAE que aprueba el EIA de la LT.

- Avances y Fecha de operación actualizada:

De acuerdo a los avances que se tienen y al nuevo cronograma que venimos solicitando su aprobación al MEM, se estima que la Puesta en operación comercial (POC) se tiene previsto para el mes de Julio del 2016.

- Proyección de Generación Eléctrica (MWh) – años 2016, 2017, 2018:

De acuerdo a la Puesta en Operación Comercial, se muestra la proyección de generación eléctrica (MWh), a partir de Julio del 2016.



[Handwritten mark]

SMCV-VAC-GL-353-2014

Arequipa, 20 de Febrero de 2014

Señor
Jaime Raúl Mendoza Gacón
 Gerente División de Generación y Transmisión GART
 Av. Canadá 1460
 San Borja
LIMA.-



Asunto: Requerimiento de información de Proyecto de Concentrados Cerro Verde
Ref.: OFICIO N° 0161-2014-GART

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a Ud. para saludarlo y atendiendo vuestra solicitud al requerimiento de información de la "Expansión de la Unidad de Producción Cerro Verde". Al respecto, es conveniente aclarar que este proyecto contempla la ampliación de nuestras operaciones existentes, la construcción de una segunda concentradora de cobre y molibdeno, una presa de relaves, una plataforma (PAD) de lixiviación; trabajos en Mina, instalaciones adicionales y complementarias.

Con relación a la información solicitada, adjuntamos a la presente el Anexo N°1, en el cual encontrará los requerimientos de la potencia y energía prevista y proyectada del proyecto correspondiente al periodo comprendido entre los años 2014 al 2018.

Sin otro particular, me despido de Ud. expresando mis mayores consideraciones.

Atentamente,

SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.
[Signature]
 Dra. Julia J. Tompblanca Marmanillo
 Vicepresidenta Asuntos Corporativos
 MIF C.A.A. 2127



Incluye: Anexo N°1.docx

Asiento Minero Cerro Verde-Uchumayo
 Av. Alfonso Ugarte 304 Casilla 299 Arequipa-Perú T (51-54) 381515 F (51-54) 283376

Sociedad Minera Cerro Verde




 Firmado digitalmente
 por OSINERGMIN
 OSINERGMIN-Correo Electrónico
 01/02/2014 09:17:15
 Fecha: 2014/02/20
 12:13:15 -05'00'



Lima, 20 de febrero de 2014

XLBA-136/2014

Señores
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN
 Av. Canadá 1460 San Borja
 Lima 17.-

Atención: Sr. Ing. Jaime Raul Mendoza Gacon
 Gerente División de Generación y Transmisión GART

Referencia: Su Oficio N°0170-2014-GART

De nuestra consideración:

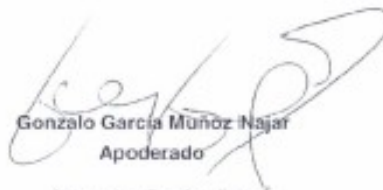
Con relación al documento de la referencia cumplimos con hacer envío de la información solicitada por vuestra institución, mediante el cual nos solicitan las proyecciones de potencia y energía que nuestro Proyecto Minero Las Bambas requerirá en el periodo 2014-2018, para el cálculo de tarifas eléctricas a nivel nacional, todo ello de acuerdo además con el Anexo 1 adjunto al oficio remitido a nuestra representada y que contiene la información requerida.

De esta forma cumplimos con la formalidad de presentar por escrito la información que hemos remitido además por correo electrónico a su representante el Ing. Severo Buenalaya, dando por cumplido su requerimiento.

Sin otro particular quedamos de ustedes.

Atentamente,

p. Xstrata Las Bambas S.A.


Gonzalo García Muñoz Najjar
 Apoderado

Xstrata Las Bambas S.A.

Pasaje Los Peliceros 178, Urb. Las Gardenias, Surco, Lima 23, Perú
 T: +51-1-372-2273 F: +51-1-217-1111 - www.xglencorperu.pe

Tratado de Integración
por CDBA/000/0001
FOLIO 0001
Sema
FOLIO 0000002110
Fecha: 2014.03.23
16:12:00



Lima, 24 de Marzo de 2013

Señor
Jaime Raul Mendoza Gacon
Gerente División de Generación y Transmisión GART

De nuestra consideración:

En respuesta al OFICIO N° 0182-2014-GART, se adjunta el anexo 1 con las proyecciones de potencia y energía que va a requerir nuestro proyecto de operación Minera Yanacocha SRL, para el periodo 2014 – 2018.

Sin otro particular, me despido de Usted.

Atentamente,

Handwritten signature
CRISTHIAN SCHRODER ROMERO



MINERA YANACOCHA S.R.L.
Cajamarca: Telf: (51-76) 58-4000 Fax: Av. San Martín Cuadra 23
Lima: Telf: (51-76) 215-2600-Av. La Paz 1049-Edificio Miracorp piso 5-Miraflores-Lima 18



Firmado digitalmente por CESAR LUIS FELICIA Ocaso Alvarado y ALICIA ROSA CORTES 2014.02.28 10:22:40 -0500

Año de la Promoción de la Industria Responsable y del Compromiso Climático

Pucallpa, 28 FEB 2014

ELECTROUCAYALI/G - 373 -2014/EU

Señor:
JAIME MENDOZA GACON
 Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN-GART
 Av. Canadá 1460
 San Borja
 Lima.-



ASUNTO : REMISIÓN DE INFORMACIÓN DE CONSUMOS 2013 - 2016

REFERENCIA : OFICIO N° 0177-2014-GART

De mi especial consideración:

Es grato dirigirme a usted, para saludarlo cordialmente y en atención al documento de la referencia, remito la información de la producción y de la demanda de energía (MWh) y potencia (MW), prevista para el año 2014 a 2016 y la ejecutada durante el 2013, según el formato del anexo 1, adjunto al presente.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para reiterarle mi consideración y estima.

Muy atentamente,

ING. CIP ALFREDO L. VASQUEZ ESPINOZA
 Gerente General




 Firmado digitalmente por OSINERGMIN
 OSINERGMIN
 Fecha: 2014.03.10 10:40:00



MINERA CHINALCO PERÚ S.A.
 PROYECTO TOROMOCHO

Carta GE-01-03-2014

San Isidro, 03 de marzo de 2014

Señor Ing. Jaime Mendoza Gacon
 Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN
 Av. Canadá 1460, San Borja
 Lima.-

Ref.: Oficio N° 0162-2014-GART de fecha 12 de febrero de 2014.

Mediante la presente me dirijo a ustedes para saludarlos y a la vez remitirles adjunto el Anexo 1, que contiene la información requerida a propósito de la Ampliación del Proyecto Toromocho para el periodo 2014 - 2018, la misma que ha sido solicitada mediante documento de la referencia, a fin de poder elaborar el cálculo de tarifas eléctricas a nivel nacional.

Al respecto, cabe informar que Minera Chinalco Perú S.A. se encuentra en la primera fase de la inversión en el Proyecto de la unidad minera "Toromocho", la proyección del consumo de energía para la primera fase es la siguiente:

Proyección de la Demanda de Energía Proyecto Toromocho primera Fase

Año	MD hp (MW)	MD hfp (MW)	Energía (GWh)
2014	165	158.5	1062
2015	165	158.5	1280
2016	165	158.5	1280
2017	165	158.5	1280
2018	165	158.5	1280

La segunda fase comprende la Expansión del Proyecto Toromocho, cuyos datos disponibles se informan en el anexo 1 del presente documento.

Por lo tanto, le agradeceremos dar por cumplido el requerimiento de información solicitada.

Atentamente,



José Angulo Echea
 Gerente de Electricidad



Av. Santo Toribio 143, Piso 4, San Isidro, Lima 27, Perú
 Tel. 708-8000, Fax 708-8001
 e-mail: mcp@chinalco.com.pe

Anexo B

Costos Variables No Combustibles

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

B.1 Empleo del Procedimiento Técnico COES PR-34

Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD dispuso en su Artículo 2° el plazo a las empresas de generación del COES para la presentación del Estudio de Determinación del CVNC de sus centrales térmicas.

Considerando los plazos del Procedimiento Técnico COES PR-34, a la fecha sólo las unidades termoeléctricas que se presentan en el Cuadro No. B.1 han presentado el estudio respectivo, obteniendo del COES-SINAC su aprobación.

Cuadro No. B.1

Unidad de Generación	CVNC (US\$/MWh)
TV2 de la C.T. Ilo 1	7,1007
TV3 de la C.T. Ilo 1	4,7576
TV4 de la C.T. Ilo 1	5,0682
UTI5 de la C.T. Santa Rosa	6,5350
UTI6 de la C.T. Santa Rosa	6,7000
Catkato de la C.T. Ilo1	16,7025
TG1 de la C.T. Ilo1	9,2482
TG2 de la C.T. Ilo1	10,3207
TG4 de la C.T. Malacas	22,7400
TG1 de la C.T. Chilca I	4,4118
TG2 de la C.T. Chilca I	4,4874
TG3 de la C.T. Chilca I	3,4134
TG1 de la C.T. Kallpa	4,4729
TG2 de la C.T. Kallpa	4,0312
TG3 de la C.T. Kallpa	3,9077

Por otro lado, para las centrales que no presentaron el Estudio de actualización del CVNC de acuerdo al PR-34, el COES en aplicación del numeral 8.2 del PR-34, procedió a establecer los CVNC de dichas centrales tal como se muestra en el Cuadro B.2, los cuales han sido remitidos para la presente Fijación Tarifaria, que a su vez coinciden con los CVNC

considerados por el COES para los procesos de programación de la operación del SEIN.

Cuadro No. B.2

Unidad de Generación	CVNC (US\$/MWh)
TG1 de la C.T. Malacas	2,6900
TG4 de la C.T. Malacas	3,1325
TG3 de la C.T. Chimbote	2,6900
TG de la C.T. Piura	2,6900
C.T. Piura Diesel	9,3016
C.T. Chiclayo Diesel	8,7143
TV de la C.T. San Nicolás	1,3200
GD de la C.T. San Nicolás	2,4543
TG1 de la C.T. Aguaytía	2,6900
TG2 de la C.T. Aguaytía	2,6900
GD de la C.T. Tumbes	13,9186
TG3 de la C.T. Ventanilla	2,6900
TG4 de la C.T. Ventanilla	2,6900
Ciclo Combinado de la C.T. Ventanilla	3,3450
Ciclo Combinado de la C.T. Ventanilla (con fuego adicional)	3,3450
TG8 de la C.T. Santa Rosa	2,6900
TG1 de la C.T. Las Flores	2,6900
GD de la C.T. Taparachi	2,4543
GD de la C.T. Bellavista	2,4543
GD de la C.T. Chilina	2,4543
Ciclo Combinado de la C.T. Chilina	3,3450
TV2 de la C.T. Chilina	1,3200
TV3 de la C.T. Chilina	1,3200
GD de la C.T. Mollendo	2,4543
TV de la C.T. Ilo 2	2,1876
C.T. Independencia	2,4543
C.T. Pisco	2,6900
TG1 de la C.T. Tablazo	2,6900

Anexo C

Precio del 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 Reglamento⁴³.

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

Absolución de observaciones

Con relación a este punto, el Subcomité de Generadores del COES-SINAC ha considerado para la C.T. Las Flores tarifas de transporte y distribución de gas natural diferentes a los valores regulados por OSINERGMIN, lo cual fue presentado en la fijación de precios en barra anterior de mayo 2013, y no fue aceptado, debido a que los precios de gas natural que se emplean para la determinación de los Precios en Barra son los que se determinan conforme a lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, por lo cual no corresponderá aplicar los precios propuestos por el Subcomité.

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 Reglamento, 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 efectivamente 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 del 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.

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.

Al respecto, para el caso de las unidades termoeléctricas de Ventanilla, Santa Rosa, Kallpa, Chilca 1, Las Flores, Pisco (Ex TG Mollendo) e Independencia (Ex Calana) 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 en lo siguiente:

- **El precio efectivamente pagado por el generador al productor:** Se ha considerado que el precio efectivamente pagado corresponde al precio declarado por el productor de gas natural de Camisea como aplicable para el año 2014.

Al respecto, de acuerdo a lo reportado por Pluspetrol⁴⁵, se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable el año 2014 para los generadores eléctricos es de 1,8265 US\$/MMBtu, el cual no ha cambiado del precio del año 2013, debido a que el Department of Labor - EEUU ha descontinuado la publicación del índice Oil Field and gas Machinery – 1191 (WPS1191), haciendo imposible su uso para la determinación del factor de ajuste según lo contemplado en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 88.

De lo anterior se desprende que el precio efectivamente 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 2014 y que no represente un incremento superior al 5% del último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior, según los contratos vigentes, es decir el factor de ajuste aplicable es 1,8265.

- **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%...”.

Aplicando este párrafo, el Factor de Actualización a considerarse para el año 2014 es 1,8408.

- **El factor de actualización de la tarifa de transporte y distribución:** De acuerdo con el Artículo 2° de la Resolución OSINERG 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, correspondientes al último publicado al primero de marzo de cada año y al del año en el que se ofertó el Costo del Servicio. En este sentido, se actualizó este factor con el valor de PPI a enero de 2014.

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 no se aplicará a los

⁴⁵ Mediante oficio PPC-COM-14-0057 enviado el 28 de enero de 2014, lo cual se adjunta en el apartado C.3.

generadores la Tarifa Única de Distribución (TUD), hasta el 31 de diciembre de 2013, y que sólo se aplicarán las Tarifas de Red Principal de Transporte y/o Distribución de gas natural que venían pagando a la fecha de la modificación de este artículo; mientras que, en el caso de las centrales que entraron en forma posterior a esta fecha se aplicarán las Tarifas de Red Principal de Transporte y Distribución de gas natural. Por lo cual corresponde calcular el precio de gas natural para el año 2013 sin incluir el TUD, así como, el precio de gas natural para el periodo 2014 a 2016 incluyendo el TUD.

Como resultado de estos criterios, se obtienen los precios del gas natural para aplicación del Artículo 124° del Reglamento, considerando para ello lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, conforme se muestra en el Cuadro No. C.1 y Cuadro No. C.2 adjuntos.

CUADRO No. C.1
Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camisea 2013

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores	Termochilca
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	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	0,9700	0,9900	1,0000	0,9600
Factor B: Por Take or Pay (2)		0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	1,0000	0,9900
Factor por descuento promocional (3)		0,9500	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0,8664	0,9120	0,9120	0,9120	0,9120	0,9215	0,9491	1,0000	0,9504
Factor de Actualización (Ene-2012) (4)		1,8265	1,8265	1,8265	1,8265	1,8265	1,8265	1,8265	1,8265	1,8265
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1,5825	1,6658	1,6658	1,6658	1,6658	1,6831	1,7335	1,8265	1,7359
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2012	US\$/MMBTU	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408	1,8408
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1,5825	1,6658	1,6658	1,6658	1,6658	1,6831	1,7335	1,8265	1,7359
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384
Factor por adelanto del GRP		0,93006	0,93006	0,93006	0,93006	0,93006	0,93006	0,93006	0,93006	0,93006
Factor de ajuste al transporte (PPiA / PPiO)		1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296
PPiO (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPiA (Ene-2013)		184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2
Precio Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542	35,9542
Factor de conversión	PC/m ³	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,07966	1,07601	1,08135	1,08034	1,08008	1,08200	1,08000	1,07920	1,08030
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0,8487	0,8516	0,8474	0,8482	0,8484	0,8469	0,8484	0,8490	0,8482
Precio Base Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m³	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755	5,1755
Factor por adelanto del GRP		0,92685	0,92685	0,92685	0,92685	0,92685	0,92685	0,92685	0,92685	0,92685
Factor de ajuste al transporte (PPiA / PPiO)		1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296	1,2296
PPiO (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPiA (Ene-2013)		184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2
Precio Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m ³	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985	5,8985
Factor de conversión	PC/m ³	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,07966	1,07601	1,08135	1,08135	1,08135	1,08135	1,08135	1,07920	1,08030
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0,1392	0,1397	0,1390	0,1390	0,1390	0,1390	0,1390	0,1393	0,1391
Precio TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)		2,5704	2,6571	2,6522	2,6510	2,6512	2,6500	2,6519	2,6518	2,6522

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol mediante correo electrónico del 28.01.2014

(5) los poderes caloríficos superiores corresponde a los informados por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

CUADRO No. C.2
Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camísea 2014 - 2016

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores	Termochica	Fenix
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A Por Cantidad Días Contractual (1)		0.9600	0.9600	0.9600	0.9600	0.9600	0.9700	0.9900	1.0000	0.9600	0.9600
Factor B Por Tipo de Gas (2)		0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	1.0000	0.9500	0.9700
Factor por descuento por mensual (3)		0.9500	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0.8664	0.9120	0.9120	0.9120	0.9120	0.9215	0.9491	1.0000	0.9504	0.9312
Factor de Actualización (Ene-2014) (4)		1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265
Precio Boca de Pozo actualizado (contra el Generador - Produtor)	US\$/MMBTU	1.5825	1.6658	1.6658	1.6658	1.6658	1.6831	1.7335	1.8265	1.7359	1.7088
Precio Boca de Pozo actualizado (contra el Estado - Produtor) - 2014	US\$/MMBTU	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265	1.8265
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1.5825	1.6658	1.6658	1.6658	1.6658	1.6831	1.7335	1.8265	1.7359	1.7088
Precio Base Real 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
Factor por asiento del GRP		0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151	0.94151
Factor de ajuste al transporte (FPPL/FPPL0)		1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497	1.2497
FPPL (Ene-2014)		149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8
FPPL (Ene-2014)		187.2	187.2	187.2	187.2	187.2	187.2	187.2	187.2	187.2	187.2
Precio Red Principal de Troncos (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896	36.9896
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
Costo de Transporte = RP + FISE	US\$/millar PC	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474	1.0474
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797	1.0797
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
Precio de Transporte	US\$/MMBTU	0.8731	0.8761	0.8718	0.8726	0.8726	0.8712	0.8729	0.8735	0.8726	0.8726
Tarifa promedio de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	10.74	10.74	15.85	11.29	10.71			15.85	10.71	10.71
Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC)	(m3/d)	21,000,000	1,100,000	0	2,907,545	3,154,870			0	1,020,000	2,330,476
Capacidad Reservada Diaria (CRD)	(m3/d)	0.9977	3,287,376		2,907,545	3,154,870			199,312	637,129	1,628,219
FCC		1.0023	1.0023	1.0023	1.0000	1.0000			0.0000	1.0009	1.4313
Volumen consumido (Ene-2014)	m3-mes	31,002,813	23,547,852	5,876,808	101,819,111	65,861,237			1,4085	1,0000	1,0000
Tarifa Única de Distribución (OSINERGMIN)											
Margen Fijo de Comercialización (Ene-2014)	US\$/Sm3(d)-mes	0.0652	0.0652	0.0652	0.0652	0.0652			0.0652	0.0652	0.0652
Margen Fijo de Distribución (Ene-2014)	US\$/Sm3(d)-mes	0.2668	0.2668	0.2668	0.2668	0.2668			0.2668	0.2668	0.2668
Margen Variable de Distribución (Ene-2014)	US\$/millar m3	15.8515	15.8515	15.8515	15.8515	15.8515			15.8515	15.8515	15.8515
Costo de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	10.74	10.74	15.85	11.29	10.71			15.85	10.71	10.71
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467			35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar PC	0.3040	0.4489	0.3198	0.3033	0.3033			0.4489	0.3033	0.3033
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0797	1.0760	1.0814	1.0803	1.0801			1.0792	1.0803	1.0803
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000			0.9000	0.9000	0.9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.2543	0.2543	0.2543	0.2543	0.2543			0.2543	0.2543	0.2543
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)		2.7080	2.7962	2.9112	2.8048	2.7913	2.5543	2.6064	3.0743	2.8612	2.8261

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol en enero 2013

(5) Los poderes caloríficos superiores corresponden a los informados por el Subcomité de Generadores de la COES-SNAC

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

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁴⁶, para efectos de la determinación del Precio en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, 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 N° 31 C del COES-SINAC, teniendo como límite superior aquél que resulte del procedimiento que establezca OSINERGMIN.

Al respecto, OSINERGMIN aprobó, mediante Resolución OSINERG 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", de cuya aplicación se obtiene como precio límite superior el valor de 2,5464 US\$/MMBtu para el año 2013 y 2,7861 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2016.

Finalmente, como resultado de la aplicación del antes mencionado Procedimiento N° 31 C, los precios de gas natural declarados en junio de 2013 para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1, Malacas TG4 y Tablazo TG1 fueron de 3,500 US\$/MMBtu, 8,9652 US\$/MMBtu, 6,3271 US\$/MMBtu y 0,000 US\$/MMBtu, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2014, resultan en 3,5000 US\$/MMBtu, 8,7948 US\$/MMBtu, 6,2730 US\$/MMBtu y 0,000 US\$/MMBtu; los cuales al ser comparados con el precio límite de 2,5464 US\$/MMBtu para el 2013 y 2,7861 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2016, permiten concluir que los precios de gas natural, a utilizarse en la fijación de Precios en Barra, para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1 y Malacas TG4 será el precio límite (2,5464 US\$/MMBtu para el 2013 y 2,7861 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2016) y para la C.T. Tablazo TG1 será su mismo precio (0,000 US\$/MMBtu).

⁴⁶ Modificado por los Decretos Supremos N° 034-2001-EM, 055-2002-EM y 014-2006-EM.

Artículo 6°.- Para efectos de la determinación de la tarifa en barra de la energía y para los fines de lo dispuesto en el inciso c) del artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en 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, aprobado por Decreto Supremo NQ 059-96-PCM y sus normas complementarias, OSINERG obtendrá los 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 efectivamente pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el. productos de gas natural y el Estado;
- ii) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del 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 la distribución de 1.0.

2. En todos los otros casos de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, el OSINERG obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural igual al precio único obtenido conforme al artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, teniendo como precio límite superior lo indicado en el numeral 1 precedente, conforme al procedimiento que establezca OSINERG.

Cuadro No. C.3
Precio del Gas Natural con Límite Superior

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)	
	2013	2014 -2016
C.T. Ventanilla	2,5704	2,7090
C.T. Santa Rosa 1	2,6571	2,7962
C.T. Santa Rosa 2	2,6522	2,9112
C.T. Chilca I	2,5140	2,8048
C.T. Kallpa	2,5142	2,7913
C.T. Las Flores	2,8148	3,0743
C.T. Pisco	2,5300	2,5543
C.T. Independencia	2,5819	2,6064
C.T. Aguaytía	2,5464	2,7861
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2,5464	2,7861
TGN4 de C.T. Malacas	2,5464	2,7861
C.T. Tablazo TG1	0,0000	0,0000

C.3 Documentos Anexos



PPC-COM-14-0057

San Isidro, 28 de Enero de 2014

Señores
OSINERGMIN
 Av. Canadá N° 1460
 San Borja -

Atn.: Marco Fernandez Baca Salcedo
 Gerente División de Generación y Transmisión GART

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigimos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0070-2014-GART (el "Oficio"), 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 brindarle la información solicitada en el Oficio:

- 1) El rango del poder calorífico especificado en los Contratos de Suministro de Gas Natural se encuentra entre 1,071 BTU/PC y 1,088 BTU/PC.
- 2) Sírvanse encontrar adjunto la información solicitada en el numeral 2 del Oficio.

Cabe precisar que debido a que el Department of Labor – EEUU ha descontinuado la publicación del índice Oil Field and Gas Field Machinery – 1191 (WPS1191), haciendo imposible su uso para la determinación del factor de ajuste según lo contemplado en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 88, nos encontramos en la imposibilidad de informarles un precio ajustado para el presente periodo (2014). Sobre el particular, les informamos que habiendo presentado una propuesta a Perupetro, nos encontramos a la espera de la aprobación del nuevo factor de ajuste.

- 3) A la fecha, no hemos recibido ninguna solicitud de suministro de gas para la generación de energía eléctrica.

Atentamente,

Enrique Martínez Stolzembach
 Gerente Comercial de Gas Natural

Firmado digitalmente
 por COBARRALES
 102.00000000000000
 A ser:
 (0A128274802114)
 Fecha: 2014.01.28
 10:23:40 -05'00'

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



Anexo D

Plan de Obras de Generación y Transmisión

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 comprende hasta diciembre 2016, debido a que por un tema de representación en el modelo PERSEO del sistema eléctrico peruano, 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, con respecto al comentario del Subcomité de Generadores que los proyectos de generación no pueden ser sub declarados, se debe señalar que, a pesar que se tiene información de los proyectos que son de dominio público, se tiene que cada agente toma sus decisiones de expansión según su propia estrategia empresarial, razón por la cual estos mantienen en reserva información estratégica relacionada con sus proyectos de ampliación de oferta a fin de no afectar su ventaja competitiva en el mercado. Por esta razón, conforme se le ha manifestado en las observaciones alcanzadas a la propuesta del Subcomité de Generadores, no estamos de acuerdo con que los proyectos de generación sean tomados en base únicamente a las declaraciones o informaciones que entreguen las partes interesadas, lo cual a nuestro criterio es insuficiente.

Más bien 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 alcanzada por otros medios con lo que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que a su vez esté perfectamente adaptado a la demanda; es decir, que si la demanda crece debe existir la oferta necesaria y eficiente para cubrir dicho incremento.

En este sentido, de acuerdo con lo manifestado en los párrafos anteriores, se ha procedido a evaluar los posibles proyectos que podrían ser factibles de ingresar en el periodo de la presente regulación⁴⁷.

C.T. Quillabamba

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica haber recibido información de ELECTROPERÚ, donde señala que el proyecto ha sido

⁴⁷ De acuerdo con el criterio de optimización del Modelo PERSEO, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2016, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

postergado para octubre de 2017, debido a que el hito de la primera etapa del proyecto no fue completado en la fecha prevista.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior no es factible el ingreso del proyecto C.T. Quillabamba en el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que no se incluirá en el plan de obras.

Proyectos del Nodo Energético del Sur

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que se considerará mayo de 2016 como fecha de ingreso de la C.T. en Mollendo de la empresa Samay I, tal como indica el contrato con ProInversión. Asimismo, adjunta la Carta N° ENR/024-2014 donde se indica que la central de Ilo de la empresa Enersur S.A. tiene fecha de ingreso marzo de 2017, por lo que no se consideraría en el horizonte de estudio.

Al respecto, las fechas indicadas guardan coherencia con lo que señalan los Contratos de Compromiso de Inversión del “Nodo Energético en el Sur del Perú” a través de los cuales se firmaron los compromisos de construcción de las C.T. en Mollendo y en Ilo donde se fijaron como fechas Puesta en Operación Comercial mayo de 2016 y marzo de 2017, respectivamente. Adicionalmente, se tiene conocimiento que la empresa Samay I cuenta con una programación de Talleres Participativos de sustentación del EIA en distritos de influencia de la futura central, conforme a lo previsto en su cronograma.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores se considerará a la C.T. en Mollendo de la empresa Samay I dentro del horizonte de análisis considerándose mayo de 2016 como fecha de Puesta en Operación Comercial.

C.H. Quitaracsa

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha recibido comunicación de la empresa Enersur S.A. respecto al proyecto C.H. Quitaracsa, donde informa tener previsto su ingreso en abril de 2015, adjuntando la Carta N° ENR/024-2014.

Al respecto, mediante Resolución Suprema N° 006-2014-MEM, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la sexta modificación de su contrato, indicando que se aceptó la solicitud de la empresa de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras y ampliando la Puesta en Operación Comercial para abril de 2015.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior, se sustenta y corresponde considerar como fecha de ingreso del proyecto el mes de abril de 2015.

C.H. Cerro del Águila

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que mantiene la fecha de ingreso del proyecto para enero de 2016 considerando que el Ministerio de Energía y Minas, hasta ese momento, no ha respondido alguna

solicitud de prórroga del plazo de puesta en operación comercial hasta por 6 meses.

Al respecto, mediante Carta N° CDA-0060/14 de Cerro del Águila S.A. del 19 de febrero de 2014, la empresa ha remitido copia del informe de avance del Proyecto donde señala tener un avance acumulado de 24,49% al 31 de diciembre de 2013; asimismo, respecto a la fecha de Puesta en Operación Comercial, señala que actualmente viene realizando las gestiones ante la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas para la modificación del cronograma del Proyecto por un plazo de 6 meses adicionales, debido a la existencia de restos arqueológicos.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior se considera el 30 de junio de 2016 como fecha de ingreso del proyecto en la presente regulación.

C.H. Cheves I

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que el plazo de ejecución del proyecto es contado a partir del 1ro. de noviembre de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2015, además menciona que ello implica que podría comenzar sus operaciones en una fecha dentro de este plazo, y no necesariamente al final del mismo; es así que la mejor estimación que presenta para la Puesta en Operación Comercial del Proyecto es el mes de enero de 2015.

Al respecto, mediante Carta CHEV/GG-005-2014, la empresa concesionaria estima que a finales del primer trimestre del año 2015 se concrete la Puesta en Operación Comercial, dicha estimación es en base a los rendimientos actuales. Sin embargo, en el informe que adjunta se menciona que entre los mayores riesgos identificados para el cumplimiento de esta fecha de ingreso previsto son las interferencias generadas por la construcción del asfaltado de la carretera nacional PE-18 tramo Sayán- Puente Tingo, licitado por Proviás Nacional. Con relación al proyecto de la mencionada carretera nacional, la ficha del proyecto indica que los trabajos se iniciaron el 24 de abril de 2013 y tienen como fecha de finalización el 14 de abril de 2015⁴⁸.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera que el proyecto ingresará en operación comercial en el mes de abril de 2015.

Rehabilitación de la segunda etapa de la C.H. Machupicchu

Respecto a la ejecución de obras del proyecto de rehabilitación de la segunda etapa de la C.H. Machupicchu, se tiene información de que el Contratista GyM S.A. sometió a arbitraje ante la Cámara de Comercio de Lima un pedido de ampliación de plazo de ejecución por 412 días; posteriormente GyM S.A. solicitó un nuevo arbitraje por 643 días de ampliación adicional, es así que el arbitraje de los primeros 412 días resultó favorable a GyM S.A., y de serle favorable los 643 días adicionales, la Puesta en Operación Comercial de este proyecto se daría alrededor de fines de diciembre de 2014.

⁴⁸ Fuente: Ministerio de Transportes y Comunicaciones – Lista de Proyectos. Código 01417: <http://www.proviasnac.gob.pe/frmObras.aspx?idmenu=986>

Dado que existe el riesgo que el proyecto no ingrese en el plazo estipulado en su cronograma, se considera como fecha más probable de ingreso del proyecto el mes de enero de 2015, en base a lo señalado en el párrafo anterior.

C.H. Marañón

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que debido a que el proyecto ingresará a mediados de diciembre de 2016, es decir, en el límite del horizonte del estudio, su incorporación al modelo generaría distorsión en los datos; por tal motivo, considera no incluir dicha central en el horizonte de estudio.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior, no es factible el ingreso del proyecto C.H. Marañón en el horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que no se incluirá en el plan de obras.

C.H. La Virgen

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala el ingreso en operación del proyecto C.H. La Virgen para enero de 2016. Asimismo, mediante Carta LV 07/14, la empresa La Virgen S.A.C, concesionaria del proyecto, indica que la fecha para la puesta en Operación Comercial de la CH La Virgen sigue siendo la misma aprobada mediante Resolución Suprema N° 017-2011-EM, es decir, el 31 de enero de 2016.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores, se considera el 31 de enero de 2016 como fecha de ingreso del proyecto.

C.H. Pucará

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que mediante Resolución Ministerial N° 459-2013 se aceptó la cuarta modificación del calendario de ejecución de obras (cuarta modificación), las cuales se iniciarían el 01 de setiembre de 2012 y culminarían al 31 de diciembre de 2015 (40 meses), asimismo señala que a la fecha, conforme se consigna en la ficha del proyecto elaborada por OSINERGMIN (a diciembre 2013), el proyecto no se ha iniciado y tiene un retraso de 25% respecto del programa, con lo cual no es de esperar que ingrese durante el año 2016.

Asimismo, mediante la Resolución Suprema N° 007-2014-EM se ha aprobado la 4ta. modificación de su Contrato, donde la fecha de Puesta en Operación Comercial se ha modificado para el 15 de diciembre de 2017.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior el ingreso del proyecto C.H. Pucará será posterior al horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que no se incluirá en el plan de obras.

C.H. Chaglla

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha corregido la fecha de ingreso del proyecto, por lo que considera agosto 2016, según lo publicado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN.

Al respecto, mediante Carta EGH-015-2014, la empresa de Generación Huallaga S.A., concesionaria del proyecto, informó que el avance en la

construcción del proyecto, de acuerdo al cronograma de 60 meses es de 62% versus un avance programado de 52%; lo que representa un adelanto de 10% respecto de su programación. Asimismo, indica que la fecha para la Puesta en Operación Comercial del proyecto se estima para el 31 de Julio de 2016, tal como se indica en el contrato de concesión de la C.H. Chaglla.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera el 31 de julio de 2016 como estimado de Puesta en Operación Comercial del Proyecto Chaglla.

C.H. Santa Teresa

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica considerar su ingreso para enero del año 2015, el mismo que coincide con el ingreso de la LT Machupicchu – Cotaruse 220 kV (incluye la conexión de la subestación Suriray).

Al respecto, mediante Carta N° 29-20141GD, la empresa Luz del Sur, S.A.A. informa que el avance de obra general supera el 80%; ante ello, proyecta que la fecha de Puesta en Operación Comercial de la C.H. Santa Teresa será el 1ro. de agosto de 2014 y para tal fin, y debido al retraso del proyecto LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse 220 kV, se tiene previsto conectar la C.H. Santa Teresa al sistema de manera temporal, en la SE Machupicchu en 138 kV.

En ese sentido, Luz del Sur S.A.A. señala haber desarrollado esta solución temporal en coordinación con las empresas EGEMSA y REP, siendo que los estudios respectivos fueron presentados al COES y están en proceso de revisión; adicionalmente, viene gestionando las autorizaciones necesarias para iniciar en marzo de 2014 los trabajos para esta conexión temporal: subestación 220/138 kV, tramos de LL.TT. en 220 kV y 138 kV y celda de conexión en la SE Machupicchu.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera el mes de agosto de 2014 como fecha de entrada de este proyecto.

C.H. Huanza

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN señala que en la publicación de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN se menciona que la empresa solicitó ampliación de plazo a marzo de 2014; asimismo, indica que a la fecha dicha Central se encuentra en la etapa de pruebas hasta el 31 de enero de 2014 según el COES en su carta N° COES/D/DP-094-2014, y que desconoce la fecha de operación comercial; por lo que se considera su ingreso en marzo 2014.

Al respecto, se tiene conocimiento que mediante documento COES/D/DP-128-2014 se ha aprobado la Operación Comercial del Grupo N° 2 de la C.H. Huanza desde las 00:00 horas del día 22 de febrero de 2014 con una potencia efectiva de 47,58 MW; por otro lado, la empresa tenía previsto el ingreso del Grupo N° 1 de la central para el mes de marzo 2014, sin embargo, a fines del mes de marzo la concesionaria ha cursado una solicitud de postergación del cumplimiento de su cronograma de ejecución de obra, pidiendo una fuerza mayor, donde señala que la Puesta en Operación Comercial sería el 30 de abril de 2014.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera el 22 de febrero de 2014 como fecha de ingreso del Grupo N° 2 de la C.H. Huanza, mientras que con respecto al Grupo N° 2 se prevé que éste entraría el 30 de abril de 2014.

Ciclo Combinado de C.T. Fénix

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN respondió que está considerando su ingreso a partir de abril 2014 según carta FX-1077.13 de fecha 13 de diciembre de 2013 dirigida al Ministerio de Energía y Minas; asimismo señala que la potencia fue corregida a 556,8 MW a partir de la comunicación de Fénix Power S.A.

Al respecto, esta empresa solicitó a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas la aprobación de un cronograma de obras actualizado que señalaba el 31 de marzo de 2014 como fecha de ingreso de la central; sin embargo, a fines del mes de marzo la misma empresa presentó una solicitud de postergación del último hito de su calendario garantizado, argumentando fuerza mayor, indicando que la puesta en operación comercial será el 30 de abril de 2014.

Por otro lado, según documento COES/D/DP-420-2014, COES aprobó la operación comercial de las turbinas a gas 1 y 2 como ciclo simple desde el 03 de abril de 2014.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera el 03 de abril de 2014 como fecha de puesta en operación comercial de las dos turbinas como ciclo simple y el 30 de abril de 2014 como fecha de ingreso del ciclo combinado.

C.H. Tarucani

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que la fecha de ingreso del proyecto C.H. Tarucani es julio de 2015.

Al respecto, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN, la concesionaria, mediante carta N° 0075-2013-TGC-GG del 21 de junio de 2013, ha solicitado modificación de concesión por razones de fuerza mayor; se señala además que el inicio de obras debió haber sido el 07 de abril de 2013, sin embargo, la ejecución de las obras continúa viéndose afectada por hechos imputables al Gobierno Regional de Arequipa y AUTODEMA (Autoridad Autónoma de Majes).

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, existe fundada incertidumbre sobre el comienzo de obras y el ingreso del proyecto C.H. Tarucani, por lo que no se incluirá en el plan de obras de la presente regulación.

Proyectos de Generación RER

Central Eólica Marcona

Respecto a la ejecución de obras del proyecto Central Eólica Marcona, se tiene conocimiento que la empresa concesionaria Parque Eólico Marcona S.R.L., ha solicitado a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas la modificación de la fecha de Puesta en Operación

Comercial del proyecto por razones de fuerza mayor, indicando el 30 de abril de 2014 como nueva fecha de ingreso.

Por lo expuesto en el párrafo anterior y dado que el pedido cuenta con el informe favorable por parte la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN, para la presente regulación se considera el 30 de abril de 2014 como fecha de Puesta en Operación Comercial del proyecto Central Eólica Marcona.

Centrales Eólicas Talara y Cupisnique

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica marzo de 2014 como fecha de ingreso de los proyectos.

Al respecto, mediante Carta S/N del 20 de febrero de 2014, la empresa Energía Eólica S.A., concesionaria de los proyectos, informó que vienen realizando gestiones ante la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas por una extensión en el plazo de puesta de operación comercial de las centrales eólicas de Talara y Cupisnique; previendo su entrada en operación comercial para el 31 de julio de 2014 y el 31 de agosto de 2014, respectivamente.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, dado que a la fecha estos proyectos no ingresaron en operación y presentan demoras en su desarrollo del proyecto, se considera el 31 de julio de 2014 y el 31 de agosto de 2014 como estimados de Puesta en Operación Comercial de los proyectos eólicos de Talara y Cupisnique, respectivamente.

C.T. La Gringa V (Biomasa)

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que el proyecto está siendo considerado para agosto 2014.

Al respecto, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN la empresa concesionaria a la fecha no ha cumplido con el cierre financiero y ha solicitado al Ministerio de Energía y Minas la modificación de la tecnología del equipo de generación, para la utilización del gas metano que tiene PETRAMAS en lugar de generación con vapor; asimismo, incrementará su carta fianza y solicitará ampliación para el 31 de diciembre de 2014.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera el 31 de diciembre de 2014 como estimado de Puesta en Operación Comercial del Proyecto C.T. La Gringa V para la presente regulación.

Parque Eólico Tres Hermanas

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que el proyecto está siendo considerado para enero 2015.

Al respecto, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica OSINERGMIN con Resolución Ministerial N° 362-2013-MEM/DM se aprobó la primera modificación del contrato el cual modifica la Puesta en Operación Comercial del 31 de diciembre de 2014 al 31 de diciembre de 2015, ello debido a demoras en la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera el 31 de diciembre de 2015 como estimado de Puesta en Operación Comercial del Proyecto Parque Eólico Tres Hermanas para la presente regulación.

C.H. Manta

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que el proyecto está siendo considerado para enero 2015.

Al respecto, mediante Carta de HIDROMANTA presentada el 20 de febrero de 2014, la concesionaria informa que el Ministerio de Energía y Minas a través del Oficio N° 2050-2013-MEM de fecha 17 de octubre de 2013, dispuso la suspensión de su Contrato de Suministro de Energía Renovable al Sistema Interconectado hasta la culminación definitiva de la controversia Judicial que afronta contra la solicitud de imposición de servidumbre del proyecto C.H. Manta.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, por existir incertidumbre sobre el inicio y culminación del proyecto no será considerado en el plan de obras de la presente regulación.

C.H. Huatziroki I

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que la fecha de ingreso del proyecto C.H. Huatziroki I es para enero de 2015.

Al respecto, la concesionaria, mediante carta N° 029-2014-EGEHISSA del 20 de febrero de 2014 indica que de acuerdo a sus avances tienen modificación de cronograma, ante ello vienen solicitando una ampliación de la fecha de Puesta de Operación Comercial ante el Ministerio de Energía y Minas, por lo que sostiene entraría en operación en julio de 2016.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera julio de 2016 como mes estimado de Puesta en Operación Comercial del proyecto para la presente regulación.

C.H. Angel I, II y III

En la Propuesta Inicial y Absolución, el Subcomité de Generadores indica que la fecha de ingreso de los proyectos es enero de 2015 (Angel III) y diciembre de 2016 (Angel I y II).

Al respecto, la empresa Generadora de Energía del Perú S.A., concesionaria de las centrales Angel I, II y III, mediante carta N° 030-2014/GEPSA señala que la fecha de Puesta en Operación Comercial fue modificada para el 31 de diciembre de 2017 mediante Resoluciones Ministeriales N° 075-2014-MEM/DM, N° 076-2014-MEM/DM y N° 077-2014-MEM/DM.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, el ingreso de los proyectos C.H. Angel I, II y III será posterior al horizonte de la presente fijación de Precios en Barra, por lo que no se incluirán en el plan de obras.

D.2 Plan de Obras de Transmisión

Concordancia del Plan de Transmisión presentado por el Subcomité de Generadores y Transmisores

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha corregido la fecha de entrada de líneas de transmisión de acuerdo a lo informado por el Subcomité de Transmisores; sin embargo, debido a la extensión de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016, las líneas de transmisión del Plan Vinculante se han considerado para todo el período de estudio en el modelo PERSEO.

Al respecto, se debe señalar que el Subcomité de Generación no ha concordado la información del plan de obras en transmisión, con la propuesta del Subcomité de Transmisores conforme lo indica. Por ejemplo, el Subcomité de Transmisores, en su propuesta, no considera los siguientes proyectos relevantes en las simulaciones con el modelo PERSEO:

- LT 500 kV Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo 700 MVA, cuya Puesta en Operación Comercial fue el 17 de enero de 2014.
- Nueva SET Los Industriales 220/60/10 kV, 180 MVA.
- Segundo Transformador de Aguaytía 220/138/22.9 kV de 60/60/20 MVA.
- LT 220 kV Planicie – Los Industriales (doble circuito).
- Segundo transformador en la SET Pucallpa 138/60 kV de 55 MVA.
- L.T-220 kV Moquegua - Tacna.
- Segundo Transformador en la SET Tacna (Los Héroes) 220/66 kV Tacna de 50 MVA.
- Repotenciación de la L.T.138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA.
- LT 220KV Azángaro - Juliaca – Puno.
- Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 a 250 MVA.

Asimismo, según señala el Subcomité de Generadores, dada la extensión de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016, las líneas de transmisión del Plan Vinculante se han considerado para todo el período de estudio en el modelo PERSEO. Al respecto, resulta necesario aclarar que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, entre otros, indica que los costos marginales de corto plazo del SEIN, se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad; ello no significa considerar los proyectos previstos con Puesta en Operación Comercial para el año 2015 y 2016 desde el año 2013 (Ejm. LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y LT 220 kV Azángaro-Juliaca-puno, previsto su Puesta en Operación Comercial para los años 2016 y 2017 respectivamente, se consideran en el modelo PERSEO desde el año 2013) conforme fue considerado por el Subcomité de Generadores.

En el Anexo H, se detalla las consideraciones que ha tenido OSINERGMIN para la aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008 cumpliendo estrictamente el Plan de Obras de Transmisión.

Sobre la Diferencias entre la fecha prevista de Puesta en Operación Comercial de diversos proyectos.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha actualizado la fecha de ingreso de las instalaciones incluidas en el programa de Obras de Transmisión. Sin embargo, en algunos casos se ha mantenido el error conforme se muestra en el Cuadro N° D.1.

Cuadro N° D.1

Plan de Obras en Transmisión cuyas fechas de Puesta en Operación Comercial fueron observados

	Nombre del Proyecto	Comentario
1	LT 220 kV Piura Oeste - Talara (2do Circuito)	Se corrige la fecha a mayo 2013
2	Reactor Serie entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca CTM y Chilca REP	Se corrige la fecha a abril 2013
3	LT 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MV	Se corrige la fecha a agosto 2013
4	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	Se corrige la fecha a setiembre 2013 ⁽¹⁾
5	Repotenciación de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 a 180 MVA	Se corrige la fecha a febrero 2014 ⁽²⁾
6	Subestación Los Industriales 220/60/10 kV – 180 MVA	No se realizó la corrección
7	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)	Se ha tomado en cuenta la observación
8	Subestación Reque 220 kV (antes llamada Chiclayo Sur)	Se corrige la fecha a abril 2014
9	Repotenciación de la LT 138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA	Se corrige la fecha a abril 2015
10	LT 220 kV Moquegua - Tacna	Se ha tomado en cuenta la observación
11	Transformador 220/66 kV Los Héroes de 50 MVA	Se ha tomado en cuenta la observación
12	Repotenciación de la LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA	Se ha tomado en cuenta la observación
13	LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo	Se corrige la fecha a noviembre 2016
14	LT 220 kV Azángaro - Juliaca – Puno	No se realizó la corrección
15	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA	Se ha tomado en cuenta la observación
16	Nuevo Transformador de Santa Rosa 220/60 kV de 120 MVA	Se ha tomado en cuenta la observación
17	Nuevo Transformador para la subestación Pucallpa 138/60 kV de 55 MVA	No se realizó la corrección

(1) En el Informe de ABSOLUCIÓN, se indica que se ha corregido la fecha a octubre 2013; sin embargo, en el modelo PERSEO se considera desde setiembre 2013.

(2) En el Informe de ABSOLUCIÓN, se indica que se ha corregido la fecha a abril 2014; sin embargo, en el modelo PERSEO se considera desde febrero 2014.

LT 500 kV Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo 700 MVA

De acuerdo con la Carta ATS.GG.05.2014 de fecha 30 de enero 2014, la empresa Abengoa Perú comunica que la Puesta en Operación Comercial de dicha Línea fue el 17 de enero de 2014. Por lo cual, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera como fecha de ingreso de esta línea enero de 2014.

Subestación Los Industriales 220/60/10 kV - 180 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado la fecha de ingreso enero 2014, de acuerdo a la Información Referencial para Estudios de Pre Operatividad del COES publicada el 9 de diciembre de 2013.

Al respecto, se debe señalar que, según el informe diario de coordinación de la operación del sistema del lunes 24 de febrero de 2014, se indica que se energizó por primera vez la SET Los Industriales de Luz del Sur el cual incluye los siguiente eventos: A las 00:50 h se energizó la barra A de 220 kV, a las 02:03 h se energizó el transformador TR-01 de la SET Los Industriales de 220/60 kV, a las 02:11 h se energizó la barra 1 de 60 kV de la SET Los Industriales, a las 02:29 h se energizó la línea L-616 (Industriales - Puente) y se procedió a tomar carga en la SE Puente (25 MW).

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera como fecha de ingreso, de la SET Los Industriales 220/60/10 kV - 180 MVA, febrero de 2014.

LT 220 kV Planicie – Los Industriales

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado la fecha de ingreso, septiembre de 2016, de acuerdo a la Información Referencial para Estudios de Pre Operatividad del COES publicada el 9 de diciembre de 2013. Asimismo, agrega que, el COES consideró dicha fecha según la fecha de cierre del concurso realizado por ProInversión y el plazo establecido en la última versión del Contrato de Concesión.

Al respecto, se debe señalar que, según se indica en el Anexo N° 7 “Plazos para el desarrollo del Proyecto” de la segunda versión del Contrato de Concesión, publicado en la cartera de proyectos de ProInversión el 21 de enero del 2014, la fecha de Puesta en Operación Comercial sería después de 24 meses contados a partir de la fecha de cierre del concurso. Asimismo, se prevé adjudicar la Buena Pro en el segundo trimestre del año 2014 por lo cual el proyecto tendría posibilidades de ingresar para el segundo trimestre del año 2016. En este sentido, considerando como fecha de cierre del concurso tres meses después del otorgamiento de la Buena pro (set-2014), se considera setiembre del año 2016 como fecha de Puesta en Operación Comercial de la LT 220 kV Planicie – Los Industriales.

LT 220 kV Azángaro – Juliaca - Puno

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado la fecha de ingreso enero 2016, de acuerdo a la Información Referencial para Estudios de Pre Operatividad del COES publicada el 9 de

diciembre de 2013. Sin embargo, agrega que, al pertenecer esta línea al Plan Vinculante de Transmisión 2013 – 2022 se ha considerado durante todo el período de estudio por aplicación del DU-049-2008.

Al respecto, se debe señalar que, dicho proyecto forma parte del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, para el cual, actualmente no se dispone de información en la cartera de proyectos de ProInversión; sin embargo, tiene información de los anteproyectos, en donde mediante un cronograma se indica que la construcción de la referida línea tendría una duración de 3 años aproximadamente, incluyendo el proceso de licitación.

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera como fecha de ingreso, de la LT 220 kV Azángaro – Juliaca - Puno, enero de 2017 el cual se encuentra fuera del periodo de estudio.

Nuevo Transformador para la subestación Pucallpa 138/60 kV de 55 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado la fecha de ingreso enero 2015, de acuerdo a la Información Referencial para Estudios de Pre Operatividad del COES publicada el 9 de diciembre de 2013.

Al respecto, cabe indicar que la ampliación de capacidad de la SET Pucallpa, mediante el transformador de potencia 138/60 kV de 55 MVA fue aprobada en el Plan de Inversiones 2013-2017 mediante la Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD, donde se prevé su Puesta en Operación Comercial para el año 2016.

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera como fecha de ingreso, del segundo transformador en la SET Pucallpa, enero de 2016.

Respecto a los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones de los SST y SCT 2013-2017

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que no incluye las líneas aprobadas en el Plan de Inversiones 2013-2017, ya que no cuenta con información de ingreso y que adicionalmente, el archivo sinac.lin contiene 250 componentes (líneas y transformadores) el cual es el valor límite permitido en el modelo PERSEO.

Al respecto, cabe indicar que los siguientes proyectos mostrados en el Cuadro N° D.2, si cuentan con fecha prevista de Puesta en Operación Comercial, dado que los mismos fueron resultado de un estudio de Planeamiento de la Expansión de la Transmisión, aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 217-2012-OS/CD. Asimismo, se debe señalar que la resolución en mención establece un Plan de Inversiones, para los SST y SCT, vinculante que debe ser ejecutado en los plazos previstos por los concesionarios o mediante un proceso de licitación. En ese sentido, si bien no resulta relevante su modelación en el PERSEO (a excepción del Proyecto 1 indicado en el Cuadro N° D.2), resulta fundamental el modelamiento de los traslados de carga de una subestación a otra desde la fecha prevista de entrada en Operación Comercial del Proyecto.

Cuadro N° D.2**Proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2013-2017**

	Nombre del Proyecto	Comentario
1	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Bañerios (Cambio conductor x Cond. Alta Temperatura)	Proyecto no considerado por el Subcomité de Generadores en el Plan de Obras de Transmisión. Al respecto, dicho proyecto al estar previsto dentro del Plan de Inversiones 2009-2013, para el año 2015, se considera su modelamiento en el PERSEO.
2	LT 220 kV Industriales - Corpac, 8 km y Nueva SET Córpac 220 kV	Previsto para el año 2016. Proyecto que descarga la SET Bañerios y a la vez descarga la LT 220 kV Chilca -San Juan, por lo que en el modelamiento del PERSEO se considera el traslado de carga desde la SET Bañerios.
3	LT 220 kV Nueva Jicamarca - Colonial, y Nueva SET Colonial 220/60/10 kV - 2x180 MVA	Previsto para el año 2016. Proyecto que descarga la SET Chavarría, dado que prevé el traslado de carga desde las SET's Mirones, Pando y Tacna. En el modelamiento del PERSEO se considera dicho traslado de carga desde la SET Chavarría a la SET Carabaylo.
4	LT 220 kV Carabaylo - Nueva Jicamarca (doble circuito) y Nueva SET Jicamarca 220 kV	Previsto para mayo 2014 (según información de Edelnor). Proyecto que descarga las SET's Chavarría, Santa Rosa y la LT 220 kV Ventanilla - Chavarría. En el modelamiento del PERSEO se considera el traslado de carga desde las SET's en mención a la SET Carabaylo.
5	SE Nueva Huaral 220/60/20 kV - 50/50/20 MVA	Previsto entre otros, para descargar la SET Chavarría tomando las cargas de las SET's 60 kV Huaral y Chancay (a partir de octubre de 2014)

Finalmente, el plan de obras de transmisión previstas para entrar en operación comercial dentro de los 24 meses posteriores, para que ingresen dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO, se muestra en el Cuadro N° D.3.

Cuadro N° D.3**Plan de Obras en Transmisión**

Fecha de Ingreso	Proyecto
feb. 14	S.E-Los Industriales 220/60/10 kV - 180MVA
feb. 14	Repotenciación de la LT 220KV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 a 180MVA
abr. 14	Nueva SE Reque 220KV (antes llamada Chiclayo Sur)
abr. 14	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito)
jun. 14	LT 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
oct. 14	Ampliación capacidad de transmisión LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA
nov. 14	L.T-220 kV San Juan - Chilca de 350 a 700 MVA (cuarto circuito)
ene. 15	Segundo Transformador en la SET Aguaytía 220/138/22.9 KV de 60/60/20 MVA

Fecha de Ingreso	Proyecto
ene. 15	Repotenciación de la L.T.138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA
ene. 15	L.T-220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse
mar. 15	Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 MVA a 540 MVA
mar. 15	L.T-220 kV Ventanilla – Chavarría de 189MVA (cuarto circuito)
abr. 15	Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA
oct. 15	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Bañeros (Cambio conductor x Cond. Alta Temperatura)
ene. 16	Segundo transformador en la SET Pucallpa 138/60kV de 55MVA
ene. 16	L.T-220 kV Moquegua - Tacna
ene. 16	Segundo Transformador en la SET Tacna (Los Héroes) 220/66 kV Tacna de 50 MVA
ene. 16	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabaylo de 152 a 250 MVA
may. 16	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte de 300 MVA, 98 km. LT 220 kV Cajamarca Norte - Cáclic de 220 MVA, 161 km. LT 220 kV Cáclic - Moyobamba de 220 MVA, 142,5 km.
Ago. 16	LT 220 kV Machupicchu – Quencoro de 300 MVA, 153 km. LT 220 kV Quencoro – Onocora de 300 MVA, 116 km. LT 220 kV Onocora - Tintaya de 300 MVA, 84,9 km.
sep. 16	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
nov. 16	LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo

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-SINAC propone que, para el año n-1, se utilice dentro del modelo PERSEO el mantenimiento mayor ejecutado de las unidades de generación y no el Mantenimiento Mayor Programado, tal como lo observó OSINERGMIN. El Subcomité de Generadores argumenta que, no es lógico considerar la demanda real para el año n-1 con los mantenimientos programados para dicho año. Al respecto, se ha revisado los mantenimientos ejecutados durante el 2013 para el año n-1, excluyéndose las actividades originadas por fallas y las actividades que no son realizadas de forma periódica todos los años.

En ese sentido, de la propuesta del Subcomité de Generadores se exceptuaron las siguientes actividades:

Cuadro E.1

EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION
EDEGEL	CHIMAY	G2	23/07/2013 00:00	01/08/2013 00:00	IMPLEMENTACIÓN SISTEMA SCADA
EDEGEL	CHIMAY	G1	12/08/2013 00:00	24/08/2013 00:00	IMPLEMENTACIÓN SISTEMA SCADA
EDEGEL	YANANGO	G1	04/09/2013 00:00	10/09/2013 00:00	IMPLEMENTACION SISTEMA SCADA SOLO YANANGO - REPARACION VALVULA MARIPOSA DE TURBINA
EDEGEL	CHIMAY	G1	05/03/2013 00:00	06/03/2013 00:00	POR PROBLEMAS EN LA REFRIGERACIÓN DEL SELLO DEL EJE DE LA TURBINA.
EDEGEL	HUAMPANÍ	G1	19/03/2013 00:00	20/03/2013 00:00	Fuera de servicio por alta concentración de sólidos en el río.
EDEGEL	HUAMPANÍ	G2	19/03/2013 00:00	20/03/2013 00:00	Fuera de servicio por alta concentración de sólidos en el río.
EDEGEL	STA ROSA	TG7	00/05/2013 00:00	31/12/2013 00:00	INDISPONIBLE POR FALLA
EGASA	CHILINA D	SLZ2	28/05/2013 00:00	29/05/2013 00:00	Revisión del gobernador del motor
EGASA	CHILINA D	SLZ2	23/07/2013 00:00	24/07/2013 00:00	REVISIÓN DE CENTRIFUGA DE ACEITE
EGASA	CHILINA D	SLZ2	04/08/2013 00:00	05/08/2013 00:00	Revisión del sistema de lubricación del motor
EGASA	CHILINA D	SLZ2	05/08/2013 00:00	06/08/2013 00:00	Revisión del sistema de lubricación del motor
EGASA	CHILINA D	SLZ2	06/08/2013 00:00	07/08/2013 00:00	Rebobinado del motor de la bomba de alimentación de aceite de la centrífuga.
EGASA	CHILINA D	SLZ2	07/08/2013 00:00	08/08/2013 00:00	REBOBINADO DEL MOTOR DE LA BOMBA DE ALIMENTACION DE ACEITE DE LA CENTRIFUGA.
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	21/09/2013 00:00	22/09/2013 00:00	REPARACION DEL CALDERO AUXILIAR
EGASA	CHILINA D	SLZ1	22/09/2013 00:00	23/09/2013 00:00	REPARACIÓN DE CALDERO AUXILIAR. FALLA DEL 20/09/2013.
EGASA	CHILINA D	SLZ2	22/09/2013 00:00	23/09/2013 00:00	REPARACIÓN CALDERO AUXILIAR. FALLA DEL 20/09/2013.
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	23/09/2013 00:00	24/09/2013 00:00	Reparación del Caldero Auxiliar
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	24/09/2013 00:00	25/09/2013 00:00	REPARACION DE CALDERO AUXILIAR
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	25/09/2013 00:00	26/09/2013 00:00	REPARACION DE CALDERO AUXILIAR
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	26/09/2013 00:00	27/09/2013 00:00	REPARACION DE CALDERO AUXILIAR
EGASA	CHILINA D	CENTRAL	27/09/2013 00:00	28/09/2013 00:00	MANTENIMIENTO CALDERO AUXILIAR
EGASA	CHILINA D	SLZ1	28/09/2013 00:00	29/09/2013 00:00	Reparación del caldero de vapor.
EGASA	CHILINA D	SLZ2	28/09/2013 00:00	29/09/2013 00:00	Reparación del caldero de vapor.
EGASA	CHILINA D	SLZ2	29/09/2013 00:00	30/09/2013 00:00	Reparación del caldero de vapor.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2014-2016

Mantenimiento: Año 2014

Dentro de las consideraciones tomadas, adicionales al criterio previamente tratado (año n-1) respecto a las actividades excluidas, para la previsión de mantenimiento a utilizarse en el modelo PERSEO para el 2014, se ha considerado la propuesta del Subcomité de Generadores del COES-SINAC, donde propone el Programa de Mantenimiento Mayor de 2014 excluyendo las actividades que no son realizadas de forma periódica.

Mantenimiento: Año 2015 - 2016

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, la propuesta del Subcomité de Generadores considera la información alcanzada por las empresas generadoras para dichos 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 siguiente:

Cuadro E.2

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 para los años 2015 y 2016 refleja la intención de la LCE.

Anexo F

Análisis de Hidrología

F.1 Uso de las series hidrológicas período de 48 años (1965-2012)

- a) El Subcomité de Generadores ha propuesto usar la serie completa disponible de caudales medios mensuales históricos que corresponde al periodo 1965-2012, es decir de una extensión de 48 años, considerando los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras para el “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2014” - Anexo F1: Estudios Hidrológicos.

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 COES PR-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, por lo cual se han utilizado en el cálculo de los Precio en Barra para la presente regulación.

Asimismo, en el caso de los proyectos de generación considerados para la presente fijación como son las C.H. Chaglla, C.H. Cerro del Águila y C.H. Quitarcas se están considerado los datos de hidrologías reportados por las empresas concesionarias del proyectos.

- b) La serie de caudales para el periodo 1965 – 2012 de las pequeñas centrales hidroeléctricas calificadas como Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no cuentan con respaldo de estudios hidrológicos presentados por el Subcomité de Generadores.

De la revisión efectuada a las series de caudales naturalizados del archivo SINAC-HID del modelo PERSEO, propuesto por el COES-SINAC, se observa que dichas series fueron completadas con series de caudales medios los cuales han sido considerados hasta que se disponga de una mejor información.

Anexo G

Compensación por Generación Adicional

El Decreto de Urgencia N° 037-2008 (en adelante "DU-037-2008"), publicado el 21 de agosto de 2008, dictó disposiciones para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En el DU-037-2008 se establece que el Ministerio de Energía y Minas declarará las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN.

Asimismo, dicho DU-037-2008 dispone que, cuando se presenten las situaciones descritas en el párrafo anterior, el Ministerio de Energía y Minas calculará la magnitud de capacidad de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica al SEIN ("Generación Adicional"), para lo cual requerirá a las empresas del sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones necesarias de obras, bienes y servicios.

Además, el Artículo 5° del DU-037-2008 dispone que los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra el Generador estatal por la Generación Adicional, serán cubiertos mediante un cargo que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Dicho Artículo también dispone que, para determinar este cargo adicional, se deben distribuir los costos señalados entre la suma ponderada de la energía por un factor de asignación, el cual será de 1,0 para los Usuarios Regulados, 2,0 para los Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y 4,0 para los Grandes Usuarios.

Adicionalmente, establece que OSINERGMIN definirá el procedimiento de aplicación y, de ser necesario, podrá incluir estos nuevos cargos en la regulación de tarifas vigente; por lo cual con fecha 09 de enero de 2009, mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, se aprobó el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional".

Posteriormente, con fecha 13 de noviembre de 2009, se publicó el Decreto de Urgencia N° 109-2009 (en adelante "DU-109-2009") que autorizó la exportación temporal de electricidad por empresas estatales y dispuso que el saldo que obtenga el generador como producto de las transacciones de exportación se destinará íntegramente a reducir el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo con lo que disponga OSINERGMIN. Al respecto, Electroperú S.A. firmó un contrato con la Corporación Nacional de Electricidad S.A. para la venta de electricidad a Ecuador (del 14 de noviembre de 2009 al 13 de marzo de 2010), cuyo saldo obtenido se consideró conveniente sea descontado de los costos producto de la aplicación del Decreto de Urgencia N° 037-2008, conforme se explicó en el Informe N° 0025-2010-GART que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 009-2010-OS/CD.

Asimismo, se publicó el Decreto Supremo N° 031-2011-EM cuyo objetivo es reglamentar la aplicación del DU-037-2008 y que, entre otros aspectos, dispone en su Artículo 2° que los costos a tomar en cuenta serán los informados por los generadores estatales con carácter de declaración jurada, sin posibilidad de modificación por parte de OSINERGMIN, así como establece en su Artículo 3° que para el cálculo de los cargos adicionales se considerarán contratos cuyos plazos de vigencia trasciendan la vigencia del DU 037-2008, siempre que hayan sido suscritos por las empresas durante la vigencia de referido decreto. Adicionalmente en este artículo, modificado mediante Decreto Supremo N° 002-2012, también se establece que para el cargo que se calcule en aplicación del Artículo 5° del DU-037-2008, los costos incurridos deben ser recuperados en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses.

Adicionalmente, mediante el Decreto de Urgencia N° 049-2011, se modificó el DU-037-2008 que, entre otros aspectos, amplía la vigencia del referido decreto hasta el 31 de diciembre de 2013 y extiende los alcances del mismo a los sistemas aislados. En este sentido, en vista que a la fecha no se ha realizado ninguna prórroga del DU-037-2008, para el presente proceso de regulación sólo corresponde reconocer el saldo pendiente de los gastos realizados a diciembre de 2013.

Como consecuencia de los cambios introducidos por las normas señaladas en el párrafo anterior, se aprobó un nuevo Procedimiento “Compensación por Generación Adicional” mediante la Resolución OSINERGMIN N° 228-2012-OS/CD, que reemplazó al aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD.

A continuación se detalla la información de base al 31 de marzo de 2014 y el procedimiento seguido para determinar los Cargos Unitarios por Generación Adicional.

G.1 Estimación de los Costos a Compensar

De acuerdo con el Artículo 6° de la norma “Procedimiento Compensación por Generación Adicional”, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 228-2012-OS/CD, los Costos Totales Incurridos serán los informados por las empresas estatales mediante un informe que tendrá el carácter de declaración jurada, conforme lo ordena el Decreto Supremo N° 031-2011-EM.

De otro lado, en el caso de los costos a compensar para el periodo anterior a la vigencia del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, estos fueron considerados conforme a la normativa vigente hasta entonces.

En la determinación de Los Costos Totales Estimados se ha considerado solo los costos de los contratos ya suscritos, habiéndose retirado aquellos otros gastos que no tienen un sustento contractual.

Costos de Electroperú S.A.

Electroperú S.A. reportó en fecha posterior a la publicación del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, lo siguiente:

- Oficios G-617-2011, G-683-2011 y G-771-2011, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de junio, julio y agosto de 2011. Posteriormente, remitió el Oficio G-840-2011 donde se precisa con mayor detalle, la información entregada en los oficios anteriores.
- Oficio G-839-2011, en el cual remite el flujo de caja previsto para el periodo octubre 2011 – marzo 2014, relacionado al encargo de generación adicional.
- Oficios G-887-2011, G-946-2011 y G-1020-2011, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de setiembre, octubre y noviembre de 2011.
- Informe Técnico COES/D/DO/STR-010-2012, “Reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional enero - abril 2012”, remitido mediante Carta COES/DO-028-2012 del COES-SINAC.
- Oficios G-065-2012 y G-152-2012, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de diciembre de 2011 y enero de 2012.
- Oficio G-171-2012, en el cual remite los costos previstos para el periodo febrero 2012 – enero 2014, relacionados al encargo de generación adicional.
- Oficio G-237-2012, en el cual remite los costos totales incurridos en el mes de febrero de 2012.
- Oficios G-316-2012, G-411-2012, G-508-2012 y G-572-2012, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de marzo, abril, mayo y junio de 2012, respectivamente.
- Oficios G-671-2012, G-806-2012 y G-872-2012, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre de 2012, respectivamente.
- Oficios G-947-2012, G-1031-2012 y G-066-2013, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2012, respectivamente.
- Oficios A-270-2013, G-236-2013, G-336-2013, G-427-2013, G-533-2013 y G-645-2013, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2013, respectivamente.
- Oficios G-804-2013, G-923-2013 y G-1041-2013, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre de 2013, respectivamente.
- Oficios G-1156-2013, G-1273-2013 y A-143-2014, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2013, respectivamente.

Costos de Electronoroeste S.A.

Electronoroeste S.A. reportó en fecha posterior a la publicación del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, los siguientes documentos:

- Carta GG-307-2011, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos de US\$ 1 048 252,54, que equivalen a S/. 2 875 357 (2,743 S./US\$) en la importación de energía de Ecuador para el mes de junio 2011.
- Carta GG-419-2011, en la cual remite el sustento del saldo pendiente de gastos incurridos en la importación de energía de Ecuador del mes de junio 2011 de US\$ 183 699,04 que equivalen a S/. 500 212 (2,723 S./US\$).
- Carta GG-420-2011, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos de US\$ 3 247 602,94 que equivalen a S/. 8 843 223 (2,723 S./US\$) en la importación de energía de Ecuador para el mes de agosto 2011.
- Carta GG-067-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos de US\$ 1 143 041,13 que equivalen a S/. 3 078 210 (2,693 S./US\$) en la importación de energía de Ecuador para el mes de diciembre 2011.
- Carta GCC-027-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos de US\$ 2 272 304 que equivalen a S/. 6 067 051 (2,67 S./US\$) en la importación de energía de Ecuador para el mes de febrero 2012, así como los gastos adicionales y los ingresos complementarios que resultaron de las anteriores importaciones de Energía que dio un saldo a compensar de S/. 27 380.
- Carta C-1647-Enosa/2012, en la cual envía la liquidación de los costos relacionados a la compra de energía a Ecuador. En este caso detalla que el costo incurrido a la importación desde el periodo de junio 2011 a abril 2012 fue de S/. 17 688 140,53, mientras que, el importe transferido por el COES por la compensación de Generación Adicional fue, para el periodo de setiembre 2011 a octubre 2012, de S/. 8 398 028,73.

Costos de Electro Oriente S.A.

Electro Oriente S.A., mediante Carta G-1550-2011, reportó el contrato de capacidad adicional para el Sistema de Iquitos, firmado en el marco de la Resolución Ministerial N° 447-2011-MEM/DM, que ordena a la empresa a realizar la contratación y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarios para la operación de capacidad adicional en el Sistema Aislado de Iquitos, de acuerdo con el DU-037-2008 modificado por el Decreto de Urgencia N° 049-2011.

Asimismo, reportó en fecha posterior a la publicación del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, los siguientes documentos:

- Carta G-126-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional hasta el mes de diciembre 2011.
- Carta G-778-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de febrero, marzo, abril, mayo y junio 2012.

- Carta G-873-2012, en la cual modificó los ingresos de Generación Adicional de los meses de febrero, marzo, abril, mayo y junio 2012, informados en la carta anterior.
- Carta G-1123-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de julio, agosto y setiembre 2012.
- Carta G-221-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de octubre 2012 a enero 2013.
- Carta G-780-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de febrero, marzo, abril y mayo 2013.
- Cartas G-815-2013, G-921-2013, G-1040-2013 y G-1148-2013, en las cuales remite los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de junio, julio, agosto y setiembre 2013, respectivamente.
- Cartas G-1281-2013, G-1434-2013 y G-062-2014, en las cuales remite los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de octubre, noviembre y diciembre 2013, respectivamente.

Cabe señalar que la empresa ha informado que ha suscrito una adenda al Contrato de Capacidad Adicional de Generación de 10 MW para el Sistema Aislado de Iquitos con la empresa Ferrenergy, para el servicio de capacidad adicional que regirá a partir del 10/01/2014 hasta el 09/05/2014 en el marco de la Resolución Ministerial N° 447-2011-MEM/DM; sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo, por lo cual sólo corresponde reconocer los saldos pendientes de compensar como consecuencia de los costos incurridos durante la vigencia del referido Decreto.

Costos de Hidrandina S.A.

Hidrandina S.A., mediante Carta GG-610-2012, reportó los contratos firmados en el marco de la Resolución Ministerial N° 198-2011-MEM/DM, que ordena a la empresa a realizar la contratación y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesario para la instalación de una transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca, de acuerdo con el DU-037-2008.

Así mismo, mediante Carta GOHS-2149-2012, reportó el contrato firmado en el marco de la Resolución Ministerial N° 070-2012-MEM/DM, que ordena a la empresa contratar generación hasta 13 MW en la zona de Callejón de Huaylas, así como los costos incurridos por instalación del transformador de 15 MVA - 10/66 kV en la zona de Callejón de Huaylas, conforme lo ordena el Artículo 4° de la Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM, que modificó la Resolución Ministerial N° 070-2012-MEM/DM.

En este sentido, la empresa reportó en fecha posterior a la publicación del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, los siguientes documentos:

Costos incurridos transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca:

- Carta GG-610-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por los contratos con CAME S.A. y CONENHUA, hasta el mes de setiembre 2012 que asciende a S/.10 746 398.
- Carta GR-3442-2012, donde amplía la información alcanzada mediante la Carta GG-610-2012.
- Carta GR-3695-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos hasta el mes de noviembre 2012.
- Cartas GR-0052-2013 y GR/F-0062-2013, donde amplía la información alcanzada mediante la Carta GR-3695-2012.
- Carta GR/F-0075-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos hasta el mes de diciembre 2012.
- Cartas GR/F-188-2013, GR/F-437-2013, GR/F-586-2013, GR/F-830-2013, GR/F-1019-2013 y GR/F-1157-2013 en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio 2013.
- Cartas GR/F-1356-2013 y GR/F-1525-2013 en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en julio y agosto 2013.
- Cartas GR/F-1687-2013, GR/F-1942-2013 y GR/F-0110-2013 en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en setiembre, noviembre y diciembre 2013, respectivamente.

Costos incurridos zona Callejón de Huaylas:

- Carta GOHS-2149-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por los contratos por generación adicional en el Callejón de Huaylas, hasta el mes de setiembre 2012.
- Carta GOHS-2418-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por los contratos por generación adicional en el Callejón de Huaylas, para el mes de octubre 2012, así como modifica los informados en meses anteriores.
- Carta GOHS-2631-2012, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por los contratos por generación adicional en el Callejón de Huaylas, para el mes de noviembre 2012, así como modifica los informados en meses anteriores.
- Carta GOHS-136-2013, donde modifica la información alcanzada mediante la Carta GOHS-2631-2012.
- Carta GOHS-139-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos hasta el mes de diciembre 2012.
- Cartas GOHS-359-2013, GOHS-567-2013, GOHS-785-2013, GOHS-1019-2013, GOHS-1233-2013 y GOHS-1421-2013, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio 2013, respectivamente, por generación térmica en el Callejón de Huaylas.

- Cartas GOHS-1599-2013, GOHS-1828-2013 y GOHS-2044-2013, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre 2013, respectivamente, por generación térmica en el Callejón de Huaylas.
- Cartas GOHS-2279-2013, GR/F-1950-2013 y GR/F-0075-2014, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre 2013, respectivamente, por generación térmica en el Callejón de Huaylas.
- Cartas GOHS-786-2013, GOHS-1016-2013, GOHS-1240-2013 y GOHS-1417-2013, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de marzo, abril, mayo y junio 2013, respectivamente, por implementación temporal del transformador de 15 MVA - 10/66 kV en SET Kiman Ayllu.
- Cartas GOHS-1598-2013, GOHS-1829-2013 y GOHS-2043-2013, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre 2013, respectivamente, por implementación temporal del transformador de 15 MVA - 10/66 kV en SET Kiman Ayllu.
- Cartas GOHS-2280-2013, GR/F-1951-2013 y GR/F-0076-2014, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre 2013, respectivamente, por implementación temporal del transformador de 15 MVA - 10/66 kV en SET Kiman Ayllu.

Cabe señalar que la empresa ha informado que ha suscrito una adenda al Contrato de Capacidad Adicional de Generación para la zona de Callejón de Huaylas con la empresa Aggreko International Projects, para el servicio de capacidad adicional que regirá a partir del 01/01/2014 hasta el 30/04/2014 en el marco de la Resolución Ministerial N° 070-2012-MEM/DM; sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo, por lo cual sólo corresponde reconocer los saldos pendientes de compensar como consecuencia de los costos incurridos durante la vigencia del referido Decreto.

Costos de EGEMSA

EGEMSA reportó el contrato de capacidad adicional para zona sur del SEIN, firmado en el marco de la Resolución Ministerial N° 115-2013-MEM/DM, que ordena a la empresa a realizar la contratación y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesario para la operación de capacidad adicional para la zona sur del SEIN, debido a la declaración de Situación Excepcional para las subestaciones en 138 kV Santuario, Callalli, Azángaro, Tintaya, Quencoro, Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu y Abancay para el periodo de 13 al 27 de abril de 2013, de acuerdo con el DU-037-2008 modificado por el Decreto de Urgencia N° 049-2011.

Asimismo, reportó en fecha posterior a la publicación del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, el siguiente documento:

- Carta G-291-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional hasta el mes de abril 2013.

Cabe señalar que la empresa ha informado que ha suscrito un Contrato de Capacidad Adicional de Generación por 20 MW para el área comprendido por Cusco, Apurímac y Puno con la empresa Aggreko International Projects, para el servicio de capacidad adicional que regirá a partir del 16/04/2014 hasta el 30/05/2014 en el marco de la Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM; sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo, por lo cual sólo corresponde reconocer los saldos pendientes de compensar como consecuencia de los costos incurridos durante la vigencia del referido Decreto.

Costos de Electrocentro S.A.

Electrocentro S.A., en el marco de la Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM, que declaró en situación de Restricción Temporal de Generación el Sistema Eléctrico de Ayacucho, ha presentado los siguientes informes, con los costos incurridos:

- Carta A-898-2013 y GR-1017-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos para los meses de julio a octubre 2013.
- Cartas A-984-2013 y A-031-2014, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos en noviembre y diciembre 2013.

Cabe señalar que la empresa ha informado que ha suscrito una adenda al Contrato de Capacidad Adicional de Generación para la zona de Ayacucho con la empresa Power Solution N.V., para el servicio de capacidad adicional que regirá a partir del 01/01/2014 hasta el 30/06/2016 (30 meses) en el marco de la Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM; sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo, por lo cual sólo corresponde reconocer los saldos pendientes de compensar como consecuencia de los costos incurridos durante la vigencia del referido Decreto.

Pedidos adicionales de compensación

La empresa Electro Ucayali S.A., mediante carta /G-501-2014/EU ha solicitado que se incluya su contrato de generación adicional de hasta 9 MW, suscrito con la empresa FERRENERGY S.A.C., para el periodo comprendido de enero 2014 a febrero 2015 (14 meses) en el marco de la Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM, que declaró en situación de Restricción Temporal de Generación el Sistema Eléctrico en la zona de Pucallpa, sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo.

Asimismo, la empresa Electro Sur Este S.A.A., mediante oficio N° /G-304-2014 ha solicitado que se incluya su contrato de generación adicional por 10 MW, suscrito con la empresa Aggreko International Projects, para el servicio de capacidad adicional que regirá a partir del 16/04/2014 hasta el 30/05/2014 en el marco de la Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM; sin embargo, conforme se analiza en el informe legal correspondiente, no será incluido en el presente cálculo.

Costos Totales Incurridos

De acuerdo con el Artículo 4° de la norma “Procedimiento Compensación por Generación Adicional”, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 228-2012-OS/CD, se han estimado los gastos de los próximos meses, en base a los costos que se sustentan en contratos suscritos con algún proveedor de servicios, debido a que implican obligaciones de pago, siempre y cuando estos contratos hayan sido suscritos durante la vigencia del DU-037-2008 constituyan gastos realizados a diciembre de 2013.

Asimismo, para estimar los saldos netos acumulados al 30 de abril de 2014 se ha considerado los saldos netos reales informados por las empresas a diciembre de 2013 en aplicación del DU-037-2008, más los ingresos informados a febrero 2014, incluyendo una estimación efectuada de los ingresos a recibir para los meses de marzo y abril de 2014 como consecuencia de la aplicación del Cargo Unitario vigente.

Como consecuencia de los montos individuales a compensar corresponde remunerar un total de S/. 206 269, para los siguientes 12 meses, de los cuales el 43 % a Electro Oriente S.A. y el 57 % a Hidrandina S.A.

Con relación a las empresas Electroperú S.A., Electronoroeste S.A., EGEMSA y Electrocentro S.A., para el presente cálculo se obtiene un saldo estimado negativo en la liquidación preliminar a abril 2014, por lo cual no corresponde incluirse en la compensación a recibir. En ese sentido, cuando se disponga de la información definitiva de los ingresos a abril 2014 corresponderá realizar la liquidación de los saldos netos negativos conforme a lo establecido en el numeral G.3 del presente Anexo.

G.2 Determinación de los Cargos Unitarios por Generación Adicional

De conformidad con lo dispuesto en el DU-037-2008 se procedió a distribuir la compensación entre los tres grupos de usuarios: regulados, libres que no son Grandes Usuarios y Grandes Usuarios.

Cuadro No. G.1

Tipo de Usuario	Factores de Reparto
Regulados	0,2781
Libres no Grandes Usuarios	0,1602
Grandes Usuarios	0,5617
Total	1,0000

Una vez conocidos los factores de distribución para la compensación, corresponde determinar los cargos unitarios sobre la base de la demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN de cada tipo de usuario.

El cuadro siguiente muestra los cargos unitarios aplicables al año tarifario mayo 2014 – abril 2015:

Cuadro No. G.2

	Usuario Regulado	Usuario Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
Compensación a Electroperú S.A. (S/.)	0		
Compensación a Electronoroeste S.A. (S/.)	0		
Compensación a Electro Oriente S.A. (S/.)	88 183		
Compensación a Hidrandina S.A. (S/.)	118 087		
Compensación a EGEMSA (S/.)	0		
Compensación a Electrocentro S.A. (S/.)	0		
Compensación Total por DU-037-2008 (S/.)	206 269		
Asignado por tipo de usuario (S/.)	57 362	33 043	115 864
Máxima Demanda Ventas 2014 (MW)	3 722	675	1 059
Periodo de Recuperación (meses)	12		
Cargo Unitario por Generación Adicional que debe adicionarse al PCSPT (S/./kW-mes)	0,001	0,004	0,009

G.3 Liquidación de saldos netos negativos

La liquidación de los saldos netos negativos por parte de las empresas a las que se remuneran en el marco del DU-037-2008, se realizará de la forma siguiente:

- La liquidación de estos saldos netos se realizará en los mismos plazos que establece el Artículo 9° de la norma "Compensación por Generación Adicional".
- En el reajuste trimestral correspondiente, donde se determine el saldo neto negativo de al menos una de las empresas listadas en el Cuadro G.2, se establecerá un programa de transferencia para que la empresa o las empresas que tengan una liquidación de saldo neto negativo, transfieran este monto al resto de empresas, en proporción a sus saldos netos positivos.
- Asimismo, en el caso de que no se tenga ninguna empresa con saldo neto positivo, o que la suma de los saldos netos positivos sea menor que el saldo neto negativo de la empresa, éste será devuelto a los usuarios del SEIN, en el reajuste trimestral correspondiente, como un pago a cuenta por la compensación del Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal que establece el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Anexo H

Capacidad de las Instalaciones de Transmisión

H.1 Informe de Sustento de Capacidad de Líneas

El Subcomité de Generadores en su Propuesta Inicial manifestó haber considerado a partir del año 2014, las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas por el COES-SINAC; sin embargo, no adjuntó la relación de dichas capacidades, ni en base a qué criterios se definieron las mismas.

Es así que en la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha actualizado las capacidades de las instalaciones de transmisión usando como referencia la base de datos del SEIN 2014-2018 en DigSilent para Estudios de Pre Operatividad. Asimismo, indica que se obtuvieron las capacidades máximas de líneas de transmisión del Informe Técnico COES/D/DO/SEV-INF-005-2013 y el documento COES/D-046-2014. Asimismo, en la ABSOLUCIÓN del Subcomité de Generadores se presenta valores idealizados de la capacidad de las líneas de transmisión en aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008⁴⁹.

En este sentido, con la finalidad de mantener actualizadas las características técnicas reales de las instalaciones de transmisión, OSINERGMIN ha visto por conveniente tener el listado de las capacidades reales de las líneas de transmisión y solo incrementar las mismas, en aplicación Decreto de Urgencia N° 049-2008, en aquellas que resulten congestionadas producto de optimización de la operación de las centrales de generación.

H.2 Límite de capacidad de la línea Mantaro – Cotaruse – Socabaya

El Subcomité de Generadores, en su propuesta inicial ha considerado como capacidad de la LT 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya, 550 MW para el tramo Mantaro – Cotaruse y 500 MW para el tramo Cotaruse – Socabaya. Al respecto, OSINERGMIN observó indicando se explique la consideración de dichos valores, en razón de que el Subcomité de Generadores mencionó que los límites operativos de dicho enlace corresponden a lo indicado en la Resolución N° 008-2011-DO/COES-SINAC del 08 de agosto de 2011 de la Dirección de Operaciones.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que el límite de transmisión se fijó en 460 MW; por lo que, se definió la capacidad de dichas

⁴⁹ El Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se determinen sin restricción de transmisión eléctrica, ha sido prorrogado, de acuerdo a la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115, hasta el 31 de diciembre de 2016.

líneas con valores de 247,5 MW en el tramo Cotaruse – Socabaya y 275 MW en el tramo Mantaro – Cotaruse, ya que el efecto de las pérdidas ocasionaba que las líneas entregarán 460 MW medidos en Socabaya. Sin embargo, por aplicación de la prórroga del Decreto de Urgencia N° 049 – 2008, se ha incrementado la capacidad del enlace por presentarse congestión.

Al respecto, se debe tener en cuenta que el compromiso adoptado por la titular de dicha línea como parte de su Contrato de Concesión, es que la capacidad de dicha línea sea de 505 MVA medidos en la barra de inyección; en ese sentido, la línea de transmisión debe estar preparada para transmitir la capacidad mínima comprometida al margen de condiciones que afectan a la reducción de su capacidad. De no adoptar dicho criterio, se estaría otorgando incentivos a la titular de dicha línea para el no cumplimiento de su Contrato de Concesión.

En concordancia con el párrafo anterior, se ha determinado la capacidad de la línea de transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya, considerando los 505 MVA en la barra de inyección, resultando 537 MW para el tramo Mantaro – Cotaruse y 516 MW para el tramo Cotaruse – Socabaya. Cabe indicar que se ha considerado 4% como pérdidas en dicha línea según los flujos de potencia en el archivo DigSilent para estudios de Pre-operatividad publicados en la página Web del COES.

H.3 Límite de capacidad de la línea Chilca – Marcona – Montalvo

El Subcomité de Generadores, en su propuesta inicial, consideró para la línea Chilca – Marcona - Montalvo una capacidad de 700 MW desde su incorporación al SEIN; sin embargo, en su propuesta final considera una capacidad de 1 400 MW, según indica, por aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008.]

Al respecto, para establecer la capacidad de dicha línea de transmisión, OSINERGMIN ha tenido en cuenta el Contrato de Concesión donde establece que, la capacidad mínima de transmisión de cada tramo de línea eléctrica (Chilca-Marcona y Marcona-Montalvo) en régimen de operación normal, medida en las barras de 500 kV de la subestación de llegada, será de 700 MVA.

H.4 Parámetros de las Líneas

Se ha encontrado que la información técnica de las instalaciones de transmisión ha sido modificada de su valor real reduciendo la reactancia de las líneas de transmisión, lo cual ha motivado que se revise dichos parámetros que influyen directamente en la capacidad de las líneas. La finalidad de la revisión es considerar los parámetros reales de los elementos a fin de conservar la información real de la red de transmisión en el archivo plano del Perseo.

Para lo cual, se ha revisado los parámetros eléctricos (resistencia y reactancia) de líneas de transmisión presentados por el Subcomité de Generadores en el archivo Perseo "SINAC.LIN".

Para la revisión de parámetros eléctricos se ha usado como referencia la base de datos de líneas de transmisión del Estudio de Coordinación de Protecciones 2010⁵⁰ y su versión actualizada de líneas de transmisión del año 2012 (BASE DE DATOS). En dicha BASE DE DATOS, se han clasificado las líneas de transmisión de acuerdo al nivel de tensión y región geográfica al cual pertenecen, con la finalidad de agrupar líneas con características similares y obtener un registro estadístico de parámetros típicos por tensión y región.

Posteriormente, se ha obtenido los parámetros promedios y desviaciones estándar por región y nivel de tensión de todas las líneas de transmisión del SEIN; con dichos valores promedios y la desviación estándar de los parámetros, se forma un intervalo dentro de los cuales se espera que estén contenidos los valores típicos de los parámetros.

Por otro lado, se realiza la clasificación de los elementos contenidos en el "SINAC.LIN" de la misma manera que fueron clasificados los parámetros de la BASE DE DATOS, para luego ser comparados con el intervalo formado por el promedio y su desviación estándar. Al respecto, los valores que resultaron fuera del rango de valores típicos han sido revisados y corregidos, de ser el caso, teniendo en cuenta las particularidades de cada línea de transmisión.

A continuación se muestra la estadística de los parámetros por nivel de tensión y región geográfica, la cual ha sido utilizada como una referencia para facilitar la revisión de parámetros de líneas de transmisión.

Cuadro H.1. Estadística de valores reales de reactancias (ohm/km) de líneas de transmisión clasificadas según su tensión y región

kV	Región	Mín. de X	Máx. de X	Prom.de X	Desv.Est. de X	X - σ	X + σ
500	CO	0.3170	0.3170	0.3170			
220	CO	0.2559	0.5815	0.4726	0.0680	0.4046	0.5406
220	CO-SI(*)	0.3898	0.5301	0.4844	0.0452	0.4391	0.5296
220	SE	0.5016	0.5048	0.5032	0.0023	0.5009	0.5055
220	SI	0.3636	0.5300	0.4801	0.0465	0.4336	0.5267
220	SI-SE(*)	0.5050	0.5094	0.5070	0.0022	0.5048	0.5092
138	CO	0.3730	0.6000	0.4951	0.0531	0.4420	0.5482
138	CO-SI(*)	0.3898	0.5278	0.4810	0.0374	0.4436	0.5183
138	SE	0.4698	0.5185	0.4999	0.0148	0.4851	0.5147
138	SI	0.4664	0.5350	0.5030	0.0188	0.4843	0.5218
138	SI-SE(*)	0.5080	0.5081	0.5080	0.0000	0.5080	0.5081
69	SI	0.4506	0.5400	0.4758	0.0305	0.4453	0.5063
66	CO	0.3534	0.4859	0.4497	0.0383	0.4113	0.4880
66	CO-SI(*)	0.4596	0.4859	0.4662	0.0132	0.4530	0.4793
66	SI	0.3742	0.5400	0.4944	0.0418	0.4526	0.5363
60	CO	0.0980	0.6870	0.4171	0.1008	0.3163	0.5179

⁵⁰ Informe Final EDP-COES-05-10 Actualización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, año 2010.

kV	Región	Mín. de X	Máx. de X	Prom.de X	Desv.Est. de X	X - σ	X + σ
60	CO-SI(*)	0.2554	0.5166	0.4553	0.0724	0.3828	0.5277
60	SE	0.4104	0.6059	0.5000	0.0852	0.4148	0.5852
60	SI	0.3500	0.5358	0.4851	0.0414	0.4437	0.5264
60	SI-SE(*)	0.6059	0.6059	0.6059			
50	CO-SI(*)	0.5033	0.5033	0.5033			
50	SI	0.3175	0.5975	0.4858	0.0375	0.4484	0.5233

Región: CO: Costa, SI: Sierra, SE: Selva.

(*) Corresponde a líneas que pasan por más de una región

Como resultado, se han realizado la corrección de 13 instalaciones de transmisión las cuales se muestra en el Cuadro H.2.

Cuadro H.2. Corrección de Parámetros R-X

ITEM	LINEA DE TRANSMISION	CODIGO	ABSOLUCION		OSINERGMIN	
			r/KM	x/KM	r/KM	x/KM
1	Callahuanc220kV - Rzinc 220kV	LNE-031	0.0736	0.4969	0.0696	0.4491
2	Rzinc 220kV - Chavarria 220kV	LNE-032	0.0736	0.4969	0.0696	0.4484
3	Callahuanc220kV - Rzinc 220kV	LNE-033	0.0736	0.4969	0.0696	0.4491
4	Rzinc 220kV - Chavarria 220kV	LNE033A	0.0736	0.4969	0.0696	0.4484
5	Vizcarra 220kV - Conococha 220kV	LNx-032	0.0437	0.3838	0.0575	0.5050
6	Chilca 500kV - Zapallal 500kV	LNx-034	0.0316	0.347	0.0316	0.3170
7	San Gaban 138kV - Mazuco 138kV	LSE-042	0.1671	0.5403	0.1966	0.5080
8	Mazuco 138kV - Puerto Maldonado 138kV	LSE-043	0.1843	0.5434	0.2372	0.5155
9	Marcona 500 kV - San Camilo 500 KV	LNx-043	0.0212	0.1129	0.021	0.1176
10	Mantaro 500kV - Marcona 500 kV	LNx-117	0.0195	0.3616	0.0316	0.1110
11	Marcona 500 kV - Socabaya 500kV	LNx-118	0.0195	0.3616	0.0316	0.1110
12	Socabaya 500kV - Moquegua 500kV	LNx-119	0.0195	0.3616	0.0316	0.3170
13	Onocora 220 kV - Tintaya 220 kV	LSE-050	0.0226	0.2435	0.031	0.1973

Asimismo, se han encontrado 43 líneas de transmisión que están fuera del rango de valores típicos, los cuales obedecen estrictamente a la aplicación errónea del Decreto de Urgencia N° 049-2008 (valores de R-X reducidos a la mitad); dado que si bien por aplicación de dicho decreto de urgencia corresponde incrementar las capacidades de las líneas de transmisión a fin de evitar congestiones, ello no significa reducir los parámetros como si se estuviese cambiando la disposición geométrica de los conductores o incrementando la sección de la línea de transmisión, por lo cual consideramos necesario validar que estos parámetros se encuentren dentro de valores típicos de líneas de características similares. Cabe agregar que para el incremento de capacidad, en muchos casos solo se realiza el banqueo de terreno y/o cambio de aisladores conservándose los valores de R-X de la línea de transmisión.

Por otro lado, los parámetros de las líneas de transmisión que tienen compensación capacitiva serie han sido compensados al 65% tal como se menciona en sus contratos de concesión. Las líneas de transmisión que presentan compensación serie son: L.T. 220 kV Mantaro – Socabaya, L.T. 500 kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo y L.T. 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo.

H.5 Capacidades de las Líneas

Con relación al resto de capacidades del sistema de transmisión, éstas han sido revisadas y corregidas considerando la información disponible por el COES-SINAC en el Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN 2010 sobre los equipamientos del SEIN, de acuerdo con las características de las líneas de transmisión y los valores capacidad de dichas líneas. Además se ha utilizado el archivo DigSilent con la base de datos del SEIN 2014-2018 y el informe técnico COES/D/DO/SEV-INF-005-2013.

Para estos casos, se ha mantenido el criterio que para efectos de la fijación de tarifas se deben considerar las instalaciones del sistema con sus capacidades reales y no aquellas que se establezcan para la “no aplicación de compensaciones” cuando se produzca interrupciones con flujos mayores a las capacidades establecidas en un contrato, como es el caso de las instalaciones de la empresa Red de Energía del Perú S.A.

Anexo I

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

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de REP que forman parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó la actualización del VNR de las instalaciones que corresponden a dicha actualización. Asimismo, presentó la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP.

Cuadro No. I.1

Propuesta Inicial de VNR y COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	139 192 387
COyM	4 321 822

I.2 Observaciones a la propuesta inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 06 de enero de 2014, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0003-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuesto para las instalaciones de REP, las cuales se resumen a continuación:

- En relación al VNR, se requirió que se justifique el incremento del VNR de las instalaciones que corresponden actualizarse en el presente año, debido a las diferencias que presentaban con los valores del VNR vigentes.
- Se requirió revisar y/o adjuntar la relación de archivos faltantes a los cuales se hacía el llamado de vinculación en los archivos de cálculo del VNR presentados como parte del Estudio; asimismo a los que se indicaban como vinculación incorrecta, dado que ello no permitía la trazabilidad de los mismos.

- Se requirió corregir o explicar las razones por las que para determinar el área de terreno para la Nueva SET Amarilis, no se consideraron espacios para 3 celdas de línea adicionales futuras en dicha SET, tal como indica la Adenda N° 16 de REP.
- Se requirió explicar las razones por las cuales dos (02) celdas de línea en la SET Amarilis se habían considerado como parte del SPT, cuando dichas celdas corresponden a la Ampliación N° 16 del Contrato de Concesión. Asimismo, se requirió se explique el cambio de denominación de la celda en la SET Huánuco de SPT a SST.
- Se requirió explicar las razones por las cuales se está considerando la altitud de la SET Amarilis en un rango mayor a los 4 000 m.s.n.m., cuando dicha subestación estaría ubicada a una altitud aproximada de 1 900 m.s.n.m.
- Se solicitó explicar el sustento de la codificación asignada a la línea LT 138 kV Paragsha – Huánuco (Amarilis), siendo que la propuesta de REP incrementaba la sección del conductor actual de 300 mm² a 400 mm².
- Se requirió mencionar cual es la disposición final de la celda de línea a Paragsha II en la SET Huánuco.
- Se requirió explicar la razón por la que en la SET Paragsha no fue actualizada la descripción de la celda de línea a Amarilis.
- Se solicitó explicar la razón por la que valores de VNR utilizados para los inductores, consignados en dos hojas de un mismo archivo, no presentaban los mismos valores.
- Se solicitó explicar la razón por la que el VNR del centro de control se actualizó considerando módulos incrementales, siendo que el centro de control principal y de respaldo es considerado como parte del SPT, mientras que los incrementales de centro de control para nuevas subestaciones, que forman parte de las ampliaciones, no corresponden ser considerados como adicionales al SPT.
- En relación al COyM, se observó que la hoja de cálculo contenía errores del tipo "#N/A"; en ese sentido se pidió revisar e incluir todos los archivos a los cuales se hacía llamado de vinculaciones.
- Se requirió revisar y explicar la utilización de porcentajes de participación que hacían referencia a valores de la fijación Tarifaria del año 2013 y no del 2014.
- Se solicitó explicar los incrementos en rubros que componían el COyM y una reducción importante en el rubro de Costos No Personales sin Seguros.
- Se observó que los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos) empleados en la determinación del COyM se encuentran en valores, solicitando incluir el sustento respectivo.
- Se observó que los costos unitarios de operación de subestaciones, los costos de mantenimiento de subestaciones, el análisis de costos unitarios

de operación de centro de control, así como los costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en mantenimiento de líneas de transmisión se encontraban en valores, lo que no permitía verificar la trazabilidad de los mismos ni la verificación del sustento de los precios unitarios.

- Se requirió que se presente el sustento de la cantidad de maniobras haciendo notar que las mismas debía coincidir con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.
- Se requirió el sustento del factor “1,034”, el cual afecta a los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión en la hoja “M-102” del archivo “COyM REP-2014”.
- Se observó incrementos en los costos de mantenimiento anual para las líneas de Ventanilla a Chavarría.
- Se señaló que la información de mantenimiento de telecomunicaciones y de centro de control se encontraba en valores no permitiendo verificar su trazabilidad; ante ello se solicitó sustentar los valores presentados.
- Se solicitó explicar la razón por la que REP utiliza la información del Directorio de ELECTROPERÚ como su referencia en composición y dietas. Ello suscitaría un incremento de 60% respecto de lo reconocido en la fijación 2013.
- Se requirió explicar las razones por las cuales se habían incrementado los haberes de determinados puestos de jefatura y la del puesto de contralor; el incremento dado era de hasta un 395%.
- Se observó que la remuneración anualizada del Directorio se está afectando por el factor de anualización de Gastos Mensuales, cuando debería utilizarse el factor de anualización para Remuneraciones.
- Se solicitó incluir el sustento de los valores mostrados como conceptos de los Costos de Gestión no Personales, así como el incremento del concepto de Gastos Sindicales.

I.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN.

Valor Nuevo de Reemplazo

- Se señala que las razones de los valores propuestos del VNR, derivan de los propios Módulos Estándares de Inversión vigentes. Asimismo, se indica que corresponde la actualización del VNR del SPT en los elementos: L-2280 Zorritos – Zarumilla, L-1120 Paragsha II – Huánuco, L-

- 2224 Celda en SET Pachachaca, C. Control Principal (San Juan) y C. Control Respaldo (Planicie).
- Respecto a las vinculaciones incorrectas, indica que se han adjuntados archivos adicionales.
 - Respecto al área de terreno para la Nueva SET Amarilis, indica que se ha determinado en función a 6 celdas de línea.
 - Respecto a la celda 138 kV que originalmente existió en la SET Huánuco de la línea hacia Paragsha II (L-1120), indica que será reemplazada por otra en la nueva SET Amarilis, como parte de la Ampliación N° 16 de REP y su remuneración estará contemplada como parte del SST. Asimismo, se señala que se está eliminando del SPT la celda 138 kV de la L-1120 en la Subestación Huánuco.
 - Respecto a la altura a la cual será instalada la nueva SET Amarilis, manifiesta que se ha verificado que será a 2 056 m.s.n.m.; asimismo señala que la selección del módulo correspondiente a las celdas 138 kV de la Subestación Amarilis se ha determinado, por las condiciones isoceraúnicas de la zona y mayores corrientes de corto circuito que existirán cuando la L-1120 sea repotenciada y se conecten nuevas líneas de generación en la zona.
 - Señala que el incremento de la sección del conductor de la línea L-1120 corresponde a la aplicación del criterio de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) cuando fue definida como parte del SPT, señalando que se le consideró un calibre de conductor menor al existente y por ende su remuneración fue ajustada con estos valores. Asimismo, indica que por repotenciación se incrementará la capacidad en 2/3, dado que es necesario sincerar el real calibre del conductor existente.
 - Respecto a la celda de línea en la SET Huánuco de la L.T. 138 kV Paragsha – Huánuco, menciona que deberá ser desmontada y entregada al Concedente, ya que manifiesta no es compatible a las nuevas exigencias y tecnología a instalarse en la S.E. Amarilis.
 - Respecto a que la nueva configuración de la red de transmisión por el ingreso de la SET Amarilis redefine las descripciones en la hoja “Paragsha II”, señala que se está tomando en consideración renombrar Huánuco por Amarilis en la nueva versión del archivo de VNR.
 - Señala que se han actualizado los valores de VNR “únicamente para los Inductores” de la Hoja “CC” en la nueva versión del archivo de cálculo.
 - Señala que el criterio de cálculo de VNR que se han tenido para las instalaciones que corresponden actualizar en esta fijación tarifaria, es que las instalaciones que conforman, por ejemplo una subestación, tienen elementos comunes que pueden haber sido definidos como parte del SPT o SST y que se deben distribuir entre ellos los costos directos e indirectos. Asimismo, indica que de no hacerse de esta forma no tendría sentido la actualización del VNR cada 4 años, ya que esta distribución de costos permite el cierre de inversiones entre el SPT y SST conforme los módulos de inversión de OSINERGMIN; ello mismo aplicaría en el caso de los

centros de control principal y de respaldo, donde sus inversiones son repartidas entre el número total de subestaciones.

Costos de Operación y Mantenimiento

- Se indica que en la nueva versión del archivo de Costos de Operación y Mantenimiento, se han revisado las vinculaciones y corregido los errores indicados en la observación.
- Señala que la nueva versión del archivo de Costos de Operación y Mantenimiento guarda adecuada vinculación con el archivo de VNR.
- Menciona que los incrementos de COyM se dan por dos factores fundamentales: i) Incremento de instalaciones por las Ampliaciones que REP viene acordando con el Concedente y que tienen una correlación directa con los incrementos del COyM; y ii) siendo el COyM producto de una canasta nacional, influye también el efecto de la inflación y del tipo de cambio. Asimismo, señala que en algunos rubros existen reducciones producto de una economía de escala u optimización de costos.
- Manifiesta que los valores unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos) aprobados en la última fijación tarifaria de mayo 2013 se encuentran todavía vigentes, por lo cual se están manteniendo en su propuesta.
- Indica que la tabla "NUMERO DE MANIOBRAS POR CANTIDAD DE CELDAS" es un formato diseñado y utilizado por el mismo OSINERGMIN en las anteriores fijaciones tarifarias. Por lo que solo se han actualizado los valores correspondientes para la cantidad de celdas en sus respectivos niveles de tensión de las nuevas subestaciones del sistema de transmisión de REP.
- Menciona que el factor 1,034 utilizado en el resumen de costos de mantenimiento de líneas, corresponde a un factor que se estimó para la inflación en el país para el año 2013, inclusive lo corrige por el valor de 3,08% señalando estadísticas del INEI.
- Señala que el incremento de los costos de mantenimiento anual para las líneas de Ventanilla a Chavarría corresponde al cuarto circuito de la línea 220 kV, producto de la Ampliación N° 15.
- Manifiesta que se han revisado las hojas de costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de líneas de transmisión del archivo COyM y que se encuentran acorde a los formatos de OSINERGMIN.
- Señala que la trazabilidad de las hojas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de telecomunicación y de centro de control puede hacerse correctamente, ya que las celdas son bastante limitadas.
- Indica que la razón por la cual las dietas del Directorio de REP se han referenciado a las de ELECTROPERÚ es porque si se hiciera el ejercicio con los costos reales que implica el Directorio de REP excedería ampliamente los valores de ELECTROPERÚ.

- Ante el aumento de remuneración mensual en algunos puestos señala: el puesto de Contralor es considerado como uno de Gerencia, como puede observarse en el Organigrama de REP (fuente Web REP); asimismo, indica que se han uniformizado los haberes de Gerentes y Jefes de Departamento.
- Menciona que se está utilizando el factor de anualización para remuneraciones en la remuneración anualizada del Directorio.
- Indica que el concepto de Gastos Sindicales, no es un rubro nuevo en la estructura de gastos de REP, ya que los más de 300 trabajadores tienen derecho a organizarse en sindicatos como SUTREP el cual es una organización sindical reconocida con resolución N° 6115-03 del Ministerio de Trabajo y Promoción Social e inscrito en registros públicos, partida N° 11560523 de fecha 25 de marzo del año 2003 y a la cual REP tiene el deber de aportar para su sostenimiento además de dar las facilidades al personal que forma parte de la Directiva para desplazamientos y permisos conforme los pactos laborales.

En el cuadro siguiente 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 No. I.2

Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
VNR	138 463 553
COyM	4 265 529

I.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentados en el ESTUDIO.

I.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el Subcomité de Transmisores como sustento de la determinación del VNR de REP, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 77° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁵¹, sólo se actualizó la parte del VNR que fue revisado en el año

⁵¹ **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.

2010, dado que la parte del VNR revisado en el año 2013 será actualizada en mayo de 2017. Para el efecto, se ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD.

Se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones, a fin de que el prorrateo de los costos comunes entre los diferentes componentes que conforman el SPT y SST esté referido a la misma fecha de actualización.

Se han incorporado las instalaciones correspondientes a la Adenda N° 15, que consta de una celda de línea en la SET San Juan y la SET Chilca; ampliación de la capacidad de transmisión de la línea de transmisión 220 kV San Juan - Chilca (L-2093) de 350 a 700 MVA, que comprende convertirla a una línea de transmisión de doble terna; una celda de línea en la SET Ventanilla y en la SET Chavarría; instalación del cuarto circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la línea de transmisión 220 kV Ventanilla - Chavarría (L-2246); y la ampliación de la capacidad de transmisión de la línea de transmisión 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L-2243) de 152 MVA a 270 MVA por terna, mediante una línea de transmisión de doble terna utilizando la misma servidumbre.

Conforme a lo estipulado en la Adenda N° 16, se añadió la SET Amarilis, para ello se han considerado los módulos de Celdas de Línea (CE-138SIU2C1EDBLI3), Servicios Auxiliares (SA-010-100SIU2), Celda de Acoplamiento (CE-138SIU2C1EDBAC3), Obras Civiles Generales (OC-SIC1E138DB060SB-06), Edificio de Control (ED-SIC1E138DB060SB-06), Red de Tierra Profunda (RT-SIC1E138DB060SB-06-I2), Instalaciones Eléctricas al Exterior (IE-SIC1E138DB060SB-06) y Área de terreno (OC-SIC1E138DB060SB-06). Asimismo, se hace referencia que los códigos de celdas y servicios auxiliares propuestos corresponden a instalaciones entre 1000 a 3000 m.s.n.m.

Tal como menciona la Adenda N° 16, la línea L-1120 en 138 kV Paragsha-Huánuco (Amarilis) será sujeta a una repotenciación, no siendo considerado el cambio de sección de conductor. Consultando el Portal Integrado del Sistema de Información Técnica de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, REP informó que la sección de dicha línea de transmisión, se trata del conductor AASC de 279 mm²; en mérito a ello, no corresponde modificar el módulo asignado.

En cuanto a la valorización del Centro de Control Principal y de Respaldo (de alcance nacional), conforme a lo explicado en el análisis a los comentarios recibidos de la empresa REP (Anexo V), se ha procedido a incluir la valorización de las telecomunicaciones inherentes a los mismos; para el Centro de Control Principal y de Respaldo se ha considerado que tienen la facultad de telemedición y/o telecomando sobre 48 subestaciones del SEIN. En este sentido, al Centro de Control Principal se le considera el módulo completo de alcance para 48 subestaciones como empresa grande, mientras

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

que en la valorización del Centro de Control de Respaldo, también de alcance para 48 subestaciones, no se consideran como redundantes a las Unidades Terminales Remotas y a los equipos de la Estación de Control Local, debido a que estos ya se encuentran considerados como parte del Centro de Control Principal. El detalle de dichas valorizaciones se puede verificar en el archivo “VAL CC y TEL.xls” que forma parte de los archivos de cálculo.

En base a las modificaciones señaladas, en el Cuadro No. I.3 se muestra el listado de instalaciones de REP que forman parte del SPT, con su correspondiente VNR.

Cuadro No. I.3

VNR del SPT de REP – Análisis de OSINERGMIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280 (*)	Zorritos	Zarumilla	REP	4 672 085
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	9 921 756
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 126 137
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	814 904
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	8 166 823
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 391 829
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	9 759 402
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 221 734
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	813 207
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 520 862
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	19 549 496
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	449 182
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	5 819 464
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		REP	193 618
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	998 135
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	13 006 316
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	4 465 429
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 514 772
L-1120 (*)	Paragsha II	Huánuco	REP	8 780 807
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	166 278
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	8 842 612
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	147 947
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	3 459 193
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	5 402 644
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	11 320 136
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 171 093
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 327 314
L-2224 (*)	Celda en SE Pachachaca		REP	944 888
C. Control Principal (*)	Lima (SE San Juan)		REP	1 164 844

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
C. Control Respaldo (*)	Lima (SE Planicie)		REP	85 787
REP				137 218 695

(*) El VNR de estos elementos corresponde actualizarse en la presente fijación de Precios en Barra.

I.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el Subcomité de Transmisores del COES – SINAC y los análisis realizados por OSINERGMIN sobre el particular, para ello se ha considerado algunas premisas:

- Se ha considerado a REP como una empresa del tipo GRANDE.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.
- Se ha utilizado el valor de 2,809 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2014.

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

Con relación a los costos de mantenimiento

Se debe reiterar que 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 las respuestas a las observaciones, sino que corresponden a costos de mercado tomados de lo publicado en la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

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.

Con relación a los 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, considerando personal, materiales, transporte y servicios.

Para la cantidad de maniobras de operación en las subestaciones, se han actualizado la cantidad de celdas de cada subestación en función a lo reconocido en el VNR; por otro lado, 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.

Con relación a los costos de gestión

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la estructura organizacional considerada en la regulación anterior, toda vez que por economía de escala REP emplea gran parte de sus cuadros gerenciales y de gestión para todas las empresas que pertenecen al grupo ISA, para las cuales se consideran sus propios costos de operación y mantenimiento y por ende los costos de gestión; 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, al 31 de enero de 2014.

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 del año 2012.

Asimismo, en cuanto a las sumas anuales reconocidos al Directorio se ha tomado de referencia los montos de Dietas de los Directorios de las empresas de FONAFE, que están relacionados con la misma actividad de la empresa; por otro lado, se está reconociendo la modificación del código del puesto de Contralor reconociéndose una remuneración similar al de Gerente de Administración y Finanzas conforme lo propuso REP.

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), la R.M. N° 197-94-EM/VME que 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, se mantiene el factor de aplicación del total de transmisión en 75% en la presente fijación tarifaria.

Se ha asignado correctamente la vinculación de seguro de vida en la hoja “M-501”, ya que en regulaciones anteriores hacía referencia al porcentaje de CTS.

Los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, al mismo tiempo que se le reconoce el monto que propuso por concepto de Gastos Sindicales.

Igualmente, los costos de gestión incluyen los costos de seguros, para lo cual se ha determinado en función al promedio de los porcentajes de prima de las empresas ISA, REP y TRANSMANTARO⁵², que es el promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,98 ‰ (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”.

Con relación a los 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.

Se ha considerado como remuneración mínima vital, 750 nuevos soles en concordancia con el Decreto Supremo N° 007-2012 del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) publicado el 17 de mayo 2012.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT asciende a US\$ 4 261 258, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° I.4

COyM del SPT de REP – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	462 607
Operación CC	45 306
Operación de Subestaciones	417 300
MANTENIMIENTO	1 386 029
Líneas de Transmisión	960 563
Subestaciones	370 773
Mantenimiento CC Y TEL	54 694
GESTIÓN	2 246 165
Personal	1 038 099
No Personales	1 208 066
Costos No Personales sin Seguros	750 762
SEGUROS	457 304
SEGURIDAD	166 457
Sub Total COyM	4 261 258
VNR	137 218 695
COyM/VNR	3,11%

⁵² Información alcanzada a OSINERGMIN, por ISA, REP y TRANSMANTARO con cartas CS-00001-14011451(29/01/2014), CS-00001-14020805(29/01/2014) y CS-00002-14032686(29/01/2014), respectivamente.

Anexo J

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ETESELVA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de la empresa Eteselva S.R.L. (ETESSELVA) que forman parte del SPT.

Dichas instalaciones están conformadas por la línea de transmisión 220 kV, Vizcarra-Paramonga Nueva, y por parte de las celdas conexas a la misma.

Cabe indicar que en la presente fijación tarifaria, no corresponde la actualización del VNR, dado que el mismo se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

J.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de ETESELVA que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2017. En cuanto al COyM de dichas instalaciones, se presenta el valor consignado en el Cuadro N° J.1.

Cuadro N° J.1

Propuesta Inicial de COyM del SPT de ETESELVA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	1 043 997

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 06 de enero de 2014, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0003-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ETESELVA, las cuales se resumen a continuación:

- En relación al informe presentado por ETESELVA, se requirió que se realicen las correcciones correspondientes, debido a que se habían encontrado capítulos repetidos y errores de redacción; asimismo, se requirió que se explique y sustente la utilización de los costos de fijaciones anteriores.

- En relación al COyM, se requirió el sustento en detalle de las razones que explican los incrementos de los rubros que componen el COyM con respecto a los valores vigentes, que en algunos casos superaban el 97%.
- Respecto al cálculo de inductores, se requirió que explique las razones del porqué no se consideraron los estados financieros auditados del año 2012.
- Respecto al rubro de operación de centros de control, se requirió el sustento de los valores propuestos, puesto que se había considerado un porcentaje de dedicación a la transmisión del 100% (Formulario M-401.xls, hoja M-405).
- Se requirió el sustento del valor propuesto en la hoja "Resumen SE" del archivo "Formulario M-401.xls", el mismo que difiere del valor vigente, más aun si se tiene en cuenta que el VNR no ha registrado modificaciones.
- Se requirió que se justifique la propuesta sobre los costos de operación de subestaciones, debido a que las actividades consignadas en el archivo "Formulario M-401.xls, hoja M-402", corresponden mayormente a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica.
- Se solicitó indicar qué partidas se ha incluido y/o modificado sobre la base de los formatos utilizados en la fijación tarifaria del año 2013, puesto que se ha presentado un formato para el análisis de costos unitarios para las subestaciones de Paramonga, Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, con nomenclatura y codificación diferentes a las partidas aprobadas.
- Se requirió que se explique las diferencias significativas, del costo de mantenimiento anual de líneas de transmisión, entre el valor propuesto y el vigente.
- En relación a los costos de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión para la región costa, se ha considerado para la actividad "Reparación de Conductores o Cable de Guarda", un tipo de cable de guarda (1 EHS). Al respecto, se requirió los sustentos correspondientes dado que en la zona costa, al no ser una zona proclive a sobretensiones por caída de rayos, no es necesario realizar el apantallamiento con un cable de guarda en el módulo costa.
- En el cálculo del costo de mantenimiento anual de subestaciones, se ha considerado valores que difieren significativamente con respecto a los valores vigentes. Al respecto, se requirió que se justifique dichas diferencias.
- En el cálculo del costo de mantenimiento anual de centro de control, se ha considerado valores que difieren en 33% con respecto a los valores vigentes. Al respecto, se requirió que se justifique dichas diferencias.
- En relación a la gestión personal, se observó que ETESELVA ha incluido un analista de compras dedicado a la transmisión, sin presentar el sustento correspondiente.

- Se observó que los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" para el rubro "Transmisión", respecto a los costos de gestión comunes, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio. Por lo cual, se solicitó que presente los sustentos correspondientes que validen el criterio propuesto.
- Se observó que en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", dentro de la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control, no tienen participación en el rubro de Generación. Por lo cual, se solicitó la justificación correspondiente.
- Se requirió explicar el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión, debido a que los tiempos de dedicación por actividad principal mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no vienen siendo afectados por el 75%, conforme lo establece la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME.
- Se requirió explicar la utilización del 100% del factor de ITF, debido a que el factor del ITF determinado en la hoja "ITF" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no había sido afectado por el 70% según se establece en el informe del tributarista.
- Se observó que para determinar los costos de seguridad, se ha considerado la Remuneración Mínima Vital correspondiente a S/. 600 nuevos soles, lo cual contraviene las leyes actuales, que indican que la remuneración mínima es de S/. 750. Por lo cual, se solicitó que se explique y/o sustente los valores propuestos.
- Se observó que el porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que, según la evaluación realizada en la regulación del año 2013, resultó 0,246%. Por lo cual, se solicitó que se presente el sustento correspondiente.

J.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores 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 OSINERGMIN.

Costos de Operación y Mantenimiento

- ETESELVA señala que en el informe presentado se han corregido los errores de digitación.
- Se señala que los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos empleados por OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014 y en la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2012.

- Se señala que las remuneraciones empleadas en los cálculos del COyM son las correspondientes a la Fijación de Precios en Barra mayo 2013 – abril 2014, tal como se puede verificar en el archivo “gastos gestion_mod.xls”.
- Se señala que el COyM calculado por ETESELVA, para sus instalaciones pertenecientes al SPT, en el presente proceso de regulación es similar a los presentados en años anteriores. Asimismo, señala que la diferencia de costos se debe a que OSINERGMIN ha asumido criterios equivocados, que consisten en asignar los costos del personal en función de las ventas.
- Se señala que se ha actualizado el cálculo de los inductores considerando los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2012.
- Se señala que la principal diferencia se debe a que OSINERGMIN afecta los costos de los módulos de Telecomunicación y Centro de Control de ETESELVA, por un factor igual a 76,47%, indicando que se debe al número de señales que emplea ETESELVA y TERMOSELVA. Asimismo indica que ETESELVA, no comparte esta metodología, dado que el 100% de los costos de módulos de Telecomunicación y Centro de Control le deben ser reconocidos, ya que se ha empleado el concepto de empresa modelo, según lo establecido por OSINERGMIN.
- En relación a la asignación de costos de operación entre empresas, ETESELVA señala que es incorrecto lo manifestado por OSINERGMIN, puesto que el VNR de ETESELVA fue recalculado en la Fijación de Precios en Barra mayo 2013 – abril 2014.
- ETESELVA señala que ha eliminado las actividades no correspondientes a la operación de Subestaciones, recalculando el Formulario M-402. Sin embargo, menciona que OSINERGMIN en el rubro “Mantenimiento de Subestaciones” solo considera el mantenimiento del equipamiento y no el de la infraestructura civil asumiendo que ésta no lo necesita.
- Se señala que no está establecido que ETESELVA deba utilizar los mismo formatos empleados por OSINERGMIN. Además, menciona que ETESELVA, ha basado su propuesta en partidas reales empleadas en la operación de sus instalaciones, por lo que no necesariamente son las mismas a las utilizadas por OSINERGMIN.
- En relación al cálculo del costo de mantenimiento anual de líneas de transmisión, se señala que los precios unitarios empleados por ETESELVA, en su propuesta tarifaria, fueron actualizados al 31 de octubre de 2013, los mismos que para la etapa de absolución de observaciones fueron actualizados al 30 de diciembre de 2013.
- Respecto a que se ha considerado para la actividad "Reparación de Conductores o Cable de Guarda", un tipo de cable de guarda (1 EHS), se señala que no es correcto lo observado por OSINERGMIN, ya que de la revisión a dicha actividad se ha comprobado que no se emplea cable de guarda.
- Respecto al cálculo del costo de mantenimiento anual de subestaciones, se señala que las diferencias observadas se deben a que en el archivo "COyM ETESELVA-2013.xls", con el que se calcula el COyM de

ETESELVA para la fijación 2013, existen muchas hojas que se encuentran en valores, específicamente para este caso la hoja "M-202-01", lo que no permite actualizar los módulos de mantenimiento descritos en la hoja "M-201-01".

- Respecto a la gestión personal, se señala que ETESELVA considera un analista de compras y OSINERGMIN un asistente administrativo; dichos trabajadores tienen las mismas funciones y similares sueldos.
- Se señala que el criterio de asignación por ventas, empleado por OSINERGMIN, para determinar los inductores es errado, ya que las tres empresas del Grupo Aguaytía desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes.

Se agrega que, sin perjuicio de lo anterior, OSINERGMIN, para determinar los costos de personal de ETESELVA asignando los costos del personal del Grupo Aguaytía, en función de las ventas, debe considerar todas las áreas del grupo y no sólo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a ETESELVA frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

- ETESELVA señala que ha empleado el concepto de empresa modelo de transmisión, según lo establecido por OSINERGMIN, y ha considerado una organización con una parte administrativa, cuyas labores están involucradas y dan soporte a la gestión de las actividades de transmisión y una parte exclusivamente dedicada a la transmisión con el personal mínimo necesario para estas áreas, que garantice una operación eficiente y confiable de las instalaciones de transmisión.
- ETESELVA considera que la aplicación de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME no corresponde a empresas que no presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión pudiendo corresponder esta aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio. Además, recalca, que el 25% deducido para estudios y obras, OSINERGMIN no lo considera en ninguna inversión o estudio, llámese VNR.
- Sobre el factor de aplicación del ITF, ETESELVA señala que en reiteradas ocasiones ha solicitado a OSINERGMIN el informe del tributarista a fin de analizar y verificar dicho informe y quede completamente clara la utilización de los porcentajes.
- En relación a los costos de seguridad y seguros, ETESELVA señala que ha realizado las correcciones pertinentes según a lo solicitado por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° J.2, 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 N° J.2**Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de ETESELVA**

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	1 025 083

J.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC 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 de Transmisores del COES-SINAC y los análisis realizados por OSINERGMIN sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha considerado 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 2,809 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2014.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), OSINERGMIN ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, el mismo que fue actualizado con los Módulos Estándares aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD.

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.

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 ETESELVA y sobre ello, aquellos que pertenecen al SPT.

Por otro lado, para determinar la participación de la transmisión, ETESELVA considera que deben ser reconocidos el 100% de los costos de operación de centro de control y mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones. Al respecto, es necesario señalar que la proporción de la participación de la actividad de transmisión no puede ser asignada al 100% debido a que el Grupo Aguaytía cuenta con actividades de generación y transmisión. En ese sentido, se ha calculado la proporción en función al inductor de centro de control (N° señales) para Termoselva S.R.L (TERMOSELVA) y ETESELVA.

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 ETESELVA.

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, es del caso señalar 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, tal como es la pretensión de ETESELVA, al indicar que se debe incluir a todas las áreas y a la totalidad del personal del Grupo Aguaytía, sin el prorrateo correspondiente dedicado al negocio de transmisión.

Sin embargo, 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.

Asimismo, es necesario precisar que para determinar los costos del personal del Grupo Aguaytía se toma 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 2014.

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 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), es necesario aclarar que 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, el cual, 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, Area 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, 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 dicho 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, este se ha determinado en función al promedio de los porcentajes de prima de las empresas ISA, REP y

TRANSMANTARO⁵³, que es el promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,98 ‰ (por mil).

Respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha mantenido el cálculo efectuado en regulaciones anteriores, dado que la tasa promedio vigente de 0,005% 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”.

Respecto al porcentaje indicado en el informe del tributarista, ETESELVA indica que en reiteradas ocasiones ha solicitado a OSINERGMIN para que presente el informe del tributarista con el fin de analizar y verificar dicho informe; y de esta manera quede aclarada la utilización de los porcentajes. Al respecto, es importante señalar que en el Informe N° 0127-2010-GART que sustentó los Precios en Barra para el período mayo 2010 – abril 2011, se indicó la base legal y las razones por las que se considera sólo el 70% del ITF pagado, como parte de los costos de gestión y que forman parte del informe del tributarista. Asimismo, en el Informe N° 152-2011-GART que sustentó los Precios en Barra para el período mayo 2011-abril 2012, se reitera la base legal y las razones por las que se considera sólo el 70% del ITF pagado, además se indica que el informe del tributarista, que contiene el análisis de la aplicabilidad del ITF, se adjunta como anexo del Informe Legal N° 0154-2011-GART.

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.

Se ha considerado como remuneración mínima vital, 750 nuevos soles en concordancia con el Decreto Supremo N° 007-2012 del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) publicada el 17 de mayo 2012.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT asciende a US\$ 693 359, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° J.3:

⁵³ Información alcanzada a OSINERGMIN, por ISA, REP y TRANSMANTARO con cartas CS-00001-14011451(29/01/2014), CS-00001-14020805(29/01/2014) y CS-00002-14032686(29/01/2014), respectivamente.

Cuadro N° J.3

COyM del SPT de ETESELVA – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	72 006
Operación CC	39 965
Operación de Subestaciones	32 040
MANTENIMIENTO	195 479
Líneas de Transmisión	92 897
Subestaciones	41 836
Mantenimiento CC y TEL	60 745
GESTIÓN	401 800
Personal	208 746
No Personales	193 054
Costos No Personales sin Seguros	120 546
SEGUROS	72 508
SEGURIDAD	24 075
Sub Total COyM	693 359
VNR	21 642 013
COyM/VNR	3,20%

Anexo K

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de la Compañía Minera Antamina S.A. (ANTAMINA) que forman parte del SPT.

Dichas instalaciones están conformadas por parte de las instalaciones de la celda 220 kV, ubicada en la subestación Vizcarra, la cual es conexas a la línea de transmisión Vizcarra-Paramonga Nueva.

Cabe indicar que en la presente fijación tarifaria, no corresponde la actualización del VNR, dado que el mismo se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

K.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó la actualización del VNR de las instalaciones que corresponden a dicha actualización. Asimismo, presentó la actualización del COyM correspondiente a las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT.

El Cuadro N° K.1, resume los valores de la propuesta inicial de COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA.

Cuadro N° K.1

Propuesta Inicial de COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	20 733

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 06 de enero de 2014, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0003-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ANTAMINA, las cuales se resumen a continuación:

- Se señaló que los archivos de VNR y COyM de ANTAMINA habían sido presentados con los nombres "VNR-ANTAMINA-2013.xls" y "COyM ANTAMINA-2013.xls" respectivamente, cuando dichos archivos deberían corresponder a los cálculos de la fijación tarifaria del año 2014.

- Se observó que los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados hacían llamado de vinculación a archivos en direcciones ajenas a las carpetas presentadas, además que no se adjuntaban los archivos a los cuales se hacían el llamado de vinculación, lo cual no permitía su trazabilidad y la revisión de dichos archivos.
- Se señaló que los archivos correspondientes al cálculo de COyM y VNR, contienen errores del tipo "#iREF!" y "#N/A", por lo que se solicitó revisar y corregirlos debidamente.
- Se indicó que no se actualizaron los periodos que corresponden al cálculo del factor "ITF" en la hoja "ITF" del cálculo del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF).
- Se indicó que los costos considerados para el operador de centro de control y el auxiliar técnico en el análisis de costos unitarios de operación de centros de control se habían determinado en proporción al incremento que presenta cada uno de los puestos genéricos del cuadro de remuneraciones del año 2013 respecto al año 2012; ante ello se solicitó explicar los criterios asumidos o corregir considerando las remuneraciones vigentes de las encuestas elaboradas por la empresa PriceWaterHouseCooper.
- Se requirió sustentar el empleo de determinados valores de frecuencia de operación anual programada y no programada.
- Se solicitó incluir el sustento de los valores de costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ya que se encontraban en valores y no permitían su trazabilidad.
- Se observó incrementos en 5,58% en la remuneración mensual para todos los cargos; al respecto, se solicitó el sustento indicando la fuente correspondiente.
- En las hojas "M-504" y "M-510" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", los montos anuales (en nuevos soles) se presentaban en valores que carecen de sustento. Al respecto, se requirió presentar los sustentos para los conceptos detallados en las hojas mencionadas.
- Se observó que las hojas M-504 y M-510 contenían los mismos conceptos, sin embargo sus montos asignados a cada uno de ellos no coincidían; se solicitó sustento e indicar la razón de sumar ambos conceptos.

K.3 Respuesta a Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC 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.

- Señala que por un error involuntario los archivos correspondientes al VNR y COyM de ANTAMINA, fueron nombrados haciendo referencia al año

2013, por lo que se procedió a renombrar los archivos haciendo referencia al año 2014, a fin de evitar confusiones.

- Indica que se han revisado y corregido las vinculaciones de los archivos, se han incluido los archivos faltantes y se han eliminado los archivos que no tienen vinculación con los archivos de cálculo del COyM.
- Indica que se corrigieron las vinculaciones en las celdas que contenían errores del tipo “#¡REF!” y “#N/A”.
- Se señala que se procedió a actualizar el periodo en el cálculo del factor “ITF”, pero que este error no tiene impacto en los cálculos del COyM del año 2014.
- Señala que, para la determinación de los costos para el operador de centro de control y auxiliar técnico, se ha considerado un incremento en proporción a la variación de las remuneraciones del año 2013 respecto al año 2012. Para ello, se empleó un incremento promedio en las remuneraciones de manera referencial, dado que el valor final de las remuneraciones es elaborado por OSINERGMIN.
- Se señala que los valores de frecuencia anual de operación programada y no programada (hoja “AUXILIAR OP”), empleados por ANTAMINA en el cálculo del COyM del año 2014, corresponden a la información utilizada por OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria del año 2013.
- Señala que se ha procedido a actualizar dichos costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo consignados en las hojas “M-301-01” y “M-302-01”.
- Señala que en la remuneración mensual (hoja “M-501”), se consideró un incremento en proporción a la variación de las remuneraciones del año 2013 respecto al año 2012, utilizando un incremento promedio en las remuneraciones de manera referencial, dado que el valor final de las remuneraciones es elaborado por OSINERGMIN.
- Se señala que si bien las hojas “M-504” y “M-510” contienen varios conceptos similares o iguales, estos están referidos a actividades diferentes, una de ellas es referida a los costos de gestión no personales, mientras que la otra está referida a los costos de administración no personales (costos indirectos de transmisión). Dado que son dos actividades diferentes, el valor del costo no personal sin seguro resulta de la suma de los montos asignados en dichas hojas.

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

Cuadro No. K.2

Propuesta Final de COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	20 745

K.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la determinación del 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 de Transmisores del COES-SINAC y los análisis realizados por OSINERGMIN sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha considerado 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 2,809 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2014.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), OSINERGMIN ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, el mismo que fue actualizado con los Módulos Estándares aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD.

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.

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

Se debe reiterar que 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 las respuestas a las observaciones, sino que corresponden a costos de mercado tomados de lo publicado en la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

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.

Costos de gestión

Para el cálculo de la participación del SPT, OSINERGMIN ha utilizado la información de inversión consignada en la página Web de ANTAMINA, los ingresos estimados en función a la producción declarada el año 2012, así como la información obtenida del documento "REPORTE MINERIA 2012", 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.

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la información del estudio de mercado laboral, efectuado por la empresa consultora PriceWaterHouseCooper; así mismo, 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 2014.

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), es necesario aclarar que 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, el cual, 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, se mantiene el factor de aplicación del total de transmisión en 75% en la presente fijación tarifaria.

Se ha asignado correctamente la vinculación de seguro de vida en la hoja "M-501", dado que en regulaciones anteriores hacía referencia al porcentaje de CTS.

Respecto a los costos de seguros, estos se han determinado en función al promedio de los porcentajes de prima de las empresas ISA, REP y

TRANSMANTARO⁵⁴, que es el promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,98 ‰ (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.

Se ha considerado como remuneración mínima vital, 750 nuevos soles en concordancia con el Decreto Supremo N° 007-2012 del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) publicada el 17 de mayo 2012, asimismo, puede apreciarse que se reconocen los mismos conceptos a todas las empresas.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a US\$ 22 297, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. K.3

COyM del SPT de ANTAMINA – Análisis de OSINERGMIN

OPERACIÓN	2 565
Operación CC	128
Operación de Subestaciones	2 437
MANTENIMIENTO	7 658
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	7 463
Mantenimiento CC y TEL	195
GESTIÓN	10 240
Personal	5 044
No Personales	5 196
Costos No Personales sin Seguros	2 128
SEGUROS	3 068
SEGURIDAD	1 834
Sub Total COyM	22 297
VNR	920 541
COyM/VNR	2,42%

⁵⁴ Información alcanzada a OSINERGMIN, por ISA, REP y TRANSMANTARO con cartas CS-00001-14011451(29/01/2014), CS-00001-14020805(29/01/2014) y CS-00002-14032686(29/01/2014), respectivamente.

Anexo L

Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABAN

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de la empresa de generación San Gabán S.A. (SAN GABAN) 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 el mismo se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC mantiene el VNR vigente de las instalaciones de SAN GABAN que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2017. En cuanto al COyM de dichas instalaciones, se presenta el valor consignado en el Cuadro N° L.1.

El cuadro siguiente resume los valores de la propuesta inicial de COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro N° L.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de SAN GABÁN

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	51 682

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 06 de enero de 2014, OSINERGMIN, a través del Informe N° 0003-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

- En relación al informe presentado por SAN GABAN, se requirió que se realizaran correcciones, debido a que se habían encontrado capítulos

repetidos y errores de redacción; asimismo, lo descrito en dicho informe no guardaba coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo.

- En relación al COyM, se observó que los rubros que componen los COyM, experimentan incrementos superiores al 700%, respecto al vigente. Al respecto, se solicitó revisar los costos y explicar las variaciones.
- Se requirió justificar la propuesta sobre los costos de operación del centro de control, debido a que no se había indicado, en el análisis de costos unitarios, la fuente de donde provenían los costos consignados.
- Se requirió que se justifique la propuesta sobre los costos de operación de subestaciones, debido a que las actividades consignadas en el archivo "Formulario M-401.xls, hoja M-402", correspondían mayormente a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica.
- Se requirió que se justifique el criterio aplicado en las actividades de operación de las subestaciones, debido a que se consideraron frecuencias mensuales para las diferentes actividades; sin tener en cuenta que existen actividades que no necesariamente tienen una frecuencia mensual como por ejemplo las maniobras de equipos.
- Se observó la inclusión de nuevas actividades de mantenimiento de subestaciones en la hoja "M-201" del archivo "Formularios M-201.xls Por lo cual, se solicitó que se presente las justificaciones correspondientes.
- Se observó que en el archivo "Formularios M-001.xls" se usan valores de fijaciones anteriores (fijación tarifaria 2010-2011). Por lo cual, se solicitó que se presenten las justificaciones del caso.
- Se observó que en el archivo "Formularios M-401.xls" se utilizan valores de la hoja "M-303" del archivo "Formularios M-303" ", que corresponde al mantenimiento de telecomunicaciones; asimismo, se observó que para determinar el costo de mantenimiento de telecomunicaciones, se hace referencia al costo de mantenimiento de centro de control. Por lo cual, se solicitó realizar la corrección donde corresponda.
- Se observó la inclusión de nuevas actividades de mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones en la hoja "M-301" y "M-302" del archivo "Formularios M-301.xls ".Por lo cual, se solicitó la justificación correspondiente.
- Se observó que los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" para el rubro "Transmisión", respecto a los costos de gestión comunes, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio. Por lo cual, se solicitó que se presente los sustentos pertinentes que validen el criterio propuesto.
- Se observó que en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", dentro de la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación. Por lo cual, se solicitó la justificación correspondiente.

- Se observó que los datos consignados en la hoja “gastos no personales depurado” del archivo “gastos_gestion_mod.xls”, no tienen sustento debido a que no se ha presentado la fuente de los gastos de la cadena de gestión. Por lo cual, se solicitó la justificación correspondiente.
- Se requirió explicar el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión, debido a que los tiempos de dedicación por actividad principal mostrado en la hoja “M-502” del archivo “gastos gestión_mod.xls” no vienen siendo afectados por el 75% de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME.
- Se solicitó sustentar o corregir la aplicación del 100% del factor de ITF determinado en la hoja “ITF” del archivo “gastos gestion_mod.xls”.
- Se observó que el tipo de cambio utilizado en la hoja “Gastos no personales depurado” del archivo “gastos gestión_mod.xls”, corresponde a 3,30 S./US\$; el cual no concuerda con el tipo de cambio utilizado en otros cálculos (TC= 2,77 S./US\$). Por lo cual, se solicitó uniformizar el tipo de cambio.
- Se observó que para determinar los costos de seguridad, se ha considerado la Remuneración Mínima Vital correspondiente a S/. 600 nuevos soles, lo cual contraviene las leyes actuales, que indican que la remuneración mínima es de S/. 750. Por lo cual, se solicitó que se explique y/o sustente los valores propuestos.
- Se observó que el porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que, según la evaluación realizada en la regulación del año 2013, resultó 0,246%. Por lo cual, se solicitó que se presente el sustento correspondiente.

L.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES-SINAC presentó en la absolución de observaciones, nuevos valores de COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN que forman parte del SPT. A continuación se resume lo presentado como absolución a las observaciones planteadas por OSINERGMIN:

- Se señala que en el informe se han corregido los errores de digitación; además menciona que el Resumen Ejecutivo de su informe es claro y presenta los resultados obtenidos.
- Respecto a los rubros que componen los COyM, se señala que, en la hoja “índices”, se ha actualizado la información en base a los estados financieros del año 2010. Además, indica que OSINERGMIN, en el cálculo de los índices que afectan las distintas partidas del COyM, comete muchos errores en la hoja “Índices”, errores que mantiene de regulaciones anteriores y que son observados por SAN GABÁN constantemente en los procesos regulatorios.
- Respecto a la operación de centro de control, se señala que se ha actualizado la hoja “C.unit” considerando los costos contenidos en la hoja

“RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls” empleada por OSINERGMIN en la Fijación de los Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014.

- Respecto a la operación de subestaciones, se señala que se ha tomado en cuenta la observación de OSINERGMIN y además menciona que las actividades de operación son calculadas para un período de un año o 12 meses.
- En relación al mantenimiento de subestaciones, se señala que no es correcto que se haya incluido nuevas actividades de mantenimiento, se considera las mismas que en fijaciones anteriores y son las que se realizan en el mantenimiento de sus instalaciones. Además, se indica que el archivo “Formularios M-001.xls” se encuentra vinculado correctamente con la hoja “RECURSOS DE MANTENIMIENTO.xls” empleada por OSINERGMIN en la Fijación de los Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014.
- En relación al mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones, se señala que se ha cambiado la descripción de los Elementos del formulario M-303.
- En relación a los costos de gestión, se señala que las diferencias significativas se deben a los errores de OSINERGMIN en el cálculo de los inductores.
- Respecto a los costos de gestión de personal, se señala que ha empleado el concepto de empresa modelo de transmisión, según lo establecido por OSINERGMIN y ha considerado una organización con una parte administrativa, cuyas labores están involucradas y dan soporte a la gestión de las actividades de transmisión y una parte exclusivamente dedicada a la transmisión con el personal mínimo necesario para estas Áreas, que garantice una operación eficiente y confiable de las instalaciones de transmisión.

Asimismo, señala que, sin perjuicio de lo mencionado, OSINERGMIN para determinar los costos de personal de Transmisión asignando los costos del personal de SAN GABÁN, en función de las ventas, debe considerar todas las áreas y el 100 % del personal de la empresa y no solo las áreas correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a SAN GABÁN frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

- En relación a la hoja "gastos no personales depurado" del archivo "gastos_gestion_mod.xls", se señala que estos gastos son los realizados por la empresa SAN GABÁN en el período 2011 actualizados para la presente fijación; además se indica que la información de los Estados Financieros Auditados no puede ser empleada ya que en ellos no se muestra el detalle de las notas por partida.
- Respecto a la aplicación de la Resolución Ministerial N° 197-94-EM/VME, denominada “Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas”, SAN GABAN considera que es de aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio.

- Sobre el factor de aplicación del ITF, SAN GABAN señala que en reiteradas ocasiones ha solicitado a OSINERGMIN el informe del tributarista a fin de analizar y verificar dicho informe y quede completamente clara la utilización de los porcentajes.
- En relación a los costos de seguridad y seguros, se señala que ha realizado las correcciones pertinentes según a lo solicitado por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° L.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro N° L.2

Propuesta Final de COyM del SPT de SAN GABÁN

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	52 624

L.4 Análisis y Propuesta de OSINERGMIN

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC 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.

L4.1. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC y los análisis realizados por OSINERGMIN sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha considerado 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 2,809 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 31 de marzo de 2014.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), OSINERGMIN ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, el mismo que fue actualizado con los Módulos Estándares aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD.

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.

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.

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.

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 SAN GABÁN 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 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 y Seguridad

En relación a los Costos de Gestión y Seguridad, las respuestas de SAN GABAN, son prácticamente las mismas que las dadas por ETESELVA, por lo que el análisis efectuado a la propuesta final que se desarrolla en la sección J.4 del Anexo J del presente informe, es válido como análisis en lo pertinente para esta sección.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT asciende a US\$ 22 675 según el detalle que se muestra en el Cuadro N° L.3.

Cuadro N° L.3**COyM del SPT de SAN GABÁN – Análisis de OSINERGMIN**

OPERACIÓN	1 426
Operación CC	514
Operación de Subestaciones	912
MANTENIMIENTO	6 200
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 419
Mantenimiento CC y TEL	781
GESTIÓN	13 224
Personal	8 157
No Personales	5 067
Costos No Personales sin Seguros	3 111
SEGUROS	1 956
SEGURIDAD	1 825
Sub Total COyM	22 675
VNR	556 278
COyM/VNR	4,08%

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 consumidores finales) para asegurar que la Remuneración anual (en adelante "RA") de REP sea íntegramente pagada en conformidad con lo establecido en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano y dicha empresa de transmisión.

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)⁵⁵ 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 OSINERG N° 336-2004-OS/CD (en adelante el "PROCEDIMIENTO").

Asimismo, se han tomado en cuenta las Resoluciones OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD y N° 054-2013-OS/CD y sus modificatorias; así como, la información con que cuenta OSINERGMIN hasta antes de la fecha de la elaboración del presente informe, la misma que fuera remitida por REP. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el procedimiento establecido.

De acuerdo con el CONTRATO, OSINERGMIN debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores para asegurar que la RAG⁵⁶ y la RAA, sean íntegramente pagadas a la Sociedad Concesionaria. Así mismo, deberá fijar las proporciones del pago mensual que deben efectuar los generadores y los consumidores finales. A este respecto, los cálculos correspondientes se exponen en el apartado M.3.

Para efectos del CONTRATO, el año 12 corresponde al periodo mayo 2013 – abril 2014 y el año 13 corresponde al periodo mayo 2014 – abril 2015.

⁵⁵ Cabe precisar que en julio de 2006 se modificó el Anexo 7 a través de la suscripción de la correspondiente Adenda. En este sentido, se varió el orden de pago y en la actualidad, para el cálculo de la RAG, se considera, antes de la remuneración del SPT, los montos que corresponden pagar a los consumidores finales por los SST.

⁵⁶ Monto anual de US\$ 58 638 000,00.

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2014 - abril 2015 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, 12, 13, 14, 15 y 16:

Ampliación N° 1

La Cláusula Adicional se suscribió el 31 de marzo de 2006. Mediante esta cláusula 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 es el siguiente:

Cuadro No. M.1
Instalaciones de la Ampliación N° 1

	Descripción	Monto US\$
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 US\$ 772 619 dólares americanos.

Ampliación N° 2

La Cláusula Adicional se suscribió el 26 de julio de 2006. Mediante esta cláusula 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 adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.2
Instalaciones de la Ampliación N° 2**

	Descripción	Monto US\$
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

Ampliación N° 3

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 3 que comprende el “Proyecto de Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.3
Instalaciones de la Ampliación N° 3**

	Descripción	Monto US\$
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

Ampliación N° 4

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 4 que comprende el “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 adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.4
Instalaciones de la Ampliación N° 4**

	Descripción	Monto US\$
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

Ampliación N° 5

La Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 21 de enero de 2009. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución del Ampliación 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 adicional es el siguiente:

**Cuadro No. M.5
Instalaciones de la Ampliación N° 5**

Ítem	Descripción	Quencoro	Azángaro	Trujillo Norte	Banco Trujillo Norte	Piura Oeste	Tingo María	Adecuación Conexión Bellavista	Independencia	Monto US\$
1	Inversión	2 699 140	2 973 660	4 471 312	1 114 635	6 197 875	3 042 768	1 384 427	2 251 814	24 135 629
2	Gerenciamiento	242 923	267 629	402 418	100 317	557 809	273 849	124 598	202 663	2 172 206
3	Instalación Provisional (*)		387 859							387 859
4	TOTAL	2 942 063	3 629 147	4 873 730	1 214 952	6 755 684	3 316 617	1 509 025	2 454 477	26 695 693

Ampliación N° 6

La Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 30 de noviembre de 2009. Mediante esta cláusula 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. Así mismo, 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 adicional es el siguiente:

Cuadro No. M.6
Instalaciones de la Ampliación N° 6

	Descripción	Monto US\$ (*)
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.

La Ampliación N° 6 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veintiún (21) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

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 es el siguiente:

Cuadro No. M.7
Instalaciones de la Ampliación N° 7

Ítem	Descripción	Subestación					Monto US\$
		Chavarría	San Juan	Santa Rosa	Ventanilla	Zapallal	
1	Inversión	3 377 790	6 049 494	3 343 441	3 527 922	4 004 689	20 303 336
2	Gerenciamiento						2 436 400
Total							22 739 737

La Ampliación N° 7 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veinte (21) meses, contados a partir de la fecha de

suscripción de dicha cláusula, de acuerdo a lo señalado en la Adenda N° 1 de la Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones (Ampliación N° 7), suscrita el 19 de setiembre de 2011.

Ampliación N° 8

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 “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 la capacidad de transmisión de 141 MVA a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L2209) y la ampliación de la capacidad de transmisión de 141 MVA a 180 MVA de la línea de transmisión en 220 kV Ica – Marcona (L-2211).

**Cuadro No. M.8
Instalaciones de la Ampliación N° 8**

	Descripción	Monto US\$
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

La Ampliación N° 8 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a dieciséis (16) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

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), cuyo detalle se presenta a continuación.

Cuadro No. M.9
Instalaciones de la Ampliación N° 9

Ítem	Descripción	Segundo Circuito Chiclayo-Guadalupe-Trujillo				Ampliación de Transformación de Subestaciones			Total
		S.E. Chiclayo	S.E. Guadalupe	S.E. Trujillo	L.T. Chiclayo-Guadalupe-Trujillo	S.E. Huacho	S.E. Chiclayo	S.E. Guadalupe	
1	Inversión	1 241 900	2 160 252	1 315 718	7 306 300	7 186 269	3 809 362	3 923 728	26 943 530
2	Gerenciamiento								2 424 918
3	Instalación provisional								232 055
4	Sistema de Transferencia de Carga								136 144
	Total								29 736 647

La Ampliación N° 9 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veintiún (21) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de la Adenda N° 1.

Ampliación N° 10

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011. Mediante esta cláusula 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 500/200kV” y la “Segunda Etapa de Ampliación de la Subestación Independencia 60 kV”.

Cuadro No. M.10
Instalaciones de la Ampliación N° 10

	Descripción	Monto US\$
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

La Ampliación N° 10 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a veintiún (21) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

Ampliación N° 11

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011. Mediante esta cláusula 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”.

**Cuadro No. M.11
Instalaciones de la Ampliación N° 11**

	Descripción	Monto US\$
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

Mediante Adenda N° 1 a la Décimo Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones, se ha establecido que dicha Ampliación deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor a once (11) meses, contados a partir de la fecha de suscripción de dicha cláusula.

Ampliación N° 12

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 10 de febrero de 2011. Mediante esta cláusula 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”.

**Cuadro No. M.12
Instalaciones de la Ampliación N° 12**

	Descripción	Monto US\$
1	Subestación Ayaviri	2 179 680
2	Subestación Puno	4 898 927
Total Estimado de la Inversión		7 078 600

Ampliación N° 13

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de mayo de 2012. Mediante esta cláusula 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”.

**Cuadro No. M.13
Instalaciones de la Ampliación N° 13**

	Descripción	Monto US\$
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

Ampliación N° 14

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 27 de julio de 2012. Mediante esta cláusula se acordó la “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”.

**Cuadro No. M.14
Instalaciones de la Ampliación N° 14**

	Descripción	Monto US\$
1	Subestación Reque	8 862 246
2	Subestación Trujillo Norte	4 150 356
Total Estimado de la Inversión		15 756 142

Ampliación N° 15

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 20 de febrero de 2013. Mediante esta cláusula 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.”

**Cuadro No. M.15
Instalaciones de la Ampliación N° 15**

	Descripción	Monto US\$
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

Ampliación N° 16

La Décimo Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 11 de julio de 2013. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación N° 16 que comprende: i) “Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV”, ii) “Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis –S.E. Huánuco y c) S.E. Amarilis - L.T. a S.E. Paragsha”, y iii)

“Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA”.

Cuadro No. M.16
Instalaciones de la Ampliación N° 16

	Descripción	Monto US\$
1	Enlaces de conexión en 138 kV	3 629 991
2	Nueva Subestación Amarilis	5 320 934
3	Ampliación LT Paragsha – Huánuco	1 052 518
Total Estimado de la Inversión		10 003 443

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 US\$ 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.

Total con Ampliaciones

De acuerdo al Informe de Auditoría presentado por REP y validado en su oportunidad por el MINEM mediante oficio N° 624-2008-MEM/DGE, el valor definitivo de inversión de la Ampliación N° 1 asciende a US\$ 35 998 275, que corresponde a la construcción de la nueva Subestación Chilca REP y ampliaciones de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la S.E. San Juan hasta la futura S.E. Chilca REP y US\$ 810 544 que corresponde a la repotenciación del sistema de

barras de la S.E. San Juan⁵⁷; así mismo, dicha Ampliación comprende el retiro de un tramo de 48,5 km de la línea L-2207 entre las subestaciones Chilca y San Juan, con un monto de COyM igual a US\$ 104 288. Asimismo, en el caso de la Ampliación N° 2, el valor definitivo de inversión consignado en el Informe de Auditoría correspondiente indica US\$ 35 020 600.

Por otro lado, se ha considerado los valores de inversión definitivos de las Ampliaciones N° 3 y 4 contenidos en los Informes de Auditoría respectivos, los cuales han sido remitidos por el MINEM mediante oficio N° 179-2010-EM/VME. En consecuencia, el monto de la Ampliación N° 3 asciende a US\$ 16 517 865 y el de la Ampliación 4 asciende a US\$ 4 843 151.

Además, se está considerando el valor de inversión definitivo de la Ampliación N° 5 contenido en el informe de Auditoría remitido por REP mediante comunicación N° CS-065-12011142, de fecha 14 de marzo de 2012.

Asimismo, se está considerando el valor de inversión definitivo de la Ampliación N° 6 contenido en el Informe de Auditoría remitido por REP mediante comunicación N° CS-010-13011142, de fecha 21 de enero de 2013.

En el caso de las Ampliaciones N° 7 a N° 14, se han considerado los valores de inversión estimados consignados en las respectivas Cláusulas Adicionales de Ampliaciones.

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° 16. El resumen de las inversiones consideradas para efectos del presente proceso se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. M.17
Inversiones para el total de Ampliaciones

Ampliación	Inversión (US\$)
Ampliación N° 1	36 808 819
Ampliación N° 2	35 020 600
Ampliación N° 3	16 517 865
Ampliación N° 4	4 843 151
Ampliación N° 5	42 135 446
Ampliación N° 6	21 370 609
Ampliación N° 7	22 739 737
Ampliación N° 8	3 066 672
Ampliación N° 9	29 736 647
Ampliación N° 10	4 731 811
Ampliación N° 11	5 811 529
Ampliación N° 12	7 078 600
Ampliación N° 13	12 176 570
Ampliación N° 14	15 753 142
Ampliación N° 15	44 631 096
Ampliación N° 16	10 003 443

⁵⁷ Con fecha 11 de abril de 2008 se suscribió la Adenda modificatoria de la Primera Cláusula Adicional, con la finalidad de incorporar el Proyecto de "Repotenciación del Sistema de barras de la Subestación San Juan" como parte de la Ampliación N° 1

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 la Ampliaciones N° 10, N° 11, N° 12, N° 13, N° 14, N° 15 y N° 16.

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 2014, asciende a un total de US\$ 37 404 692.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 13 (2014-2015)

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.

En este sentido, en el presente informe se utiliza el valor del índice de 185,4, correspondiente al valor preliminar del mes de octubre de 2013 (Ver Anexo P). Cabe señalar que de acuerdo a lo señalado en el contrato de concesión, 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 $185,4/149,9 = 1,2368245$; en consecuencia se tiene:

$$\text{RAG (13)} = \text{US\$ } 58\,638\,000 \times 1,2368245 = \text{US\$ } 72\,541\,918$$

Asimismo, el valor de la RAA actualizada, asciende a US\$ 44 280 153⁵⁸. Este monto incluye el valor final de auditoría de la Ampliación N° 1, sustentado por REP y validado por el MINEM con oficio N° 624-2008-MEM/DGE; de igual forma ocurre con el informe de auditoría para la Ampliación N° 2, sustentado por REP y validado por el MINEM con oficio N° 368-2009-MEM/DGE; los valores de inversión definitivos de las Ampliaciones N° 3 y 4, contenidos en los Informes de Auditoría respectivos, los cuales han sido remitidos por el MINEM mediante oficio N° 179-2010-EM/VME, el valor definitivo de inversión

⁵⁸ Este valor es el resultado de la aplicación de las últimas Adendas al CONTRATO.

de la Ampliación N° 5, remitida por REP mediante comunicación N° CS-065-12011142, de fecha 14 de marzo de 2012 y el Informe de Auditoría de la Ampliación N° 6 remitido por REP mediante comunicación N° CS-010-13011142, de fecha 21 de enero de 2013.

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 OSINERGMIN. 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 OSINERGMIN.

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

$$RA = US\$ 72 524 918 + US\$ 44 280 153 = US\$ 116 805 071$$

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, con fecha 21 de enero de 2014, REP presentó, mediante documento CS-006-14011142, su propuesta de liquidación para el período mayo 2013-abril 2014 en base a la información disponible hasta diciembre 2013. Cabe señalar que el PROCEDIMIENTO prevé un Reajuste de la Liquidación con la información de los meses de enero hasta abril de 2013, que presente REP en los plazos establecidos en el mismo.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2013 a abril de 2014 se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro No. M.18

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual US\$	Valor a Abril del 2014 US\$	Saldo de liquidación		
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2014	
1	Mayo	14/06/2013	2,723	13 294 921,47	9 561 873,46	22 856 794,93	8 393 975,37	8 295 584,58	9 312 884,38	-98 390,79	-109 161,87
2	Junio	12/07/2013	2,771	13 366 737,72	10 446 151,31	23 812 889,03	8 593 608,46	8 295 584,58	9 444 752,49	-298 023,88	-327 541,31
3	Julio	14/08/2013	2,798	13 465 162,54	9 929 499,86	23 394 662,40	8 361 208,86	8 295 584,58	9 102 959,05	-65 624,29	-71 446,03
4	Agosto	13/09/2013	2,777	13 587 316,98	10 008 119,00	23 595 435,98	8 496 736,04	8 295 584,58	9 163 558,18	-201 151,46	-216 937,79
5	Septiembre	14/10/2013	2,772	13 666 842,09	9 987 374,77	23 654 216,86	8 533 267,27	8 295 584,58	9 116 452,25	-237 682,69	-253 926,52
6	Octubre	14/11/2013	2,800	13 734 976,72	10 223 010,52	23 957 987,24	8 556 424,01	8 295 584,58	9 055 268,02	-260 839,44	-276 046,51
7	Noviembre	13/12/2013	2,769	13 737 376,23	10 229 837,93	23 967 214,16	8 655 548,63	8 295 584,58	9 074 069,69	-359 964,05	-377 369,37
8	Diciembre	14/01/2014	2,801	13 670 394,76	10 390 768,56	24 061 163,32	8 590 204,68	8 295 584,58	8 920 917,43	-294 620,11	-305 962,63
9	Enero	14/02/2014	2,815	13 669 909,14	10 362 501,39	24 032 410,53	8 537 268,39	8 295 584,58	8 782 606,82	-241 683,82	-248 629,17
10	Febrero	14/03/2014	2,803	13 644 298,89	9 200 606,52	22 844 905,41	8 150 162,47	8 295 584,58	8 305 566,70	145 422,10	148 194,96
11	Marzo	14/03/2014	2,803	13 651 698,97	9 200 606,52	22 852 305,49	8 152 802,53	8 295 584,58	8 230 162,78	142 782,05	144 136,88
12	Abril	14/03/2014	2,803	13 610 280,19	9 200 606,52	22 810 886,71	8 138 025,94	8 295 584,58	8 138 025,94	157 558,64	157 558,64
	Total								106 647 223,74	-1 612 217,74	-1 737 130,74

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 12 (Res. 053-2013-OS/CD y Res. 135-2013) (US\$) (A)	Recalculo Ampliaciones Menores y RAA (USD) al 30/04/14 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 12 (US\$) al 30/04/14 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/14 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/14 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/14 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/14 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/14 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 13 (USD) al 30/04/15 (J)
104 910 093	328 851	105 238 944	106 647 224	-1 408 280	12 584	446	-1 395 251	-1 562 681

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 12) (USD) al 30/04/15 (K)	RAA al 30/04/15 (USD) (L)	RA al 30/04/15 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 13 (USD) al 30/04/15 (J)	RA año 13 al 30/04/15 (USD) (M+J)
72 524 918	44 280 153	116 805 071	-1 562 681	115 242 390

Asimismo, se ha considerado el ajuste de la RAA como consecuencia de la modificación del plazo de puesta en servicio de las instalaciones de la Ampliación N° 5, Ampliación N° 6, Ampliación N° 7 y Ampliación N° 8. Cabe señalar que REP deberá alcanzar el acta de puesta en operación comercial de las restantes ampliaciones para efectos de corregir los valores de la liquidación de ingresos.

Con base a lo mencionado, se modifica la RAG a liquidar la cual asciende a US\$ 104 910 093.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, el saldo de la Liquidación del Periodo mayo 2014 - abril 2015, expresada a fines de abril de 2014, asciende a US\$ -1 408 280.

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 2013 – abril 2014 a la RA del periodo mayo 2014 – abril 2015; dicho monto comprende US\$ 12 584 por ingresos de la RA y US\$ 446 por ingresos adicionales a la RAG, con lo cual el reajuste de liquidación asciende a US\$ -1 395 251.

$$\text{US\$ } -1\ 395\ 251 = -1\ 408\ 280 + 12\ 584 + 446$$

Este monto, expresado al 30 de abril de 2015, es igual a US\$ -1 562 681.

El detalle del cálculo efectuado se muestra en los cuadros siguientes:

Cuadro No. M.19
ITF de Ingreso por la RA

Mes	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente					Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
		US \$	RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			
Mayo	14/06/2013	2,723	13 294 921	9 561 873	22 856 795	8 393 975	0,0001180	990	1 099
Junio	12/07/2013	2,771	13 366 738	10 446 151	23 812 889	8 593 608	0,0001180	1 014	1 114
Julio	14/08/2013	2,798	13 465 163	9 929 500	23 394 662	8 361 209	0,0001180	987	1 074
Agosto	13/09/2013	2,777	13 587 317	10 008 119	23 595 436	8 496 736	0,0001180	1 003	1 081
Septiembre	14/10/2013	2,772	13 666 842	9 987 375	23 654 217	8 533 267	0,0001180	1 007	1 076
Octubre	14/11/2013	2,800	13 734 977	10 223 011	23 957 987	8 556 424	0,0001180	1 010	1 068
Noviembre	13/12/2013	2,769	13 737 376	10 229 838	23 967 214	8 655 549	0,0001180	1 021	1 071
Diciembre	14/01/2014	2,801	13 670 395	10 390 769	24 061 163	8 590 205	0,0001180	1 014	1 053
Enero	14/02/2014	2,815	13 669 909	10 362 501	24 032 411	8 537 268	0,0001180	1 007	1 036
Febrero	14/03/2014	2,803	13 644 299	9 200 607	22 844 905	8 150 162	0,0001180	962	980
Marzo	14/03/2014	2,803	13 651 699	9 200 607	22 852 305	8 152 803	0,0001180	962	971
Abril	14/03/2014	2,803	13 610 280	9 200 607	22 810 887	8 138 026	0,0001180	960	960
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2014 US\$									12 584
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2015 US\$									14 094

Cuadro No. M.20
ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

Mes	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)			
	US \$	Facturación Mensual	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
Mayo	2,723	320 941	0,0001180	38	42
Junio	2,771	306 953	0,0001180	36	40
Julio	2,798	313 211	0,0001180	37	40
Agosto	2,777	293 336	0,0001180	35	37
Septiembre	2,772	296 949	0,0001180	35	37
Octubre	2,800	378 745	0,0001180	45	47
Noviembre	2,769	324 324	0,0001180	38	40
Diciembre	2,801	317 981	0,0001180	38	39
Enero	2,815	326 394	0,0001180	39	40
Febrero	2,803	231 542	0,0001180	27	28
Marzo	2,803	231 542	0,0001180	27	28
Abril	2,803	231 542	0,0001180	27	27
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2014 US\$					446
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2015 US\$					499

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo mayo 2014 – abril 2015 resulta en US\$ 115 242 390, expresado al 30 de abril de 2015, conforme se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. M.21**Cálculo de la RA de Red de Energía del Perú S.A.**

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	72 524 918
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	44 280 153
Total RAA (2014-2015)	116 805 071
Liquidación Anual de la RAG (May-13-Abr-14)	-1 577 274
Saldo a favor del ITF de Mayo 13 a Abril 14	14 094
Recuperación del ITF Adic a la RAG	499
Corrección del COyM de Ampliaciones de periodos anteriores	0
Total RA (2014-2015)	115 242 390

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”⁵⁹.
- 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

⁵⁹ “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

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 Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$*

“ ...

El procedimiento para el cálculo del pago de los consumidores, o cualquier parte de la metodología descrita para este fin, podrán ser modificados por el OSINERGMIN, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la $RA_2(n)$ y sin afectar el cálculo de la $RA_2(n)$.”

M.3.1 Determinación del Pago de los Generadores – RA1 (13)

A fin de estimar el monto anual del pago de los titulares de generación, para el periodo mayo 2014 – abril 2015, se ha visto por conveniente considerar las compensaciones señaladas en el Anexo N° 9 del proyecto de resolución, publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 054-2013-OS/CD, que fija Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2013 hasta abril de 2017.

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (13), asciende a la suma de US\$ 66 482 186, expresado al 30 de abril de 2015.

M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(13)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(13)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 13, RA2(13), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(13) = RA(13) - RA1(13)$$

Donde:

RA2(13): Componente de la RA correspondiente al año 13, asignado a la demanda.

RA(13): Es la RA actualizada al año 13 determinada en M.3.

RA1(13): Componente de la RA correspondiente al año 13, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(13), para el año 13, es igual a US\$ 48 760 204.

Cuadro No. M.22

Determinación del Pago de los Consumidores – RA2(13)

Concepto	(US\$)
Remuneración Anual (13)	115 242 390
Pago generadores RA1 (13)	66 482 186
Pago consumidores RA2 (13)	48 760 204

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RA_{SST}(13)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RAG2(13) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(13): 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}(13): 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 2014 – abril 2015, los ingresos por peajes del SST serían US\$ 32 278 646 (US\$ 1 684 859 por concepto de Ingreso Tarifario y US\$ 30 593 787 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 US\$ 21 296 089. La suma

de ambos montos resulta en US\$ 53 574 735, que es mayor a la RA2(13), en US\$ 4 814 551. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, si corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados, el que corresponde a un descuento de US\$ 4 814 551.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en US\$ 21 296 089, según el detalle presentado a continuación.

Cuadro N° M.23
Determinación de la RA_{SST} y RA_{SPT} (13)

Concepto	Sin Reajuste	Con Reajuste
	US\$	US\$
RA	115 242 370	115 242 370
RA1	66 482 186	66 482 186
RA2	48 760 184	48 760 184
RA2 SST	32 278 646	27 464 095
ITA	1 684 859	1 684 859
PSST	30 593 787	25 779 236
RA2 SPT	16 481 538	21 296 089

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 del año 2013, en cuanto a la Central Térmica:

- a. Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio.

Al respecto, escala los costos de la Fijación Tarifaria del año 2013, con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera. Señala el SCG que dichos factores se determinaron en función del tipo de cambio e índices de precios al por mayor para moneda nacional y los PPI-USA para moneda extranjera. Manifiesta, además, que los valores finales de estas variables son los correspondientes al 31-12-2013 y, que deberán ser actualizados al 31-03-2014.

Por otro lado, en cuanto a los costos de Conexión Eléctrica, el SCG indica que su propuesta contempla las siguientes modificaciones respecto de la fijación de Precios en Barra del año 2013:

- a. 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 fijada con Resolución OSINERGMIN N° 010-2013-OS/CD (MOD_INV_2013). Dicho Precio FOB, se ha obtenido mediante la utilización directa de costos de Módulos Estándares de Transmisión, es decir no sólo se actualizaron los costos de los elementos sino también, internamente, los costos indirectos de la conexión eléctrica.
- b. El costo FOB hallado conforme a lo indicado en el ítem anterior se ha multiplicado por el factor de ajuste en moneda extranjera, debido a que, según manifiesta, los costos de los módulos fueron vigentes a marzo 2013.
- c. Se adicionó un módulo de edificio de control tipo convencional al exterior, tensión 220 kV.

En la propuesta del SCG, la suma del monto de inversión total de la Central Térmica más el de la Conexión Eléctrica asciende a 62,6 millones de US\$. Al respecto, señala el SCG que este valor resulta muy inferior a los costos vigentes de unidades de ciclo abierto, como es el caso de Kallpa 3 (USD 98 millones) o el caso de la TG8 de Santa Rosa (USD 85 millones), que fueron puestas en operación el año 2010 y que operan en base a gas natural.

En cuanto al Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe), señala que el rubro “Sueldo bruto US\$/mes” de los costos fijos de personal, fue actualizado por el factor de ajuste en moneda nacional. Así mismo, menciona que para el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento se actualizó el monto regulado por OSINERGMIN en la fijación tarifaria de 2013, por el factor de ajuste en moneda extranjera determinado por la variación del índice WPSSOP3500 publicado por el Bureau of Labor Statistics del United States Department of Labor.

N.1.2 Análisis de la Propuesta

De manera previa al detalle del análisis de la propuesta del SCG, con relación a su afirmación en el sentido que el resultado del monto de inversión total de la central térmica estándar resulta muy inferior a los costos de unidades de ciclo abierto; cabe señalar que, el Precio Básico de Potencia constituye una señal tarifaria que obedece a criterios de eficiencia económica y que no necesariamente debe ser igual a los costos en que incurren los concesionarios para proyectos particulares. Sin perjuicio de lo anterior, también es del caso señalar que conceptualmente el Precio Básico de Potencia corresponde a los costos de una unidad de punta que opera relativamente pocas horas al año, característica que no corresponde a las unidades a que hace mención el SCG.

a. Respecto de las modificaciones propuestas en los costos de la Central Termoeléctrica:

- i. Precio FOB: Se ha procedido a revisar el cálculo efectuado por el SCG conforme se detalla en la sección N.2 del presente Anexo.
- ii. Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, 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 2013, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSSOP3500 entre marzo de 2013 y marzo de 2014⁶⁰ 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 2013 considerando la variación del IPM y del tipo de cambio entre marzo de 2013 y marzo de 2014.

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 utilización directa de los costos de los Módulos Estándar de Transmisión, los cuales comprenden la suma de los precios FOB, propiamente, más los costos de aranceles, aduanas, transporte local, obras civiles, montaje electromecánico, obras electromecánicas, ingeniería de detalle, pruebas y puesta en servicio y el total de los costos indirectos. Adicionalmente a este precio FOB, en la propuesta

⁶⁰ Valor más reciente al 31 de marzo de 2014

del SGC se agrega montos por transporte y seguro marítimo, aranceles, gastos de desaduanaje, transporte local, montaje y pruebas; lo que significa que se está duplicando la valorización de estos conceptos. En ese sentido, se ha corregido esta duplicidad de conceptos en la determinación del precio FOB.

Así mismo, el SCG aplicó los costos de módulos estándares que no corresponden al tipo de subestación empleada para la Conexión Eléctrica; tales como, el módulo SA-010-100COU1 para servicios auxiliares, el módulo TELI-CO-MED01 para telecomunicaciones, el módulo RT-COENE220SB060SB-02-I3 para red de tierra, el módulo IE-COC1E060LT-01 para instalaciones eléctricas al exterior y el módulo CC-CO-PEQ01 para el Centro de Control.

Por lo que, para la presente regulación, se aplicó el mismo criterio de la regulación del año 2013, de modo que para el caso de la celda y del transformador de potencia se hace uso de los precios FOB contenidos en la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de inversión para sistemas de transmisión con costos 2013”, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificado con la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD. Para el resto de partidas se consideraron los mismos costos de la regulación del año 2013.

- ii. Otras Partidas: En la propuesta del SCG, tal como se mencionó en el párrafo anterior, para la determinación del Precio FOB de la Conexión Eléctrica se ha utilizado los costos de los Módulos Estándares, sin adjuntar el sustento correspondiente sobre la necesidad de considerar dichos costos, por lo que se ha retirado y se está considerando los costos vigentes publicados en la regulación anterior.

En ese sentido, las partidas Transporte local, Obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local y Supervisión se ha procedido a ajustar los costos de la regulación del año 2013 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio entre marzo de 2013 y marzo de 2014. 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 24 de marzo de 2014, de 7,83%, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú.

- c. En cuanto al “Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento”, en la propuesta del SCG se identificó lo siguiente:
 - i. A los Costos Fijos de Personal y Otros se aplicó un factor de ajuste (con base en el IPM y el Tipo de Cambio) sin que se presente el correspondiente sustento. Así mismo, se aplicó este factor por duplicado.
 - ii. En cuanto a los “Costos Fijos de Operación y Mantenimiento”, se aplicó un factor de ajuste al valor de la regulación 2013, en lugar de aplicar el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de

Potencia aprobado mediante Resolución OSINERG 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 24 de marzo de 2014, 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, disponible al 31 de marzo de 2014, seis 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 Procedimiento⁶¹: V94.2, SGT5-2000E, AE94.2K, GT13E2, 7FA, M501F3.

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 169,97 MW y un precio FOB_{TG} de 44 269 miles US\$, de conformidad con lo

⁶¹ 6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será al menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):

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

Donde:

- $MD_{\text{año}}$ = Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.
- Min = Función mínimo valor.
- P_{EFMC} = 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:

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

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.

establecido en los numerales 6.3 y 7.1 del Procedimiento. En el cuadro siguiente se detallan los valores utilizados en el cálculo del CE_{ISO} y el FOB_{TG} de la unidad de punta:

Cuadro No. N.1
 CE_{ISO} y FOB de la Turbina a Gas

EDICIÓN REVISTA GTWH (1)	V94.2		SGT5-2000E		AEB4.2K		GT13E2		7FA		M501F3	
	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW
1 GTWH 2006		nd	29 400,00	163,30		nd	32 070,00	172,20		nd		nd
2 GTWH 2007/2008		nd	37 800,00	168,00		nd	42 433,00	179,90		nd		nd
3 GTWH 2009		nd	40 853,00	168,00		nd	43 376,60	179,90		nd		nd
4 GTWH 2010		nd	38 625,10	168,00		nd	42 102,30	182,20		nd		nd
5 GTWH 2012 (2)	42 945,20	157,00	44 892,00	166,00	46 412,10	170,00	49 960,60	184,50	47 755,80	184,91	47 334,80	185,40
6 GTWH 2013	41 170,00	157,00	43 070,00	166,00	44 430,00	170,00	52 590,00	202,70	45 740,00	184,91	45 350,00	185,40
Número de publicaciones		2,00		5,00		2,00		5,00		2,00		2,00
Promedio	42 057,60	157,00	41 048,02	167,20	45 421,05	170,00	46 092,50	185,84	46 747,90	184,91	46 342,40	185,40

CE_{ISO}	169,97	MW
------------	--------	----

Valor FOB_{TG}	44269	miles US \$
------------------	-------	-------------

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal, se han mantenido los costos establecidos en la regulación de mayo de 2013. El costo de personal de la unidad de punta se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. N.2
Costos Fijos de Personal

Descripción	Cant	Sueldo bruto US\$/mes	Sueldobruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3902,33	46 827,91
Gerente de Operaciones	1	2963,22	35 558,63
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2963,22	35 558,63
Jefe de turno	2	2414,34	57 944,23
Operadores (dos turnos)	4	1309,75	62 867,96
Supervisor mecánico	1	2414,34	28 972,12
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2414,34	28 972,12
Personal de mantenimiento	4	1309,75	62 867,96
Seguridad industrial	1	1200,00	14 400,00
Personal de seguridad	11	500,00	66 000,00
Total anual	US \$		439 969,56
Leyes sociales 42,3%	US \$		186 253,78
Gastos generales 30%	US \$		131 990,87
Seguros Multiriesgo	US \$		310 637,48
Total anual	US \$		1 068 851,68

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 (cuya potencia efectiva es igual a 161,8 MW para el presente periodo regulatorio). En este sentido, de una revisión de las unidades turbogas que operan actualmente en el SEIN, la unidad más próxima a la CE_{ISO} corresponde a la V84.3A (unidad operada por Edegel y Enersur).

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:
 $EOH = a \cdot OBLOH + HOD + c \cdot NAN$
 Donde:
 $a = 1, b = 0,068, c = 10$
 $HEO = \text{Horas de Operación Equivalente}$
 $OBLOH = NAN \cdot HOA = \text{Horas Operación carga base}$
 $HOD = b \cdot OBLOH = \text{Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)}$
 $NAN = \text{Numero de arranques normales} = 200$
 $HOA = \text{Horas de operación por arranque normal} = \text{desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.}$
- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

Cuadro No. 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 marzo 2014 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a marzo 2014⁶², mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a US\$ 753 524, conforme se muestra en el Cuadro No. N.4.

⁶² Fecha más reciente de los indicadores, disponible al 31 de marzo de 2014.

Cuadro No. N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 161,8 MW
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

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\$)	6 140	7 959	8 780	9 664	10 418	11 322	12 024	13 903	14 688	15 556	16 291	17 106	17 794	19 806
Anualidad (KUS\$)	822	1 066	1 175	1 294	1 395	1 516	1 610	1 861	1 966	2 083	2 181	2 290	2 382	2 652
Energía Anual (MWh)	32 356	64 711	97 067	129 422	161 778	194 134	226 489	258 845	291 200	323 556	355 912	388 267	420 623	452 978
Mant. Unitario (Mills/KWh)	25,41	16,47	12,11	10,00	8,62	7,81	7,11	7,19	6,75	6,44	6,13	5,90	5,66	5,85
CFNC Fijo (KUS\$/año)	753,524													

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 OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

Al respecto, esta resolución fija para el periodo 01 de mayo 2013 hasta el 30 de abril de 2017, el valor del TIF en 3,55% y el valor del MRFO se obtiene de la diferencia entre el 33,3% y el porcentaje que, de la misma demanda máxima, representen las potencias firmes de las unidades de Reserva Fría de Generación considerando sus puestas en operación comercial, el cual se aplicará en cada regulación tarifaria con información disponible al 31 de marzo de cada año.

Al respecto, a la fecha ingresaron en operación comercial las plantas de Reserva Fría de Generación de Talara e Ilo con potencias efectivas de 186,6 MW y 460 MW, respectivamente. Por lo cual, para el cálculo del MRFO, se está considerando las potencias firmes de estas centrales conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-26 "Calculo de Potencia Firme", obteniéndose un valor de MRFO igual a 22,89%.

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 79,63 US\$/kW-año, conforme se muestra en el Cuadro No. N.5.

Cuadro No. N.5

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		44 268,92		44 268,92
Repuestos iniciales	2,50%	1 106,72		1 106,72
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 770,76		1 770,76
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		377,17	377,17
Transporte local			228,80	228,80
Montaje electromecánico		576,59	1 165,53	1 742,11
Pruebas y puesta en marcha			552,01	552,01
Supervisión		262,00	529,71	791,71
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			320,22	320,22
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			135,94	135,94
Obras civiles			2 004,95	2 004,95
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 542,56	1 542,56
Suministro de sistema contra incendio			200,20	200,20
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 271,37	1 271,37
Intereses Durante la Construcción (1)	5,03%	2 415,22	419,19	2 834,42
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		50 400,21	8 747,65	59 147,86

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 429,89		2 429,89
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	97,20		97,20
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		20,22	20,22
Transporte local			21,00	21,00
Obras civiles			41,27	41,27
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,06	147,06
Supervisión			53,90	53,90
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,32	26,32
Intereses Durante la Construcción (1)	5,03%	127,20	15,59	142,79
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		2 654,28	325,36	2 979,64

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 747,52	1 171,12	7 918,64

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		329,51	40,39	369,90

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 068,85	1 068,85
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		753,52		753,52
Participación		77,45%	22,55%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,72	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		48,76	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		59,49	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		62,50	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		79,63	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		169,97	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		161,8	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		22,89%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,55%	

(1) Tamex = 7.8267% vigente al 24.03.2014

Anexo O

Representación de Congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural

O.1 Criterio de representación

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que ha modelado las líneas sin considerar congestión de acuerdo a la extensión del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Al respecto, se debe señalar que mediante la Ley N° 30115, en su Décima Disposición Complementaria, publicada el 02 de diciembre de 2013, se prorroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016, y por tanto no se consideran las restricciones de transporte de gas natural hasta esa fecha.

Anexo P

Determinación del CUCSS

P.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 OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, el cual fue modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 152-2012-OS/CD, con la finalidad de incluir en este cargo las unidades de 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 CCUPE⁶³ de acuerdo a lo que establece el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado por Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando dos escenarios: el primero, con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural; en tanto el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural y petróleo diesel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente).

Para la determinación de los costos de inversión en el caso de operación con gas natural y diesel 2 (operación dual), se incluyen además los costos adicionales respecto del caso de operación con gas natural:

- i) Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diesel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte de diesel 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 diesel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN; 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;

⁶³ Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza de petróleo diesel 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.

De 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 de 1,0000 para el caso con gas natural, 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 efectuó considerando un factor de operación en carga base "a" de la fórmula para la determinación de la 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 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 siguiente resume los resultados obtenidos.

Cuadro No. P.1
CCUPE y Costo Unitario Eficiente por Dualidad

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles US\$	CFOyM miles US\$	CCUPS US\$/kW-año
Gas Natural	165,01	8 308,33	1 823,11	61,40
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	164,04	9 641,89	1 863,83	70,14
Factor a aplicar	0,0791			
Tipo de Cambio	2,809 S./US\$			
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	1,94 S./kW-mes			
Cargo unitario (S./kW-mes) por MW dual		0,000351		

P.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 con gas natural a que se refiere el numeral 5.2 del Procedimiento.

Cabe señalar que los costos adicionales por operar alternativamente con combustible diesel 2 dependen de la eficiencia (rendimiento) de la central puesto que, como se desarrolla más adelante, el dimensionamiento de ciertos elementos depende de la cantidad de combustible requerido, el cual tiene una relación directa con el rendimiento (a mayor rendimiento menor consumo de combustible y viceversa). En este sentido, corresponde aplicar lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (DL

1041), en cuanto a que debe considerarse los costos de inversión de una turbina a gas de alto rendimiento, la cual sobre la base de la información contenida en la publicación especializada Gas Turbine World Handbook para turbinas industriales implica una eficiencia de aproximadamente 39% en condiciones ISO, lo que equivale utilizando los factores de corrección contenidos en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia a una eficiencia de 36%⁶⁴ 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.

P.2.1 Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diesel 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.

⁶⁴ 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 $36\% = 39\% * 0,9804 * 0,9876 * 0,9815$.

b) Instalaciones adicionales

Son fundamentalmente las necesarias para garantizar el suministro de petróleo diesel 2 en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro de petróleo diesel 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 de petróleo diesel 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 de petróleo diesel 2, lo que comprende obras civiles, equipamiento mecánico, instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Tanque de almacenamiento de petróleo diesel limpio, con capacidad de almacenamiento para un día.
- Bombas de transferencia de petróleo diesel, 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.

P.2.2 Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o petróleo diesel 2

Comprende el equipamiento necesario para la operación de la unidad turbogas, con capacidad de cambiar el combustible y poder emplear gas natural o petróleo diesel 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 petróleo diesel 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.

P.2.3 Instalaciones auxiliares

a) Suministro de agua desmineralizada para limpieza de petróleo diesel

Para el proceso de limpieza de petróleo diesel 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 petróleo diesel 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:

- Borras en los tanques de almacenamiento de petróleo.
- Lodos provenientes de la planta de tratamiento y limpieza de petróleo diesel.
- 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.

P.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 planta 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 2014 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 la Central de Ventanilla y Santa Rosa⁶⁵ (que suponen una potencia calificada como dual de 428,904 MW⁶⁶) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,151 S/./kW-mes.

P.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:

⁶⁵ Calificadas como duales mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 2926-2009-OS/GFE y N° 069-2010-OS/GFE (para las unidades TG7, UTI5 y UTI6 de Santa Rosa y las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla). Al respecto, mediante Informe COES/D/DP-1160-2013, la unidad TG7 salió de operación el 26/10/2013.

⁶⁶ Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES-SINAC (SICOES).

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁶⁷, 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.

$CUCSS0_{NRF}$: 0,151 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-SINAC.

DPo : 428,904 MW , de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla y las unidades TG7, UTI5 y UTI6 de la Central Santa Rosa, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN al 31 de marzo de 2014. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página http://www.coes.org.pe/sic/sicoes/Equipamiento/sic_equipamiento.asp

P.4 Cargo para cada Planta de Reserva Fría

En el Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (en adelante “DL-1041”), se establece que OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro”.

Posteriormente el Ministerio de Energía y Minas 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

⁶⁷ 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.

reglamentaria se han adjudicado en el año 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las localidades de Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución OSINERGMIN N° 152-2012-OS/CD se modificó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue aprobada mediante Resolución OSINERGMIN 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 e Ilo que se encuentran en operación, así como las Plantas de Reserva Fría de Pucallpa y Puerto Maldonado que se prevé ingresarán en marzo de 2015⁶⁸.

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 COES PR-42 y PR-17.

Formula de ajuste:

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

$$\text{Factor} = a * \text{IPP/IPPo} + b * \text{IPM/IPMo} * \text{TCo/TC}$$

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.
- IPMo = 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 WPSSOP3500 publicado por el Bureau of labor Statistic del US Department of Labor de los Estados Unidos. Se tomará en cuenta y como valor definitivo el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando sea preliminar.

⁶⁸ No se considera la Planta de Puerto Eten, debido a que entrará en operación en julio de 2015.

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.

P.4.1 Procedimiento de actualización del precio de potencia punta

En este sentido, tomando los parámetros base a las fechas de Puesta en Operación Comercial de las centrales de Reserva Fría de Planta Ilo y Talara, así como los parámetros vigentes a marzo de 2014, se tiene que no corresponde actualizar los Precios de oferta de estas centrales, en el trimestre de mayo – junio 2014, al no variar en 5% conforme se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro No. P.2
Variación de Factor de Actualización del Precio de Potencia Ofertado

	POC	a	b	IPM	IPP	TC
Planta Ilo (Base)	21/06/2013	0,78	0,22	206,831945	185,0	2,785
Planta Talara (Base)	13/07/2013	0,78	0,22	208,522389	185,1	2,771
A Marzo 2014				212,750227	187,4	2,809
	Factor	Variación				
Planta Ilo	1,0145	+1,45%				
Planta Talara	1,0111	+1,11%				

En el caso, de las Plantas de Reserva Fría de Pucallpa y Puerto Maldonado que a la fecha no han entrado en operación, se ha considerado preliminarmente la “Potencia Ofertada (MW)” y el “Precio por Potencia (US\$/MW-mes)” de los contratos; este precio fue trasladado a soles con el Tipo de Cambio al 31 de marzo de 2014 y llevado a Kilovatios (S./kW-mes).

P.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-SINAC presentó su Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-028-2014 “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”, donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta el mes de febrero 2014.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta el mes de febrero 2014.
3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta el mes de febrero 2014

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación al mes de abril de 2014, se obtuvieron los saldos a liquidación de las plantas de Talara e Ilo, los cuales serán incluidos en el cargo CUCSS de estas plantas para el período tarifario Mayo 2014 – Abril 2015, conforme a los siguientes cuadros:

**Cuadro No. P.3
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Pucallpa**

Planta Pucallpa		
Potencia	MW	40
Precio por Potencia	US\$/MW-mes	9 147
Estimado Marzo 2015 - Abril 2015	S/.	2 055 595
Saldo a Abril 2014	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	2
CUCSS por RF de Pucallpa	S/./kW-mes	0,186

Nota: El cargo se aplicará cuando la planta entre en operación comercial.

**Cuadro No. P.4
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Maldonado**

Planta Puerto Maldonado		
Potencia	MW	18
Precio por Potencia	US\$/MW-mes	11 719
Estimado Marzo 2015 - Abril 2015	S/.	1 185 065
Saldo a Abril 2014	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	2
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S/./kW-mes	0,107

Nota: El cargo se aplicará cuando la planta entre en operación comercial.

Cuadro No. P.5
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	186,6
Precio por Potencia	US\$/MW-mes	7 815
Estimado Mayo 2014 - Abril 2015	S/.	49 155 669
Saldo a Abril 2014	S/.	235 947
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	S/./kW-mes	0,745

Cuadro No. P.6
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Ilo

Planta ILO		
Potencia	MW	460
Precio por Potencia	US\$/MW-mes	7 190
Estimado Mayo 2014 - Abril 2015	S/.	111 485 839
Saldo a Abril 2014	S/.	570 331
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	S/./kW-mes	1,689

Anexo Q

Compensación por Costos Variables Adicionales

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 (en adelante "DU-049-2008"), publicado el 18 de diciembre de 2008, dispone que se determinen los costos marginales de corto plazo del SEIN sin considerar las restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no pudiendo estos costos ser superiores a un valor límite establecido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. En este caso, las centrales que operen con costos variables superiores a estos costos marginales, serán compensadas por la diferencia entre sus costos variables y los costos marginales (excluyéndose la generación adicional a que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, la cual tiene un tratamiento diferenciado en cuanto a su asignación por tipo de usuario).

Complementariamente, el DU-049-2008 establece que los retiros sin contratos de potencia y energía del SEIN que realizan las empresas distribuidoras de electricidad para atender a sus usuarios regulados, serán asignados a las empresas generadoras en función de la diferencia de sus energías firmes eficiente anual y sus ventas de energía por contratos, siendo estos retiros valorizados a Precios en Barra. En este caso, se compensará a las empresas generadoras asignadas a cubrir dichos retiros, de acuerdo con los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros.

Finalmente, ambas compensaciones deben incluirse como parte del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Por esta razón, mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y OSINERGMIN N° 019-2009-OS/CD se aprobó la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", la cual establece la metodología para determinar las correspondientes compensaciones.

El presente cálculo se sustenta en la propuesta remitida por el COES-SINAC mediante Informe COES D/DO/SPR-IT-030-2014, "Compensación estimada por costos variables superiores al costo marginal y para cubrir los retiros sin contratos – Periodo marzo 2014 – diciembre 2015".

Es importante señalar que el DU-049-2008 que vencía el 31 de diciembre de 2013, fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2016 mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115 "Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014"⁶⁹.

Los resultados se describen a continuación.

⁶⁹ Décima. Prorrogase la vigencia del Decreto de Urgencia 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016.

Q.1 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg)

Para la determinación de los CVOA-CMg para el año tarifario mayo 2014 – abril 2015 se han seguido los pasos establecidos en la Norma “Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato”, a saber:

- a) Simulación de dos escenarios: Despacho económico con presencia de restricción que intente simular lo mejor posible la operación óptima futura del SEIN y despacho económico sin presencia de restricción.
- b) Determinación de los costos marginales asociados al despacho económico sin presencia de restricción.
- c) Identificación de las unidades de generación térmica, con excepción de generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo costo variable sea superior al costo marginal calculado de acuerdo al literal anterior.
- d) Por cada central identificada en el paso previo, se calcula el producto de la energía despachada por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal calculado de acuerdo al literal b), por etapa y bloque horario.
- e) Los CVOA-CMg Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.

De la diferencia de los dos escenarios evaluados, se determinaron los siguientes montos estimados, los cuales totalizan 89 982 miles de US\$ entre mayo 2014 y abril 2015.

Cuadro No. Q.1

CVOA-CMg	Miles de US\$
May-14	4 245
Jun-14	6 325
Jul-14	6 658
Ago-14	8 582
Sep-14	13 734
Oct-14	15 203
Nov-14	13 480
Dic-14	2 604
Ene-15	2 287
Feb-15	4 301
Mar-15	9 088
Abr-15	3 474
Total	89 982

Asimismo, se incluye la estimación al 30 de abril de 2014 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido como la suma de lo registrado a febrero 2014 más la estimación efectuada para los meses de marzo a abril de

2014, corrigiendo el tipo de cambio para considerar el correspondiente al 31 de marzo de 2014.

Una vez determinados los componentes de la compensación estimada por CVOA-CMg, se procede a determinar el cargo unitario considerando la demanda utilizada para el cálculo del peaje por transmisión y distribuyendo el monto a pagar en doce partes, conforme se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro No. Q.2

CVOA-CMg (Mayo 2014 - Abril 2015)	S/.	252 759 452
Saldo Acumulado a Abril 2014	S/.	29 667 545
Máxima Demanda Ventas 2014	MW	5 528,20
Tipo de Cambio (31.03.14)	S/./US\$	2,809
Periodo de Recuperación	meses	12
Cargo Unitario CVOA-CMg	S/./kW-mes	4,257

Q.2 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto de los Retiros Sin Contrato (CVOA-RSC)

De acuerdo con la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", se utiliza la información de la simulación del escenario con presencia de restricción que se señala en el literal a) de la sección del apartado Q.1 del presente anexo, y se efectúa lo siguiente:

- a) Por cada generador se realiza una proyección de los retiros sin contrato por etapas y bloques horarios considerados en la referida simulación.
- b) Por cada generador se ordenan las energías despachadas de las centrales en orden decreciente de sus costos variables por etapas y bloques horarios considerados hasta cubrir sus retiros sin contrato. En el caso de las centrales hidroeléctricas se considera un costo igual a cero.

En caso la energía despachada sea insuficiente para cubrir la energía de la demanda de los retiros sin contrato que le hayan sido asignados, se incluye luego de la unidad más costosa del generador una central por la energía faltante con un costo variable igual al Costo Marginal de Corto Plazo.

- c) Por cada central identificada en el paso previo, se calcula el producto de la energía despachada por la diferencia entre el Costo Marginal de Corto Plazo y el Precio en Barra, por etapa y bloque horario, teniendo cuidado de no contabilizar las energías de las unidades de generación térmica cuyo costo variable fue superior al Costo Marginal que fueron consideradas en el cálculo señalado en el apartado Q.1 del presente anexo.

- d) Los CVOA-RSC Estimados se obtendrán como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.
- e) Al valor obtenido se le adicionan los saldos que se hubieran acumulado en los meses anteriores por la diferencia entre los CVOA-RSC Estimados y los CVOA-RSC Incurridos calculados día a día por el COES-SINAC.

Como resultado se obtuvo los montos estimados para los CVOA-RSC que figuran en la siguiente tabla:

Cuadro No. Q.3

CVOA-RSC	Miles de US\$
May-14	-67
Jun-14	-63
Jul-14	-58
Ago-14	-51
Sep-14	-55
Oct-14	-57
Nov-14	-56
Dic-14	-81
Ene-15	-69
Feb-15	-53
Mar-15	-41
Abr-15	-82
Total	-733

Asimismo, se considera la estimación al 30 de abril de 2014 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido como la suma de lo registrado a febrero de 2014 más la estimación efectuada para los meses de marzo a abril de 2014, corrigiendo el tipo de cambio y los precios regulados de energía y potencia.

Una vez determinados los componentes de la compensación estimada por CVOA-RSC, se procede a determinar el cargo unitario considerando la demanda utilizada para el cálculo del peaje por transmisión y distribuyendo el monto a pagar en doce partes, conforme se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro No. Q.4

CVOA-RSC (Mayo 2014 - Abril 2015)	S/.	- 2 059 850
Saldo Acumulado a Abril 2014	S/.	- 1 099 406
Máxima Demanda Ventas 2014	MW	5 528,20
Tipo de Cambio (31.03.14)	S/./US\$	2,809
Periodo de Recuperación	meses	12
Cargo Unitario CVOA-RSC	S/./kW-mes	0,000

Nota: Debido a que el monto del cargo CVOA-RSC sale negativo, se considera el cargo como cero

Anexo R

Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “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 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°.

Sobre el particular, mediante Resolución OSINERGMIN 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 “la Norma”) que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima cuya vigencia se aplicará del 01 de mayo al 30 de abril.

Con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo los actos de adjudicación de la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, cuyas Bases Consolidadas se aprobaron mediante Resolución Viceministerial N° 078-2009-MEM/VME y posteriormente se modificaron para la segunda convocatoria mediante Resolución Ministerial N° 162-2010-MEM/DM. Asimismo, el 23 de agosto de 2011 y el 12 de diciembre de 2013 se llevaron a cabo los actos de adjudicación de la Segunda y Tercera Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

El “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de

Precios en Barra para el periodo mayo 2013 – abril 2014, y como resultado se determinaron los siguientes cargos consignados en la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD:

Cuadro N° R.1

Central	Cargo por Prima S/./kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,088
C.H. Santa Cruz II	0,044
C.H. Santa Cruz I	0,040
C.H. Poechos 2	0,067
C.H. Roncador	0,032
C.H. Carhuaquero IV	0,154
C.H. Caña Brava	0,031
C.H. La Joya	0,083
C.T. Huaycoloro	0,092
C.H. Purmacana	0,007
C.H. Huasahuasi I	0,056
C.H. Huasahuasi II	0,054
C.H. Nuevo Imperial	0,027
Repartición Solar 20T	0,437
Majes Solar 20T	0,438
Tacna Solar 20T	0,552
Panamericana Solar 20T	0,470
C.H. Yanapampa	0,035
C.H. Las Pizarras	0,144
Total	2,851

En ese sentido, corresponde determinar, para las centrales con Generación RER en operación, las Primas aplicables conforme al procedimiento establecido en la Norma, considerando la liquidación correspondiente.

Por otro lado es preciso señalar que en el caso de la Central Eólica Marcona, se está considerando la fecha de Puesta en Operación Comercial el 30 de abril 2014⁷⁰, por lo que corresponde incluir la primera determinación de su Prima. Sin embargo, dado que esta fecha corresponde al plazo máximo para la inclusión de la prima en la presente regulación, se debe precisar que si en caso la central no ingrese en la fecha establecida, corresponderá corregir el cargo por Prima de esta central en la primera actualización trimestral, así como considerar el descuento de los ingresos recibidos en la siguiente liquidación de referido cargo tomando en cuenta la correspondiente tasa de interés a que se refiere el Artículo 79° de la LCE.

⁷⁰ Mediante Resolución Suprema N° 014-2014-EM, se aprobó la modificación de la fecha de operación comercial de la central para el 21 de marzo de 2014; sin embargo, posteriormente la empresa ha solicitado a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas la modificación de la fecha de Puesta en Operación Comercial del proyecto por razones de fuerza mayor, indicando el 30 de abril de 2014 como nueva fecha de ingreso.

R.1 Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL 1002, el Reglamento RER y los contratos adjudicados 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 contrato⁷¹).
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 contrato⁷²).
3. Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal (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 contrato⁷³).
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).

⁷¹ **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.

⁷² **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.

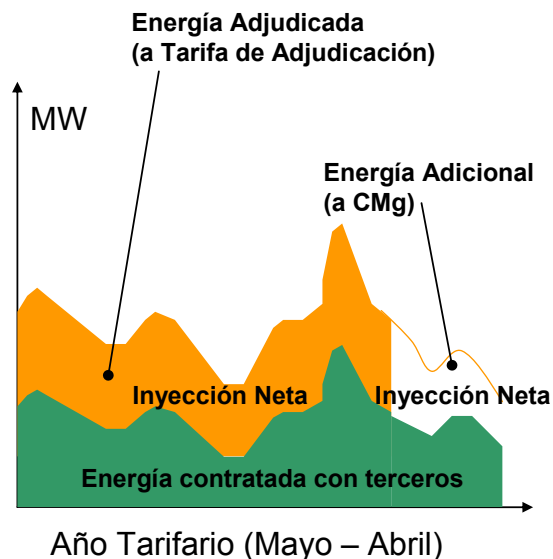
⁷³ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

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.

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.

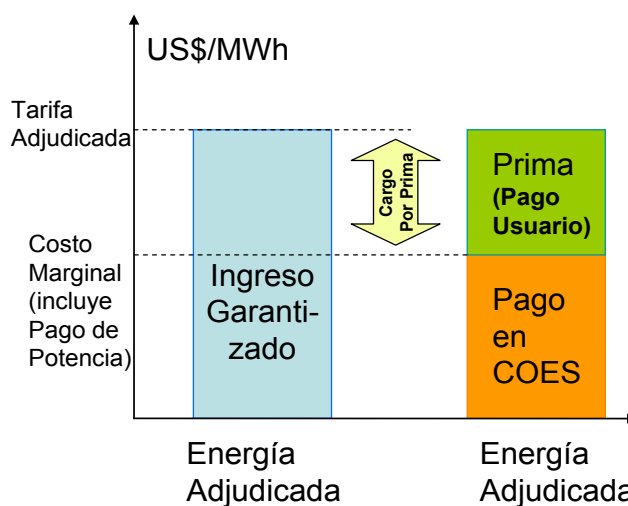
Todo lo anterior se muestra gráficamente en las siguientes figuras para mejor entendimiento.

Figura N° 1



Nótese que el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada (área anaranjada de la Figura N° 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 la 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 N° 2

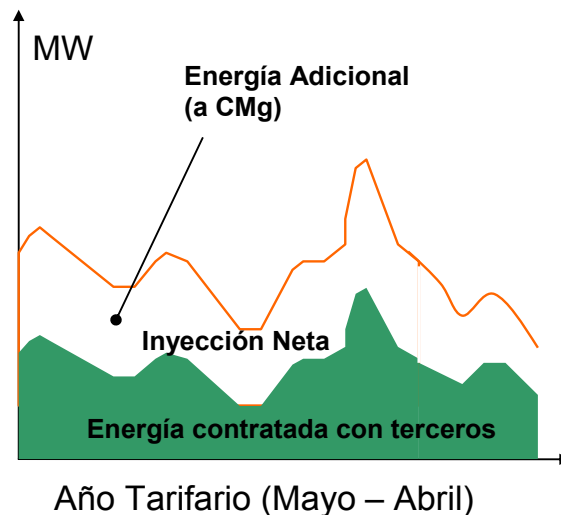


Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de i) Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta, ii) Ventas de electricidad a terceros (otros generadores,

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 N° 1, quedaría modificada de la siguiente manera, pues no tendría obligación por Energía Adjudicada y por tanto tampoco tendría derecho a Prima alguna.

Figura N° 3



R.2 Modificaciones a la propuesta del COES-SINAC

Para la presente regulación de Precios en Barra, se ha considerado de manera preliminar la información alcanzada por el COES mediante el Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-029-2014 “Estimación de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables mayo 2014 - abril 2015”.

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 a abril 2014, la cual será actualizada con los datos reales a ser entregados por el COES en sus informes trimestrales.
3. Se agregó al cálculo, la Prima correspondiente a la central eólica Marcona, tomando en cuenta la fecha prevista de puesta en operación comercial.

4. Se consideró las Energías Dejadas de Inyectar por Causas Ajenas al Generador para las centrales hidroeléctricas de Purmacana y Santa Cruz I y II, conforme a las Resoluciones OSINERGMIN N° 307-2013-OS/GFE y N° 54-2014-OS/GFE, respectivamente.
5. Se ha considerado para la fórmula de actualización de la tarifa de adjudicación de las centrales RER, el índice IPP publicado al mes de marzo 2014 (187,4).

R.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 2014 – abril 2015, 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 2014 – abril 2015 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- b) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2013 – abril 2014, considerando una proyección de energía para los meses de marzo a abril 2014.
- 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° “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”.
- 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.

Como resultado se agregará como parte del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, lo siguiente:

Cuadro N° R.2

Central	Cargo por Prima* S/./kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,045
C.H. Santa Cruz II	0,047
C.H. Santa Cruz I	0,042
C.H. Poechos 2	0,046
C.H. Roncador	0,030
C.H. Carhuaquero IV	0,152
C.H. Caña Brava	0,037
C.H. La Joya	0,081
C.T. Huaycoloro	0,094
C.H. Purmacana	0,008
C.H. Huasahuasi I	0,058

Central	Cargo por Prima* S/./kW-mes
C.H. Huasahuasi II	0,055
C.H. Nuevo Imperial	0,030
Repartición Solar 20T	0,315
Majes Solar 20T	0,316
Tacna Solar 20T	0,404
Panamericana Solar 20T	0,408
C.H. Yanapampa	0,031
C.H. Las Pizarras	0,133
C.E. Marcona	0,248
Total	2,580

*Tipo de Cambio al 31.03.2014 (2,809)

Anexo S

Cargo por compensación FISE

Mediante Ley N° 29852, publicada el 13 de abril de 2012, se crea, entre otros, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética, que permita brindar seguridad al sistema, así como de 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 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 eléctricos 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 US\$ 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 OSINERGMIN 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 2014

S.1 Estimación de los Costos a Compensar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 182-2014-GART ha calculado el Monto Estimado a Compensar⁷⁴ para el período mayo 2014 – abril 2015 en US\$ 9 392 489 o su equivalente de S/. 26 383 502 considerando el tipo de cambio al 31 de marzo de 2014⁷⁵.

⁷⁴ Para la determinación del monto se considera el resultado de los análisis de los comentarios, relacionados con el Recargo FISE, presentados por Enersur S.A., Termoselva S.R.L. y Duke Energy al proyecto de Resolución.

⁷⁵ Tipo de cambio = 2,809 S/./US\$.

Cuadro No. S.1
Monto a Compensar

DESCRIPCION	DUKE	EGESUR	EGASA	EDEGEL	ENERSUR	KALLPA	SDF ENERGIA	FENIX POWER	TERMO CHILCA	TERMO SELVA	TOTAL (US\$)
Saldo a Compensar (Período Enero 2013-Abril 2013)	1 871	-621	9 961	44 311	37 587	43 920	3 304	23 876	9 619	-	173 827
Saldo a Compensar (Período Mayo 2013-Abril 2014)	2 557	7 816	11 572	91 151	81 907	88 820	5 737	45 950	19 403	98 940	453 854
Monto Teórico a Compensar (Período Mayo 2014-Abril 2015)	132 958	75 748	377 850	2 149 334	1 954 725	2 111 875	176 668	1 086 162	425 925	273 562	8 764 808
Monto Total a Compensar (Período Mayo 2014-Abril 2015)	137 386	82 944	399 384	2 284 796	2 074 219	2 244 615	185 710	1 155 988	454 946	372 502	9 392 489

S.2 Determinación del Peaje 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 Período en Evaluación, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$PFISE = \frac{MC}{D_{\max} * n * 1000}$$

Donde:

PFISE : Peaje Unitario Anual por Compensación FISE en S/./kW-mes.

MC⁷⁶ : Monto a Compensar del Período en Evaluación, expresado en S/.

Dmax : Máxima demanda de ventas del año, expresada en MW.

n : Período de regulación de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

⁷⁶ El Monto a Compensar del Período en Evaluación incluye los saldos generados en cada liquidación. Para la presente regulación se considera la liquidación desde enero de 2013 hasta abril de 2014. Según el Informe N° 182-2014-GART de la División de Gas Natural, el monto a liquidar asciende a US\$ 627 681.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE para el periodo mayo 2014 – abril 2015, es 5 528,20 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse en el período mayo 2014 – abril 2015 resulta ser de **0,398 S/./kW-mes**.

S.3 Transferencia del Monto Recaudado

El COES determinará la transferencia del Monto Recaudado por aplicación del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, considerando las siguientes proporciones:

Cuadro No. S.2

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
DUKE ENERGY	1,5%
EGESUR	0,9%
EGASA	4,2%
EDEGEL	24,3%
ENERSUR	22,1%
KALLPA	23,9%
SDF ENERGÍA	2,0%
FENIX POWER	12,3%
TERMOCHILCA	4,8%
TERMOSELVA	4,0%
Total a Compensar	100,0%

S.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 T

**Índices WPSSOP3500
y CUUR0000SA0**


Consumer Price Index - All Urban Consumers

Series Id: CUUR0000SA0
 Not Seasonally Adjusted
 Area: U.S. city average
 Item: All items
 Base Period: 1982-84=100

Download:  [.xls](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual	HALF1	HALF2
2004	185.2	186.2	187.4	188.0	189.1	189.7	189.4	189.5	189.9	190.9	191.0	190.3	188.9	187.6	190.2
2005	190.7	191.8	193.3	194.6	194.4	194.5	195.4	196.4	198.8	199.2	197.6	196.8	195.3	193.2	197.4
2006	198.3	198.7	199.8	201.5	202.5	202.9	203.5	203.9	202.9	201.8	201.5	201.8	201.6	200.6	202.6
2007	202.416	203.499	205.352	206.686	207.949	208.352	208.299	207.917	208.490	208.936	210.177	210.036	207.342	205.709	208.976
2008	211.080	211.693	213.528	214.823	216.632	218.815	219.964	219.086	218.783	216.573	212.425	210.228	215.303	214.429	216.177
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	214.537	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	218.056	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	224.939	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	229.594	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	232.957	232.366	233.548
2014	233.916	234.781													

Series Id: WPSSOP3500
 Seasonally Adjusted
 Group: Stage of processing
 Item: Finished goods less food and energy
 Base Date: 198200

Download:  [.xls](#)

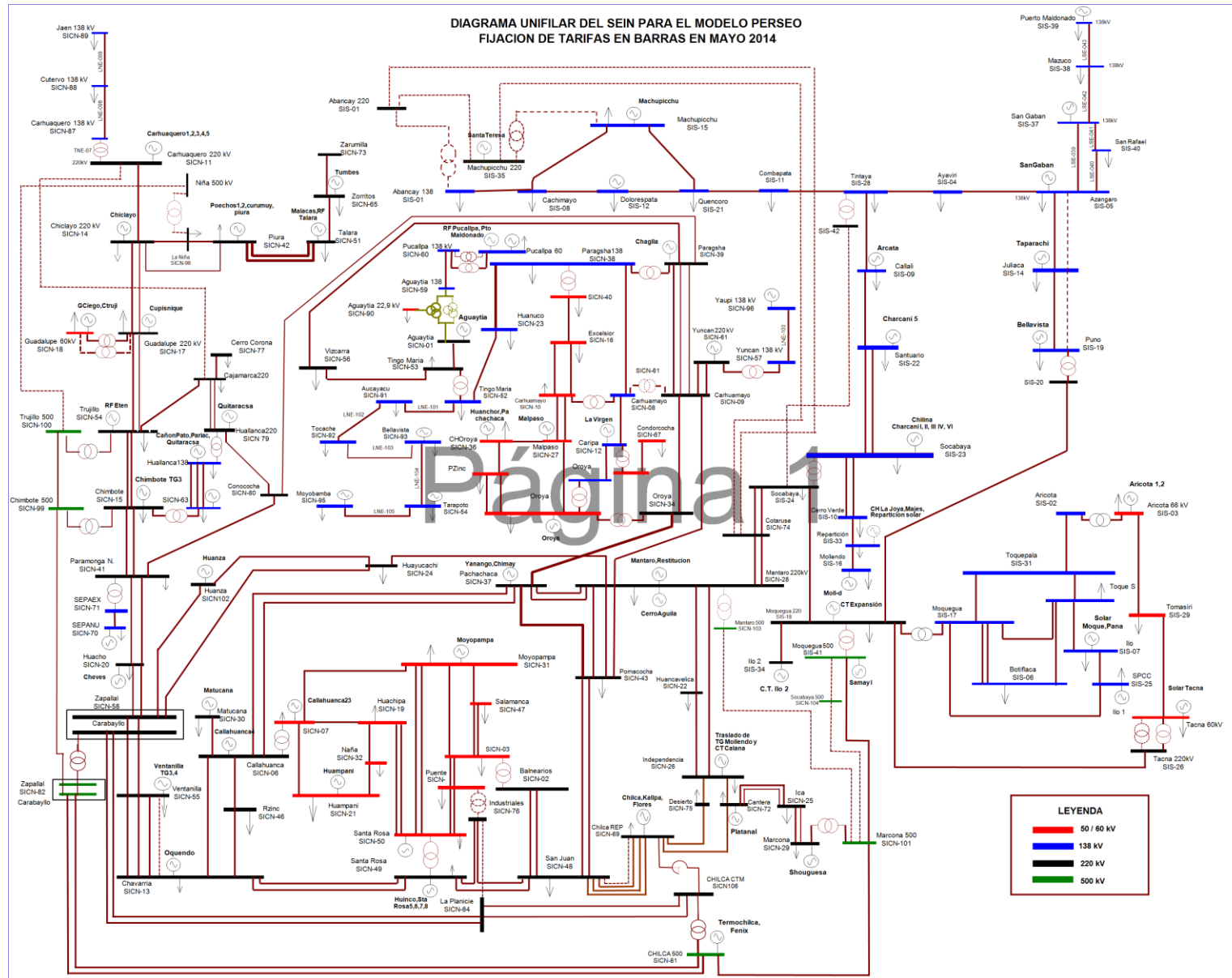
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2004	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5	
2005	155.4	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.9	157.1	156.8	156.8	156.8	
2006	157.5	158.0	158.4	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.5	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.0	161.4	161.7	162.1	162.3	162.3	162.9	163.4	163.4	
2008	164.1	164.8	165.1	165.8	166.3	166.6	167.4	168.1	168.9	170.5	170.4	170.8	
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	173.8	174.0	174.3	174.2	174.2	174.6	
2011	175.3	175.7	176.3	176.8	177.0	177.6	178.4	178.5	179.0	179.4	179.5	180.0	
2012	180.8	181.1	181.4	181.7	181.9	182.1	183.0	183.2	183.2	183.2	183.4	183.6	
2013	184.0	184.3	184.5	184.7	184.9	185.1	185.3	185.3	185.4	185.4	185.7(P)	186.2(P)	
2014	187.2(P)	187.4(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 : 01/04/2013 - 31/03/2014

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Región	COLOMBIA Bolívar	COLOMBIA Bolívar	INDONESIA Kalimantan	PROMEDIO
	Nombre	Carbón 24	Carbón 25	Carbón 37	
	Unidades	CB1	CB2	CB3	
FOB	US\$/ton	70.68	69.46	71.78	70.64
Flete (*)	US\$/ton	19.67	19.67	21.18	20.17
Seguro	US\$/ton	0.08	0.08	0.08	0.08
Costo cruce por canal de Panamá	US\$/ton	5.17	5.17	0.00	3.45
CIF	US\$/ton	90.43	89.20	93.04	90.89
Tasa Arancelaria	%CIF	0%	0%	0%	0%
Arancel	US\$/ton	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuesto Selectivo	US\$/ton	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros		2.11	2.10	2.11	2.11
PPI	US\$/ton	92.54	91.31	95.15	93.00
PCS	Kcal/Kg	6,450	6,300	5,900	6,204
PPI Eq. PCI Standard	US\$/ton	89.52	90.44	100.63	93.53

DATOS CONSIDERADOS: FOB - Coal International Report: 01/04/13 al 31/03/14
 Estadísticas Import. Perú 01/03/13 al 28/02/14
 Estadísticas Import. Chile 01/04/11 al 31/03/12

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		
			31/03/2014	2.809

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

LISTA COMB-13-2014

PRECIOS NETOS PETROPERÚ

VIGENCIA A PARTIR DEL 26.03.2014

SOLES/GLN

	PLANTAS	GLP-E SOLES/KG	GLP-G SOLES/KG	GASOLINA SUPER 90 SP	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5 (***)	PETROPERU INDUSTRIAL N° 6 (****)	PETROPERU INDUSTRIAL 500 (****)
12	TALARA	1.8500	2.1000	8.6200	8.3200	9.4000	9.4000	6.7900	6.7300
13	PIURA			8.7050	8.4500	9.4600	9.4600		
14	ETEN			8.7150	8.4600	9.4800	9.4800	6.8450	6.7300
18	SALAVERRY			8.7350	8.5100	9.5200	9.5200	6.8750	
19	CHIMBOTE				8.5250	9.5700	9.5700	6.8850	6.8350
25	SUPE			8.7300	8.5000	9.5400	9.5400	6.8450	6.7750
20	CALLAO	1.8500	2.1000	8.4600	8.2000			6.6200	6.5500
28	CONCHAN			8.4500	8.1900			6.6000	6.5300
35	C. DE PASCO			8.8950	8.6850	9.8000	9.8000		
31	PISCO			8.7650	8.5000	9.5800	9.5800		6.8650
41	MOLLENDO			8.7150	8.4800			6.8550	6.7950
47	JULIACA				8.7700				
49	CUSCO				8.8900				
45	ILO				8.5100	9.5800	9.5800	6.8650	
77	EL MILAGRO			9.0400	8.5100	9.5300	9.5300	7.1700	
67	TARAPOTO			9.1200	8.7100	9.7550	9.7550		

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)			8	8					
ISC (Soles/Galón) (**)			1.5700	1.1700	1.2000	1.2000	0.3900	0.3800	
IGV %	18	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	PETROPERU INDUSTRIAL N° 6	
68	YURIMAGUAS				8.7800	10.9250	10.9250	7.5200	
63	IQUITOS			9.3200	8.3450	9.9000	9.9000	7.7400	
6A	PUCALLPA			9.2400	9.0650	10.2329	10.2329		
51	PTO. MALDONADO				9.8800				

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

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

GERENCIA COMERCIAL

REEMPLAZA LISTA COMB-12-2014

DE FECHA : 19.03.2014

(*) 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°097-2011-EF.

(***) El ISC del Diesel B5 ha sido aprobado con D.S. N°270-2010-EF, en aplicación del Reglamento de Comercialización de Biocombustibles aprobado con D.S. N°021-2007-EM. El Diesel B5 y el Diesel B5 S-50 serán comercializados a partir del 01 de Enero del 2011.

A LOS PRECIOS DE LISTA DE LOS COMBUSTIBLES DESPUÉS DE IMPUESTOS SE LE ADICIONARÁ EL FISE EN APLICACIÓN DE LA LEY N°2852, MODIFICADA CON LEY N°30114 D. EL 02 DE DICIEMBRE DEL 2013 "LEY DE PRESUPUESTO DEL SECTOR PÚBLICO PARA EL AÑO FISCAL 2014.

GERENCIA COMERCIAL

ADDENDUM N° 1

LISTA COMB-13-2014
VIGENCIA A PARTIR DEL 26.03.2014

SOLES/GLN

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50 (**)	DIESEL B5 S-50 (**)	GASOHOL 97	GASOHOL 95	GASOHOL 90	GASOHOL 84
12	TALARA				9.3200	8.8600	8.5500
13	PIURA					8.9400	8.6800
14	ETEN					8.9700	8.7100
18	SALAVERRY				9.4200	8.9900	8.7400
19	CHIMBOTE						8.7700
25	SUPE	9.7900	9.7900			8.9900	8.7600
20	CALLAO	9.6500	9.6500	9.4000	9.1900	8.6900	8.4500
28	CONCHAN	9.6500	9.6500	9.4000	9.1900	8.6900	8.4500
35	C. DE PASCO					9.1300	8.9200
31	PISCO				9.5400	9.0100	8.7500
41	MOLLENDO	9.8400	9.8400			8.9800	8.7500
47	JULIACA	10.0700	10.0700				9.0400
49	CUSCO	10.1600	10.1600				9.1400
45	ILO	9.8300	9.8300		9.6000		8.7900
77	EL MILAGRO					9.2700	8.7400

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			8	8	8	8
ISC (Soles/Galón) *	1.01	1.01	1.87	1.69	1.46	1.07
IGV %	18	18	18	18	18	18

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

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50
68	YURIMAGUAS		
63	IQUITOS		
6A	PUCALLPA		
51	PTO. MALDONADO	12.3500	12.3500

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

(*) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N°097-2011-EF.

(**) El ISC del Diesel B5 S-50, con un contenido de azufre menor o igual a 60 ppm, ha sido aprobado con D.S. N°270-2010-EF, en aplicación del Reglamento de Comercialización de Biocombustibles aprobado con D.S. N°021-2007-EM. Este biocombustible será comercializado a partir del 01 de Enero del 2011.

GERENCIA COMERCIAL

ADDENDUM N° 2

LISTA COMB-13-2014

VIGENCIA A PARTIR DEL 26.03.2014

COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETROLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
12	TALARA	9.2900		6.8000
13	PIURA	9.3500		
14	ETEN	9.3700		6.8450
18	SALAVERRY	9.4100		6.8750
19	CHIMBOTE	9.4600		
25	SUPE	9.4300	9.6800	6.8450
20	CALLAO	9.2900	9.5400	6.7100
28	CONCHAN	9.2900	9.5400	6.6900
35	C. DE PASCO	9.6900		
31	PISCO	9.4700		
41	MOLLEDO		9.7300	6.8550
47	JULIACA		9.9600	
49	CUSCO		10.0500	
45	ILO	9.4700		6.8650
77	EL MILAGRO	9.4200		7.1700
67	TARAPOTO	9.6450		

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE %	0	0	0
I S C (Soles/Galón) *	1.20	1.01	0.39
I G V %	18	18	18

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

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
68	YURIMAGUAS	10.8150		7.6100
63	IQUITOS	9.7900		7.6800
6A	PUCALLPA	10.1229		
51	PTO. MALDONADO		12.2400	

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

NOTA: De acuerdo al D.U. N° 005-2012 del 22.02.2012, el Precio de Lista del Petróleo Industrial 6 para las Generadoras Eléctricas, será aplicado al Sistema Aislado.
Asimismo en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N° 010-2012-OS/GART del 22.02.2012, el precio de lista del Diesel B5 GE corresponde al Sistema Aislado.



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 31-03-2014

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	8.87	6.66	6.59
Piura	8.92		
Eten	8.94		6.59
Salaverry	8.98	6.74	
Chimbote	9.03		6.69
Supe	9.00	6.71	6.63
Callao	9.10	6.49	6.42
Conchán	9.10	6.47	6.40
Cerro de Pasco	9.25		
Pisco	9.04		6.72
Mollendo	9.29	6.72	6.65
Juliaca	9.51		
Cuzco	9.59		
Ilo	9.04	6.73	
El Milagro	8.99	7.02	
Tarapoto	9.20		
Yurimaguas	10.32	7.36	
Iquitos	9.34	7.57	
Pucallpa	9.66		
Pto. Maldonado	11.68		
PR1P (Promedio Marzo)	9.10	6.49	6.42

* 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 Petropetrú 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	1.38	5.97

Nota: Petropetrú 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	0.97	1.03	1.03
Piura	0.98		
Eten	0.98		1.03
Salaverry	0.99	1.04	
Chimbote	0.99		1.04
Supe	0.99	1.03	1.03
Callao	1.00	1.00	1.00
Conchán	1.00	1.00	1.00
Cerro de Pasco	1.02		
Pisco	0.99		1.05
Mollendo	1.02	1.03	1.04
Juliaca	1.04		
Cuzco	1.05		
Ilo	0.99	1.04	
El Milagro	0.99	1.08	
Tarapoto ⁽²⁾	1.01		
Yurimaguas	1.13	1.13	
Iquitos	1.03	1.17	
Pucallpa	1.06		
Pto. Maldonado	1.28		

Anexo V

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación

En este Anexo se describe el análisis efectuado por OSINERGMIN a las opiniones y sugerencias del Subcomité de Generadores del COES y de las empresas Enersur S.A., Kallpa Generación S.A., Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Rio Doble S.A., SINERSA, Eléctrica Santa Rosa S.A., Red de Energía del Perú S.A., ISA Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Luz del Sur S.A.A., Electro Sur Este S.A.A. y Electro Oriente S.A. a la prepublicación de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD.

En lo relacionado a las opiniones realizadas por Termoselva SRL y Duke Energy Egenor sobre la liquidación del cargo FISE, éstas se encuentran analizadas en el informe N° 182-2014-GART elaborado por la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, el cual sustenta la liquidación indicada.

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

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el Subcomité de Generadores del COES, mediante su carta SCG-014-2014 del 24.03.2014.

V.1.1 Fecha de entrada de la C.H. Santa Teresa

V.1.1.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores observa que la fecha de entrada de la C.H. Santa Teresa, considerada en el Cuadro N° 3.2 del Informe 0117-2014-GART, está prevista para setiembre 2014, mientras que, en el Anexo D del mismo informe y en los archivos del modelo Perseo aparece el mes de agosto de 2014, motivo por el cual entiende que existe un error material.

V.1.1.2 Análisis de OSINERGMIN

De la revisión del informe, se verifica que es correcto el comentario de que en el Cuadro N° 3.2 aparece una fecha diferente a lo que se establece en el Anexo D y en el modelo Perseo. En este sentido se corregirá la fecha de entrada de este Cuadro para el mes de agosto de 2014.

Por las razones explicadas, se acoge esta observación.

V.1.2 Modelamiento del plan de transmisión

V.1.2.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores considera que para representar el sistema de transmisión sin congestión, conforme establece el Decreto de Urgencia N° 049-2008, se debe colocar todas las líneas del plan vinculante de transmisión durante todo el periodo de estudio, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 4.4 del Informe COES/D/DO/SEV-100-2011, que adjunta a su comentario. En este caso, agrega que en este informe se estableció los criterios para representar el costo marginal idealizado, por lo que considera que OSINERGMIN debe alinearse con lo establecido por el COES.

V.1.2.2 Análisis de OSINERGMIN

El Subcomité de Generadores (SCG) indica que se debe colocar las líneas del plan vinculante de transmisión durante todo el periodo de estudio, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 4.4 del Informe COES/D/DO/SEV-100-2011. Sin embargo, cabe indicar que dicho informe corresponde a los criterios y consideraciones para la determinación del costo marginal de corto plazo.

Al respecto, el hecho de considerar desde el inicio del periodo tarifario (mayo 2014) las instalaciones previstas dentro de un programa de obras de transmisión (por ejemplo, enero 2015), distorsionaría los ingresos tarifarios de las líneas existentes así como originaría fijar ingresos tarifarios mayores (flujos desde mayo 2014 hasta abril 2015) al que le correspondería a las líneas previstas dentro de un plan de obras de transmisión (flujos solo desde su entrada en operación hasta abril 2015). En ese sentido, para efectos de la fijación de Precios en Barra, no sería correcto considerar el adelanto de las inversiones previstas dentro de un programa de obras, en el entendido de la aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Por las razones explicadas, no se acoge esta observación.

V.1.3 Costos Variables No Combustibles

V.1.3.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores observa que debe considerarse los Costos Variables No Combustibles (CVNC) que el COES utiliza en la Programación Diaria de la Operación, y no únicamente los costos de CVNC de las centrales que se han actualizado y para el resto de centrales el CVNC de la fijación anterior. Por lo cual sugiere considerar la información de CVNC actualizada a 31 de marzo de 2014.

V.1.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, de acuerdo con el Procedimiento Técnico COES PR-34 "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD, las unidades termoeléctricas que han cumplido con actualizar sus Costos Variables No Combustibles (CVNC) son las siguientes:

Unidad	CVNC
TV2 de la C.T. Ilo 1	7,1007 US\$/MWh
TV3 de la C.T. Ilo 1	4,7576 US\$/MWh
TV4 de la C.T. Ilo 1	5,0682 US\$/MWh
UTI5 de la C.T. Santa Rosa	6,5350 US\$/MWh
UTI6 de la C.T. Santa Rosa	6,7000 US\$/MWh
Catkato de la C.T. Ilo1	16,7025 US\$/MWh
TG1 de la C.T. Ilo1	9,2482 US\$/MWh
TG2 de la C.T. Ilo1	10,3207 US\$/MWh
TG4 de la C.T. Malacas	22,7400 US\$/MWh
TG1 de la C.T. Chilca I	4,4118 US\$/MWh
TG2 de la C.T. Chilca I	4,4874 US\$/MWh
TG3 de la C.T. Chilca I	3,4134 US\$/MWh
TG1 de la C.T. Kallpa	4,4729 US\$/MWh
TG2 de la C.T. Kallpa	4,0312 US\$/MWh
TG3 de la C.T. Kallpa	3,9077 US\$/MWh

Mientras que, para el caso de empresas que no presentaron el estudio de actualización del CVNC de sus unidades termoeléctricas, el COES para sus Programas Diarios de la Operación procedió a establecer el CVNC de los mismos asumiendo el valor mínimo del CVNC de las unidades termoeléctricas de similares características, conforme lo establece el numeral 8.2 del PR-34. Por lo cual corresponde considerar estos valores de CVNC para el presente proceso regulatorio.

Por las razones explicadas, se acoge esta observación.

V.1.4 Consumos Específicos

V.1.4.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores señala que los consumos específicos considerados para varias de las unidades de generación, no corresponden a los utilizados por el COES en la Programación Diaria de Operación. Presenta el siguiente cuadro con las diferencias encontradas:

Consumos específicos (Unidad/MW.h)			
Unidad	OSINERGMIN	SGC	Variación
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	6.778	6.741	0.037
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	6.993	6.955	0.038
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	6.877	6.840	0.038
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7.024	6.986	0.038
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8.776	9.088	-0.312
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros	10.006	9.679	0.328
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6.952	7.088	-0.136
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6.952	7.024	-0.072
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6.952	6.972	-0.020
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6.749	7.076	-0.327
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6.749	7.076	-0.327
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	6.749	7.076	-0.327
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	10.675	14.033	-3.358

V.1.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, de las diferencias encontradas en los consumos específicos, se precisa lo siguiente:

- Con relación a los consumos específicos de los ciclos combinados de la C.T. Ventanilla (con y sin fuego adicional), C.T. Kallpa y C.T. Chilca I, estos corresponden a los aprobados por el COES mediante cartas COES/D/DP-785-2012, COES/D/DP-562-2013 y COES/D/DP-1402-2013, respectivamente. Asimismo, es necesario precisar que en el presente proceso regulatorio, para una mejor representación de las centrales de ciclo combinado, éstas se están modelando con cada unidad Turbo Gas que las conforman, pero sin modificar el consumo específico.
- Sobre el consumo específico de la C.T. Independencia, se ha calculado el consumo específico equivalente de las 4 unidades que conforman dicha central, con los valores aprobados por el COES mediante carta COES/D/DP-600-2011.
- En el caso de la C.T. Tablazo y C.T. Santo Domingo de los Olleros se actualizó el consumo específico de acuerdo a lo declarado por el COES mediante cartas COES/D/DP-096-2013 y COES/D/DP-1347-2013, respectivamente, tal como es considerado por el COES en la elaboración del Programa Diario de Operación.

Por las razones explicadas, se acoge parcialmente estas observaciones.

V.1.5 Parámetros de líneas de transmisión

V.1.5.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores comenta que la reducción a la mitad de los parámetros R y X de las líneas de transmisión, cuando aumentan la capacidad en aplicación del Decreto de Urgencia 049-2008, presentado en su Estudio, tiene como criterio de que ante una congestión se colocase una "línea paralela idéntica" y se simplificase los dos circuitos paralelos en uno solo (por lo que los parámetros se reducen a la mitad) para no sobrepasar el límite de líneas de transmisión permitidas en el modelo Perseo (250 líneas y transformadores).

En este caso, precisa que de acuerdo al numeral 4.6 del Informe COES/D/DO/SEV-100-2011, en caso exista congestión en un equipo, se debe agregar uno o más equipos de transmisión en paralelo con el equipo congestionado, por lo que considera que OSINERGMIN debe alinearse con lo establecido por el COES.

V.1.5.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, en su propuesta el Subcomité de Generación (SCG) utilizó el criterio de agregar uno o más elementos de transmisión en paralelo con el elemento existente congestionado hasta que la congestión sea superada, considerando el criterio establecido en el Informe COES/D/DO/SEV-100-2011.

Cabe señalar que en un sistema radial el flujo total (F) por las líneas es constante debido a que es el único enlace entre la oferta y la demanda. En un sistema anillado el flujo total se incrementa cuando se agrega líneas adicionales paralelas debido a que no es el único enlace entre la oferta y la demanda. Este incremento se debe a que la oferta encuentra un camino más corto para llegar a la demanda y el factor de incremento del flujo (η) depende de la ubicación del enlace en el sistema interconectado cuyo valor es mayor a la unidad. A continuación se muestra un cuadro de márgenes de capacidad para diferentes situaciones de un enlace entre dos barras.

Sistema	Elemento de Transmisión	Propuesta	Parámetros		Flujo	Capacidad	Margen
Radial	Existente	REAL	R	X	F	C	C - F
	Existente + Adicional	SCG	R/2	X/2	F	2C	2C - F
	Existente + Ampliación de capacidad	OSINERGMIN	R	X	F	2C	2C - F
Anillado	Existente	REAL	R	X	F	C	C - F
	Existente + Adicional	SCG	R/2	X/2	$\eta.F$	2C	2C - $\eta.F$
	Existente + Ampliación de capacidad	OSINERGMIN	R	X	F	2C	2C - F

η : Factor de incremento de flujo. Su valor es mayor a la unidad.

Conforme se muestra en el cuadro anterior, la propuesta del SCG, no cumple con el objetivo requerido de incrementar la capacidad de la línea a "2C-F", en un sistema enmallado como es el SEIN, dado que el margen se encuentra disminuido debido a la modificación de los parámetros de la línea conforme lo establece el SCG.

El margen de capacidad es un indicador para cuantificar el nivel de disponibilidad o congestión del elemento de transmisión. Si deseamos desaparecer la congestión, es más efectivo hacerlo ampliando la capacidad de la línea en lugar de agregar un elemento idéntico en paralelo conforme propone el SCG.

A continuación se muestra algunos ejemplos del comportamiento de los flujos en las líneas de transmisión considerando lo propuesto por el SCG y se determina el factor " η ".

Elemento de Transmisión	Tensión kV	Existente MVA (A)	Existente + Adicional MVA (B)	Factor de Incremento ($\eta = B/A$)
Callahuanca - Huachipa	60	63,51	94,59	1,5
Mantaro - Socabaya	220	248,08	296,84	1,2
Mantaro - Pomacocha	220	101,93	165,12	1,6
Paramonga - Chimbote	220	58,08	79,59	1,4
Chimbote - Trujillo	220	59,3	92,32	1,6
Talara - Zorritos	220	30,38	43,97	1,4
Carhuaquero - Chiclayo	220	89,45	89,45	1,0

Conforme se observa en el cuadro anterior, al considerar la propuesta del SCG, el factor " η ", resulta mayor a la unidad lo que ocasiona la disminución del margen requerido. Por consiguiente, si la intención es ganar margen de capacidad para evitar congestiones será suficiente con aumentar la capacidad de transmisión manteniendo la impedancia de la línea existente.

Por las razones explicadas, para la presente regulación no se puede adoptar el criterio propuesto por el SCG, por lo cual no se acoge esta observación.

V.1.6 Precio Básico de Potencia

V.1.6.1 Opiniones y Sugerencias

El Subcomité de Generadores observa con relación a la reducción del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) por la entrada en operación de las centrales de Reserva Fría, lo siguiente:

- La "bolsa" del pago de potencia es una expresión del costo unitario de potencia y la máxima demanda (ingreso es igual a precio por demanda). Esto da origen a la bolsa de ingresos que se distribuyen entre los generadores en función de los criterios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y los Procedimientos del COES. Sin embargo, estos ingresos, así calculados, no otorgan los incentivos suficientes para la existencia de una reserva en el sistema (es decir, incentivos para la existencia de una capacidad por encima de la máxima demanda). Debido a ello, es necesaria la creación de un concepto que haga que esta bolsa de ingresos se incremente y así dar señales de inversión para cubrir la demanda de punta y de una reserva que provea confiabilidad al sistema frente a cualquier contingencia. Como no se puede crear demanda, se debe incrementar el precio.

- El MRFO responde a este concepto. Se trata de un porcentaje que se agrega al precio de potencia para otorgar una señal de incentivos a la inversión en centrales de punta y de reserva. Mientras mayor sea el MRFO, mayor será la bolsa de ingresos que los generadores deberán distribuirse. Sin embargo, con la regla que señala que el MRFO debe reducirse sustrayendo el porcentaje que la reserva fría representa respecto de la máxima demanda, todo el concepto detrás de esta regulación se trastoca.
- Aparentemente, lo que se ha asumido es que como ya hay reserva fría en el sistema (con un régimen de pagos diferenciado y por fuera de las transferencias de potencia), ya no es necesario mantener el MRFO. Esto está muy alejado de la realidad y muestra un desconocimiento de la reserva operativa del sistema. En la realidad lo que se está haciendo es quitar el único incentivo que había para la instalación y operación de centrales de reserva, pudiendo llegarse al absurdo de que el MRFO sea cero (ningún incentivo), o inclusive sea negativo, con lo cual el precio de potencia no sólo dejaría de proveer señales de inversión sino que sería un desincentivo absoluto en tanto el precio de potencia se vería reducido. Esto ocurrirá si se instalan más centrales de reserva fría, hasta que igualen o superen el 33% de la máxima demanda del sistema. Al día de hoy, la reserva fría en operación comercial es del orden del 10% de la demanda del sistema. Ello sumado a la reserva fría que será operativa en el siguiente año, podría llegarse a tener probablemente 15% de la máxima demanda. Y así sucesivamente.
- Debe dejarse sentada la posición de que esta regulación no sólo es inconveniente debido a la situación por la que atraviesa la reserva operativa en el SEIN, sino que se trata de una regulación que ha dejado de responder al concepto de que los pagos de potencia deben proveer de incentivos suficientes para la instalación y operación de centrales de punta y de reserva. Al día de hoy, la reserva fría no es la única reserva del sistema, sino que existen otras centrales que proveen el mismo nivel de seguridad y confiabilidad.

Por lo cual solicita que se modifique el criterio de que del MRFO que se aplique a la presente regulación deba restarse las centrales de Reserva Fría.

V.1.6.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, el criterio de actualización del MRFO fue aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD, que aprobó la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para el periodo comprendido entre el 01 de mayo 2013 y el 30 de abril de 2017, donde se establece que ésta se revisa en cada fijación de precios en Barra con la información disponible al 31 de marzo de cada año. En este sentido, en la presente regulación únicamente corresponde aplicar este criterio.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo anterior, con relación a los argumentos expuestos en la presente opinión de que la actualización del MRFO originará que existan centrales de generación que dejarán de remunerar el pago de potencia y que presentan reserva, se debe precisar que este problema se deriva del mecanismo de remuneración de potencia que se

encuentra establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el que efectivamente no incentiva el ingreso de nuevas centrales de generación ni tampoco se remunera a centrales que por su característica son de reserva. En este caso, la solución a este problema no consiste en no descontar del MRFO el porcentaje que, de la máxima demanda, representa la suma de las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación, conforme se opina, sino la modificación al mecanismo de remuneración de potencia, para que incluya, entre otros aspectos, lo siguiente:

- Garantizar un ingreso por la potencia que el generador asegure al SEIN.
- Disponer una obligación de potencia a garantizar por parte de los generadores, dado que actualmente las potencias firmes son calculadas mediante procedimientos administrativos, en los que no se establece ninguna obligación del generador de entregar esta potencia, así como ningún mecanismo de control o verificación del cumplimiento del mismo.
- Lograr que los precios de potencia con que se remunera a los generadores, sean precios de mercado competitivos y no cálculos administrativos, como es en la actualidad.
- Eliminar definitivamente del mecanismo de remuneración de potencia aquellos pagos que tergiversan este servicio, como son el Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPG) y el Factor de Contratación (FC).

Por las razones explicadas, no se acoge esta observación.

V.2 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Enersur S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Enersur S.A. (en adelante "Enersur"), mediante correo electrónico de fecha 24.03.2014.

V.2.1 Cargo por Costos Variables Adicionales

V.2.1.1 Opiniones y Sugerencias

Enersur solicita considerar para el cálculo de los Costos Variables Adicionales respecto al Costo Marginal (CVOA-CMg) lo ejecutado en febrero y marzo 2014, y no los proyectados.

Asimismo, agrega que respecto a la estimación del CVOA-CMg desde mayo 2014 hasta abril 2015, solicita considerar factores que reflejen con mayor certeza la estimación del CVOA-CMg, tales como el fenómeno del niño, mantenimientos importantes como purga de la presa Tablachaca, mantenimiento de gasoducto, etc., o un mecanismo de liquidación que permita considerar oportunamente incrementos importantes de los CVOA-CMg con el fin de evitar saldos negativos considerables.

Adicionalmente agrega que debe ponerse a disposición de los Agentes las estimaciones de los CVOA-CMg que realiza el COES, con los archivos que sustentan dicha estimación. De igual manera debería informarse las actualizaciones trimestrales de dicha estimación, utilizadas para las liquidaciones, con sus respectivos archivos que lo sustentan.

Sustenta este pedido en el sentido de que las proyecciones realizadas por el COES sobre este cargo de CVOA-CMg han sido subestimadas en los últimos años, por lo cual se originan saldos negativos que generan perjuicio a los generadores debido a que sus costos incurridos no son reembolsados en periodos razonables, lo que le origina pérdida financiera.

V.2.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, en la norma “Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros Sin Contrato” que fue aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se establecieron los criterios y metodologías para calcular los costos que son compensados por los cargos adicionales conforme lo ordena el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

En el referido procedimiento se establece que estos cálculos son realizados por el COES, para cada regulación de Precios en Barra, utilizando las mismas herramientas computacionales que se emplean en la Programación de Mediano de Plazo, lo cual se entiende que incluye las programaciones de mantenimientos, las variaciones de caudales, en la demanda, en el programa de obras de generación, entre otros, que Enersur solicita en la presente opinión.

Así mismo, también se establece en este procedimiento que trimestralmente el COES deberá presentar una propuesta de reajuste de los cargos adicionales, tomando en cuenta los resultados de los meses pasados y la actualización de sus proyecciones de costos para los meses restantes, con lo cual se busca disminuir los saldos acumulados por la compensación a los generadores, tal como solicita Enersur.

Con relación a la solicitud de poner a disposición de los agentes esta información, no se tiene inconveniente en entregársela cada vez que lo soliciten dentro del mecanismo de transparencia que se sigue en OSINERGMIN, Sin embargo esto tampoco limita que el mismo agente, como integrante del COES, pueda solicitar al mismo COES que le entregue la información de cálculo de estos cargos adicionales.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge esta solicitud.

V.2.2 Liquidación FISE

V.2.2.1 Opiniones y Sugerencias

Enersur indica que dentro de las Liquidaciones de las Compensaciones por FISE de Periodos Anteriores contempladas en el Proyecto, no se ha tomado en cuenta el periodo comprendido entre el 23 de diciembre de 2012 y el 3 de enero de 2013, aduciendo que no es posible calcular el mismo debido a su complejidad (numeral 5.1 del Informe N° 118-2014-GART del Proyecto).

Al respecto, menciona que, de acuerdo con lo establecido por la Ley N° 29852, OSINERGMIN debe calcular el monto a compensar a los Generadores Eléctricos, por lo que corresponde a OSINERGMIN calcular la compensación correspondiente a los generadores que venían pagando el

cargo por FISE por el periodo comprendido entre el 23 de diciembre de 2012 y el 3 de enero de 2013.

Sustenta su pedido en que el Artículo 1° de la Resolución OSINERGMIN N° 025-2013-OS-CD y su Informe Legal N° 080-2013-GART, establecen que en la liquidación y cálculo de la recaudación por aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos, se debe considerar el saldo dejado de compensar desde el periodo comprendido entre el 23 de diciembre de 2012 y el 3 de enero de 2013.

V.2.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Este análisis es realizado en el Informe N° 181-2014-GART de la Asesoría Legal, en donde se señala que, en el periodo comprendido entre 23 de diciembre de 2012 hasta el 03 de enero de 2013, el recargo FISE que habría pagado el generador eléctrico fue trasladado en las correspondientes tarifas de generación.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge este comentario.

V.2.3 Precio de Gas Natural

V.2.3.1 Opiniones y Sugerencias

Enersur observa que, de acuerdo a lo dispuesto en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, corresponde a OSINERGMIN verificar que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. En ese sentido, agrega que OSINERGMIN toma la información proporcionada por las empresas concesionarias de generación y distribución con contratos de suministro eléctrico para los Usuarios Regulados resultante de las Licitaciones.

Cabe resaltar que para este proceso tarifario los Precios Ponderados de Licitación no están reflejando las variaciones reales del Precio del Gas Natural, dado que las tarifas de suministro y distribución han sufrido incrementos, en los meses de enero a marzo 2014. Por lo cual sugiere que OSINERGMIN actualice los Precios Ponderados de Licitación de tal forma que reflejen las variaciones reales del Precio de Gas Natural.

Por otro lado, agrega que el precio inicial de gas natural (PGNo) empleado en la fórmula de actualización de Tarifas en Barra (Nota 1) del cuadro No 7 del proyecto de Resolución), debe ser el mismo que se utiliza en la determinación de las Tarifas en Barra, es decir, el mismo que se emplea en los Precios de Licitación (si se emplea el PGN de diciembre 2013, el PGNo también debe corresponder a dicho mes).

Sustenta de pedido en que el Precio de Gas Natural ha variado en orden de 10% desde diciembre 2013 a marzo 2014, y que si se fija las Tarifas en Barra (energía) considerando un precio de diciembre 2013 y en la fórmula de actualización se fija un PGN igual al de marzo 2014 se generará una incorrecta actualización de la Tarifa en Barra.

V.2.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Con respecto a las actualizaciones de los precios de los contratos de suministros que resultaron de los procesos de licitación, es necesario precisar que éstas se realizan conforme a las fórmulas y períodos establecidos en los mismos contratos. Por otro lado, para la comparación de precios que establece la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, mediante Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD se aprobó el “Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados”, donde se establecen los criterios, lineamientos y parámetros que se utilizarán para efectuar la comparación de precios regulados correspondiente a las fijaciones de Precios en Barra conforme a lo establecido en la Ley N° 28832. En este sentido, como en las anteriores fijaciones de precios en barra, se aplicará este procedimiento en el cual se dispone que la información utilizada para realizar esta comparación es la disponible al mes de marzo del año al cual corresponde el proceso tarifario, que en este caso corresponde a marzo de 2014.

Con relación a los precios combustibles de referencia, se precisa que estos se consideran al 31 de marzo 2014, conforme lo establece el Artículo 50° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge esta observación.

V.3 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Kallpa Generación

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Kallpa Generación S.A. (en adelante “Kallpa”), mediante correo electrónico de fecha 24.03.2014.

V.3.1 Costos Variables No Combustibles

V.3.1.1 Opiniones y Sugerencias

Kallpa observa que los Costos Variables No Combustibles (CVNC) considerados en el archivo “SINAC.GTT”, en algunas unidades termoeléctricas, no coinciden con los CVNC utilizados por el COES en la Programación Diaria de la Operación. Para lo cual, presenta un cuadro con las lista de las unidades termoeléctricas que tienen diferencias.

V.3.1.2 Análisis de OSINERGMIN

La opinión es similar a la analizada en el numeral V.1.3 del Subcomité de Generadores, por lo cual corresponde actualizar el CVNC conforme se concluye en el referido numeral.

Por lo tanto, se acoge esta observación.

V.3.2 Retiro de TG7 de la C.T. Santa Rosa

V.3.2.1 Opiniones y Sugerencias

Kallpa observa que en el modelo Perseo se ha incluido la TG7 de la C.T. Santa Rosa como unidad operativa, cuando dicha unidad no se encuentra en operación desde las 00:00 h del 26 de octubre de 2013 según carta COES/D/DP-116-2013.

V.3.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha verificado que de acuerdo a la carta COES/D/DP-116-2013 del 26 de octubre de 2013, a la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa se le ha retirado la operación comercial. Por tanto, se modificará el archivo SINAC.GTT del Modelo Perseo, sin considerar la unidad TG7 a partir de noviembre de 2013.

Por las razones explicadas, se acoge esta observación.

V.3.3 Precio de Gas Natural

V.3.3.1 Opiniones y Sugerencias

Kallpa solicita que, para el cálculo del Precio Límite de Gas Natural de Camisea, se incluya a la empresa SDF Energía S.A.C. con su central termoeléctrica Oquendo.

V.3.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, hay que precisar que la C.T. Oquendo, perteneciente a la empresa SDF Energía SAC, actualmente integra al COES como una **Central de Cogeneración Calificada**, y de acuerdo al numeral 7.2 del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, los costos variables de estas centrales no son considerados para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo; por tanto, no corresponde considerarlo en el cálculo del Precio Límite de Gas Natural.

Por las razones explicadas, no se acoge esta observación.

V.3.4 Representación de reserva primaria de frecuencia

V.3.4.1 Opiniones y Sugerencias

Kallpa solicita que en el modelo Perseo se incluya la aplicación del Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia" que entrará en vigencia el 02 de abril de 2014, mediante el cual un "%R.Primaria" de la generación disponible será asignada a este servicio.

V.3.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Con relación a la vigencia del Procedimiento Técnico COES PR-21, se precisa que la entrada en vigencia del mismo ha sido postergada hasta el 01 de julio de 2014, por lo cual a la fecha el COES no ha establecido el porcentaje de Reserva Primaria Frecuencia que deben dar todas las unidades de generación.

En este sentido, en el presente proceso tarifario no se puede modelar una nueva asignación de regulación de frecuencia de la que no se dispone, por lo cual se mantendrá la reducción permanente de 30 MW en la potencia efectiva de la C.H. Huinco y de 15 MW en la potencia efectiva de la C.H. Charcani V por reserva rotante para regulación de frecuencia

Por las razones explicadas, no se acoge esta solicitud.

V.4 Análisis de Opiniones y Sugerencias de EGEMSA

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA), mediante carta G-144-2014 del 21.03.2014.

V.4.1 Inclusión de Generación Adicional

V.4.1.1 Opiniones y Sugerencias

EGEMSA informa que, mediante Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM (RM 386), el Ministerio de Energía y Minas declaró situación excepcional de operación para las áreas de Cusco, Apurímac y Puno por un periodo de 45 días que se cuenta desde la parada de la C.H. Machupicchu, en el marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008, dándole un encargo de implementar una generación adicional de 20 MW.

Al respecto, agrega que en cumplimiento de la referida resolución, el 03 de diciembre de 2013 firmó un contrato con la empresa Aggreko International Projects Ltd. Sucursal Peruana para el alquiler de una central de 20 MW y que se ha realizado contratos de alquiler de suministro y transporte de combustible y la implementación de una subestación elevadora a 138 kV.

Por lo cual solicita que se incluya dentro del Cargo por Generación Adicional el costo que proyecta incurrir para el periodo de 16/04/2014 a 30/05/2014, de S/. 19 647 879,80.

V.4.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, conforme se explica en el informe legal que complementa el análisis de los comentarios, corresponde incluir dentro del Cargo de Generación Adicional los costos incurridos que se han realizado durante la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008, para atender las situaciones de restricción temporal, es decir aquellos realizados hasta el 31/12/2013, así

como ser compensados por el Cargo todos los saldos que se encuentren pendientes de devolución a las empresas estatales.

En este sentido, en vista que los costos que solicita la empresa EGEMSA incluir dentro del cargo por Generación Adicional, son para un plazo posterior al 31/12/2013, no corresponden ser incluidos en el referido cargo.

Por las razones explicadas, no se acoge esta solicitud.

V.5 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Rio Doble S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Rio Doble S.A. (en adelante "Rio Doble"), mediante la carta ERD-OSINERG-007-2014 del 21.03.2014.

V.5.1 Cálculo de la Prima RER de la C.H. Pizarras

V.5.1.1 Opiniones y Sugerencias

Rio Doble observa los siguientes puntos, con respecto al cálculo de la Prima RER de la C.H. Pizarras:

- i. Los costos marginales estimados para la S.E. Carhuaquero 220 kV que se utiliza para la C.H. Pizarras, no son iguales a los costos marginales que se utilizan para las centrales C.H. Caña Brava y C.H. Carhuaquero IV, que también se encuentran en esa misma subestación.
- ii. La proyección de energía considerada para los meses de enero a abril 2014, no corresponde a la información entregada por Rio Doble para la actualización del cargo en el trimestre anterior.
- iii. La proyección de energía para el periodo de mayo 2014 a abril 2015, no corresponde a la información proporcionada al COES.

V.5.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Con relación a estas observaciones se tiene lo siguiente:

- i. Efectivamente, los costos marginales de la C.H. Pizarras deben corresponder a la S.E. Carhuaquero 220 kV, por lo cual se procederá a su corrección.
- ii. De acuerdo con la información del COES, se procederá a modificar la información de enero a febrero 2014, considerando lo ya ejecutado.
- iii. De igual manera, se modificará la proyección de marzo 2014 a abril 2015, de acuerdo con el Informe N° COES/D/DO/STR-INF-029-2014.

Por las razones explicadas, se acoge esta observación.

V.6 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Eléctrica Santa Rosa S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Eléctrica Santa Rosa S.A. (en adelante "E. Santa Rosa"), mediante la carta ESR 025-2014 del 21.03.2014.

V.6.1 Cálculo de la Prima RER de la C.H. Purmacana

V.6.1.1 Opiniones y Sugerencias

E. Santa Rosa solicita la inclusión de la Energía Dejada de Inyectar (EDI) debido a la fuerza mayor declarada por Resolución OSINERGMIN N° 307-2013 del 10.12.2013.

V.6.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto se ha revisado la Resolución N° 307-2013-OS/GFE emitida por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, donde se verifica lo señalado por E. Santa Rosa, por lo que corresponderá incluir la Energía Dejada de Inyectar al sistema para el periodo comprendido entre el 01 de mayo al 31 de diciembre 2013.

Por las razones explicadas, se acoge esta solicitud.

V.7 Análisis de Opiniones y Sugerencias de SINERSA

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa SINERSA, mediante correo electrónico del 24.03.2014.

V.7.1 Cálculo de la Prima RER de la C.H. Poechos 2

V.7.1.1 Opiniones y Sugerencias

SINERSA observa los siguientes puntos, con respecto al cálculo de la Prima RER de la C.H. Poechos 2:

- i. La C.H. Poechos 2 entró en operación el 30 de abril de 2010, por lo que la obligación de energía adjudicada para este periodo debería ser 50 GWh/365 y no 50 GWh/12.
- ii. Solicita precisión sobre la fuente de información de la estimación de los meses de enero y febrero 2014, cuando ya tiene producción registrada.

V.7.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Con relación a estas observaciones se tiene lo siguiente:

- i. Se ha verificado que, conforme a la carta COES/D-277-2010 de fecha 29 de abril de 2010, el COES aprobó la entrada en operación comercial de la C.H. Poechos 2 desde el 30 de abril de 2010. En este sentido, de acuerdo a lo establecido en el contrato de suministro RER, corresponderá considerar dicha fecha para el cálculo de la energía adjudicada.
- ii. La fuente de información considerada fue la reportada por el COES mediante el informe N° COES/D/DO/STR-INF-008-2014 que fue recibida el 16 de enero de 2014; sin embargo, esta información será actualizada con el informe N° COES/D/DO/STR-INF-029-2014 que fue recibido el 17 de marzo de 2014.

Por las razones explicadas, se acoge esta observación

V.8 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Red de Energía del Perú

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), mediante la carta CS-040-1411142 de fecha 24.03.2014.

V.8.1 Cálculo RA1

V.8.1.1 Opiniones y Sugerencias

REP opina en relación a los siguientes puntos:

- i. REP indica que se ha considerado sólo la variación por Tipo de Cambio para la actualización de las compensaciones de sus instalaciones asignadas exclusiva o parcialmente a la generación. Estas instalaciones están afectas también a la variación del IPM, P_{CU} y P_{AI} .
- ii. Observa que no se ha considerado las compensaciones de las instalaciones del SST asociado a la Adenda N° 7 y el SST Independencia, conforme lo establecido en el cuadro G.31 y G.30 del Anexo G de la Resolución N° 136-2013-OS/CD.
- iii. Agrega que se ha considerado el peaje de las instalaciones del SST Paramonga Nueva, siendo estas instalaciones de las Adicionales a la RAG de REP.
- iv. Asimismo, señala que se ha considerado la compensación por una Celda de Línea a Guadalupe en la SET Trujillo Norte para el SST asociado a la Adenda N° 9, el cual no forma parte de lo establecido en el cuadro G.3 del Anexo G de la Resolución N° 136-2013-OS/CD. Adjunta a su recurso el siguiente cuadro.

Cuadro G.3.- SST Generación/Demanda de REP – Adenda 9 (Modifica Cuadro 9.3 del Anexo 9 de la Resolución OSINERGMIN N° 054-2013-OS/CD)

Ítem	Titular	Elemento	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago	Asignación
1	REP	Celda de Línea a Guadalupe, SET CHICLAYO OESTE	8 209,72	Generadores	[3]
2	REP	Celda de Línea a Guadalupe, SET TRUJILLO NORTE	8 209,72	Generadores	[3]
3	REP	Celda de Línea a Chiclayo Oeste, SET GUADALUPE	16 422,03	Generadores	[3]
4	REP	2da Terna L.T. Chiclayo Oeste - Guadalupe – Trujillo y Repontenciación del primer circuito existente	215 345,25	Generadores	[3]

V.8.1.2 Análisis de OSINERGMIN

En relación a los comentarios de REP y luego del análisis correspondiente, se tiene lo siguiente:

- i. Se ha verificado que en efecto corresponde emplear la fórmula de actualización establecida para las compensaciones de la RA1.
- ii. Se ha verificado que corresponde la incorporación en el cálculo de la RA1 de las compensaciones de las instalaciones de la Adenda N° 7 del Contrato de Concesión de REP.
- iii. Se ha verificado que corresponde descontar de la estimación de los ingresos de REP los peajes de las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG.
- iv. Se desagregarán las compensaciones del SST Generación/Demanda correspondiente a las instalaciones de la Adenda N° 9 del Contrato de Concesión de REP tal y como aparecen en el cuadro G.3 de la Resolución N° 136-2013-OS/CD.

Por las razones explicadas, se acoge esta opinión en todos sus puntos.

V.8.2 Cálculo RA2

V.8.2.1 Opiniones y Sugerencias

REP solicita revisar la hoja RAG del archivo “LREP-MAY-ABR-2014 (Rev Mar)_v1.xls” y realizar las modificaciones necesarias en relación a las siguientes observaciones:

- i. REP indica que se ha considerado, para el cálculo de la RA₂ SST, el Ingreso Tarifario de todos los titulares de instalaciones en MAT, debiendo sólo considerarse las instalaciones pertenecientes a REP.

- ii. Agrega que se ha considerado el monto del Ingreso Tarifario en Moneda Nacional, debiendo ser convertido a dólares americanos.

V.8.2.2 Análisis de OSINERGMIN

En relación a los comentarios de REP y luego del análisis correspondiente, se tiene lo siguiente:

- i. Se ha verificado que para el cálculo de los ingresos del SST, se debe descontar el IT de instalaciones que no sean de REP.
- ii. Se convertirá el IT fijado y recaudado en soles a dólares americanos para fines de la liquidación.

Por las razones explicadas, se acoge esta opinión.

V.8.3 Recalculo de RA Año 12

V.8.3.1 Opiniones y Sugerencias

REP señala que en la celda F24 de la hoja Liquidación del archivo "LREP-MAY-ABR-2014 (Rev Mar)_v1.xls", se muestra un valor de recálculo de la RA del Año 12, pero no se encuentra vinculado. Por ello, solicita se incluya el cálculo del mencionado valor.

V.8.3.2 Análisis de OSINERGMIN

En atención a lo solicitado por REP, se presentará el cálculo de la RA del año 2012 a fin de que REP verifique el cálculo realizado para su determinación.

Por las razones explicadas, se acoge esta opinión.

V.8.4 VNR

V.8.4.1 Opiniones y Sugerencias

REP observa que se está actualizando el VNR de centro de control de respaldo considerando solo 17 subestaciones del sur, cuando mencionan que debe tomarse que este centro de control de respaldo es igual al centro de control principal y que opera todas las subestaciones de REP.

Por lo cual solicitan que se sustente, la actualización del centro de control de respaldo considerando solo 17 subestaciones del sur.

V.8.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, OSINERGMIN a través del Oficio N° 0015-2014-GART, de fecha 6 de enero de 2014, observó el incremento del VNR del centro de control principal y respaldo, solicitando el detalle que justifique dichos incrementos, por lo cual en la absolución de observaciones, REP indicó lo siguiente:

"Respecto a los Centros de Control Principal y de Respaldo, se han visto actualizados por la cantidad de subestaciones que han pasado de 45 a 48 Subestaciones y que además se está incluyendo el cambio de

ubicación del centro de control de respaldo que anteriormente se encontraba en la Subestación Socabaya (Arequipa) a su nueva ubicación en la Subestación Planicie (Lima), dando una mayor confiabilidad y seguridad en las operaciones de las instalaciones. Para el cálculo de estos valores se han usado los Módulos Estándar de una empresa grande como REP y con los módulos incrementales para llegar a las 48 subestaciones que ahora tendrá REP. Otra diferencia con relación a la anterior valorización es que el CC de Respaldo cuando se ubicaba en Socabaya el alcance que tenía era sólo del área Sur con 17 subestaciones, mientras que ahora que se encuentra ubicado en Planicie el alcance es el mismo que el del CC Principal, es decir 48 subestaciones”.

Sin embargo, la empresa no adjuntó el detalle y sustento respectivo de dichos cambios (como diagramas unifilares del centro de control y telecomunicaciones, relación de equipos, entre otros) con la finalidad de que el regulador pueda analizar dicha información y generar la actualización del VNR correspondiente.

Por ello, mediante correo electrónico de fecha 02 de abril de 2014, se solicitó toda la información de detalle y sustento respectivo referido al centro de control principal y respaldo, así como los sistemas de telecomunicaciones inherentes a los mismos; sin embargo, dicha información no ha sido alcanzada a la fecha.

No obstante, dado que se ha constatado que el Centro de Control de respaldo ha sido trasladado a la subestación la Planicie se procederá a actualizar, con la mejor información disponible, el VNR del Centro de Control Principal y Respaldo.

Por las razones explicadas, se acoge parcialmente esta observación.

V.8.5 COyM Anual de Bienes retirados

V.8.5.1 Opiniones y Sugerencias

REP solicita que se revise los valores de la hoja Consolidado de Retiros del archivo “LREP-MAY-ABR-2014 (Rev Mar)_v1.xls”, ya que considera que se está sobrevalorando los costos de los bienes retirados.

V.8.5.2 Análisis de OSINERGMIN

En relación al cálculo del Costos de Operación y Mantenimiento de bienes retirados, como se describió en el Anexo M del informe N° 0117-2014-GART, así como en el Informe N° 0295-2013-GART que sustentó la liquidación de la RA de REP en la oportunidad de fijación de tarifas en barra del año 2013, se trata de un estimado preliminar el cual será determinado posteriormente una vez que se pueda disponer del inventario final de bienes retirados y sobre la base de un estudio que realice OSINERGMIN.

Por las razones explicadas, no se acoge esta observación

V.8.6 Cálculo del peaje del SST para el periodo mayo 2014 – abril 2015

V.8.6.1 Opiniones y Sugerencias

REP solicita que para la estimación de la facturación anual por el concepto de peaje del SST se considere como referencia los peajes y cargos unitarios de liquidación que, finalmente, establezca OSINERGMIN para el periodo mayo 2014 – abril 2015, siendo esta información la publicada mediante Resolución N° 041-2014-OS/CD y, en consecuencia a ello, analizar si se debe realizar el reajuste en los Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los usuarios regulados o en el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.2 del Anexo 7 del Contrato de Concesión.

V.8.6.2 Análisis de OSINERGMIN

En atención a lo solicitado por REP, a fin de determinar el cálculo de los ingresos por concepto de peaje del SST de REP, se utilizarán los peajes que serán vigentes desde el 01 de mayo de 2014. Cabe indicar que recién en la etapa de publicación de los resultados de la liquidación de ingresos de los SST-SCT se tendrán valores definitivos de dichos peajes.

Por las razones explicadas, se acoge esta opinión.

V.9 Análisis de Opiniones y Sugerencias del ISA Perú

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el ISA Perú S.A. (en adelante "ISA"), mediante la carta CS-015-14022102 de fecha 24.03.2014.

V.9.1 Ingreso mensual facturado

V.9.1.1 Opiniones y Sugerencias

ISA indica que OSINERGMIN ha considerado, para el cálculo de los ingresos facturados, la adición de los montos de las notas de crédito emitidas en los meses de junio y julio de 2013. Los montos de las notas de crédito deben ser descontados de la sumatoria de los montos de las facturas y/o notas de débito emitidas en los mencionados meses. Por ello, solicita revisar el archivo "MODELO_CALCULO_ISA Rev_2014_ff.xls" y realizar las modificaciones necesarias.

V.9.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha verificado que las notas de crédito de los meses de junio y julio 2013 efectivamente están sumándose a las facturas, por tanto en el nuevo cálculo las notas de créditos serán descontadas del monto total.

Por la razón explicada en el análisis, se acoge este comentario.

V.9.2 Remuneración mensual esperada

V.9.2.1 Opiniones y Sugerencias

ISA indica que OSINERGMIN no ha considerado, para el cálculo de los ingresos esperados mensuales, los ingresos por Ampliación N° 1, siendo el 3 de agosto de 2013 la fecha de puesta en operación comercial.

Adicionalmente, solicita que para realizar el cálculo del Costo Total de Transmisión del periodo mayo 2014 – abril 2015 se considere los ingresos por Ampliación N° 1, al ser una ampliación de la capacidad de la L.T. Pachachaca – Oroya Nueva.

V.9.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha revisado la última información proporcionada por ISA, en donde adjuntan el Acta de Puesta en Operación Comercial de la Ampliación de la Capacidad de la L.T. 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MVA en la fecha 3 de agosto de 2013.

En tal sentido, corresponde adicionar en los ingresos lo correspondiente a la Ampliación N° 1, a partir del mes de agosto de 2013.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge este comentario.

V.10 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Transmantaro

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por el Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “Transmantaro”), mediante la carta CS-023-14032377 de fecha 24.03.2014.

V.10.1 L.T. Chilca – La Planicie - Zapallal

V.10.1.1 Opiniones y Sugerencias

CTM indica que OSINERGMIN ha considerado, para el cálculo de los ingresos facturados, la adición de los montos de las notas de crédito emitidas en los meses de junio y julio de 2013. Los montos de las notas de crédito deben ser descontadas de la sumatoria de los montos de las facturas y/o notas de débito emitidas en los mencionados meses.

Además, solicita revisar el archivo “CALCULO_TRM_CHILCA_2012 Rev_2014.xls” y realizar las modificaciones necesarias.

V.10.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha verificado que las notas de crédito de los meses de junio y julio 2013 efectivamente están sumándose a las facturas, por tanto en el nuevo cálculo las notas de créditos serán descontadas del monto total. Así mismo cabe resaltar que el índice de actualización que se utilizó en la

Liquidación 2012 es un valor definitivo que se definió en la fecha que se hizo dicha liquidación cuyo valor no corresponde cambiar para la presente Liquidación 2013.

Por la razón explicada en el análisis, se acoge este comentario.

V.10.2 L.T. Zapallal - Trujillo

V.10.2.1 Opiniones y Sugerencias

CTM opina que para la actualización del costo de inversión y de operación y mantenimiento, conforme se establece en el literal f) del numeral 8.1 de la cláusula 8 del Contrato de Concesión de SGT “Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro – Norte Medio en 500 kV” (L.T. Zapallal – Trujillo), se debe considerar como índice inicial el último dato publicado como definitivo que corresponda al mes de la fecha de la Puesta en Operación Comercial, siendo este índice definitivo el correspondiente a diciembre de 2012 (183,6).

Asimismo, se establece que para el índice de actualización se debe considerar el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, siendo este índice definitivo el correspondiente a octubre de 2013 (185,4).

Por otro lado, en relación al cálculo del valor esperado de la liquidación, CTM indica que se está actualizando el Costo de Inversión y el COyM del periodo mayo 2013 – abril 2014 con el índice de marzo de 2013.

CTM opina que, conforme se establece en el Contrato de Concesión, para el índice de actualización se debe considerar el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación; sin embargo, la fecha de puesta en operación comercial de la L.T. Zapallal – Trujillo es diciembre de 2012 por lo que, en el periodo regulatorio mayo 2013 – abril 2014, no correspondía realizar ninguna actualización.

Se solicita realizar las modificaciones necesarias.

V.10.2.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, conforme indica el contrato, se ha procedido a modificar el índice inicial con el último dato publicado como definitivo que corresponde al mes de la fecha de la puesta en operación comercial (183,6) y para el índice de actualización se ha efectuado la modificación y se está considerando el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación (IPP Octubre-2013 – 185,4).

Por otro lado, para el periodo de liquidación anterior, el índice correspondiente al mes de diciembre 2012 era preliminar y el último dato definitivo a esa fecha era el de octubre 2012, por lo tanto no hay índice con el que se pueda actualizar el Costo de Inversión o el VNR.

Por lo tanto, siendo que la fecha de la puesta en operación de la L.T. Zapallal – Trujillo es diciembre de 2012 y, conforme indica el contrato, la Base Tarifaria está expresada a la fecha de puesta en operación comercial, por lo que no corresponde efectuar ninguna actualización tal como lo señala CTM.

Por la razón explicada en el análisis, se acoge este comentario.

V.10.3 L.T. Talara - Piura

V.10.3.1 Opiniones y Sugerencias

CTM opina que para la actualización del costo de inversión y de operación y mantenimiento, conforme se establece en el literal f) del numeral 8.1 de la cláusula 8 del Contrato de Concesión de SGT “Reforzamiento del Sistema Norte con un segundo circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura”, se debe considerar para el índice de actualización el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, siendo este índice definitivo el correspondiente a octubre de 2013 (185,4).

Por otro lado, en relación al cálculo del valor esperado de la liquidación, CTM señala que en la celda V29 de la hoja “Liquidación SGT” del archivo “CALCULO_TRM_TALARA PIURA Rev_2014_final.xls”, no se están incluyendo todos los factores mensuales, por lo que el valor de la mensualización de la Base Tarifaria está errado.

Se solicita efectuar las modificaciones necesarias.

V.10.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha revisado el contrato de concesión el cual indica que la actualización se debe realizar con el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, que para la presente regulación es (IPP Octubre-2013 – 185,4)

Asimismo, se ha revisado la celda V29 y se ha efectuado la modificación correspondiente para incluir todos los factores mensuales corrigiendo el valor de la mensualización.

Por la razón explicada en el análisis, se acoge este comentario.

V.10.4 L.T. Pomacocha - Carhuamayo

V.10.4.1 Opiniones y Sugerencias

CTM opina que para la actualización del costo de inversión y de operación y mantenimiento, conforme se establece en el literal f) del numeral 8.1 de la cláusula 8 del Contrato de Concesión de SGT Línea de Transmisión Pomacocha – Carhuamayo 220 kV y Subestaciones Asociadas se debe considerar para el índice de actualización el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, siendo este índice definitivo el correspondiente a octubre de 2013 (185.4).

Por otro lado, en relación al cálculo del valor esperado de la liquidación, CTM opina que se debe considerar como fecha de puesta en operación comercial

el 20 de setiembre de 2013, por lo que el valor que les corresponde recuperar debe ser considerado desde la mencionada fecha.

Se solicita revisar las modificaciones necesarias.

V.10.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha revisado el contrato de concesión el cual indica que la actualización se debe realizar con el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, que para la presente regulación es (IPP Octubre-2013 – 185,4)

Asimismo, se ha revisado la hoja de cálculo a fin de considerar los ingresos que corresponden a partir de la fecha de puesta en operación comercial ocurrida el 20 de setiembre de 2013.

Por la razón explicada en el análisis, se acoge este comentario.

V.10.5 L.T. Machupicchu – Abancay - Cotaruse

V.10.5.1 Opiniones y Sugerencias

CTM opina que para la actualización del costo de inversión y de operación y mantenimiento, el Costo de Inversión y el Costo de Operación y mantenimiento están expresados a enero de 2013, conforme se establece en el numeral 4.4 de la Cláusula Cuarta de la Adenda N° 1 del Contrato de Concesión SGT “Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse en 220 kV”.

Agrega que corresponde realizar la actualización de la Base Tarifaria considerando como índice inicial el último dato publicado como definitivo correspondiente al mes de enero de 2013 (184,0) y como índice de actualización el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación, siendo este índice definitivo el correspondiente a octubre de 2013 (185,4).

V.10.5.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha revisado el Contrato de Concesión, la cláusula 5 del procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión (aprobado mediante la Resolución N° 200-2010-OS/CD), así como el Reglamento de Transmisión (aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM y modificatorias), verificándose que no corresponde la actualización de la Base Tarifaria del SGT de Transmataro. Al respecto, se debe señalar que la cláusula 8.3 de su contrato de concesión establece que la Base Tarifaria se rige por lo estipulado en la Ley 28832 y el Reglamento de Transmisión vigente a la fecha de cierre. Cabe indicar que la fecha de cierre fue el 22 de diciembre de 2010 y el Reglamento de Transmisión vigente en dicho momento establecía que los costos de inversión y operación y mantenimiento resultantes de los procesos de licitación serían actualizados anualmente a partir de la fecha de entrada en operación comercial. En este caso, dado que

a la fecha las instalaciones del contrato no han ingresado en operación comercial, no corresponde la actualización de la Base tarifaria.

Por la razón explicada en el análisis, no se acoge este comentario.

V.10.6 L.T. Mantaro - Socabaya

V.10.6.1 Opiniones y Sugerencias

CTM indica que en la hoja VisorSPT del archivo "MODELO_CALCULO_TRM_Rev_2014 SPT.xls" se está considerando el mismo valor esperado para el periodo marzo - abril 2013 y el periodo mayo 2013 – febrero 2014, siendo dos periodos tarifarios diferentes.

Adicionalmente, agrega que al realizar el cálculo del valor esperado para el periodo mayo 2013 – abril 2014, se está considerando dos veces el costo de operación y mantenimiento de la Ampliación N° 1, por lo que solicita se revise la hoja CTT del archivo "MODELO_CALCULO_TRM_Rev_2014 SPT.xls" y se realicen las correcciones necesarias.

Por otro lado, indica que, conforme se establece en la Addendum N° 10 al Contrato BOOT, a partir del 01 de mayo del 2014 se aplicará una tasa mensual sobre la Tarifa para la determinación de los pagos mensuales que perciba la Sociedad Concesionaria correspondiente al período que resta del plazo de vigencia del Contrato BOOT, y que para el cálculo de esta tasa mensual, se considerará una tasa anual del dos por ciento (2%).

Al respecto, señala que la Remuneración Anual por Ampliación seguirá siendo pagada mensualmente a la Sociedad Concesionaria aplicando una tasa de descuento igual a la tasa de actualización prevista en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Finalmente, CTM sugiere que la desagregación se realice de la siguiente manera:

- a) $SPT \text{ de Transmantaro} = aVNR + aMAR_5 + aMAR_{10} + COyM + Liquidación$
- $aVNR$ = anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo
- $aMAR_5$ = anualidad del Monto a restituir, establecido mediante la addendum N° 5 al Contrato BOOT
- $aMAR_{10}$ = anualidad del Monto a restituir, establecido mediante la addendum N° 10 al Contrato BOOT
- $COyM$ = Costo de Operación y Mantenimiento del Contrato BOOT
- b) $Ampliación \text{ del } SPT \text{ de Transmantaro} = aVNR_A + COyM_A$
- $aVNR_A$ = anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de la ampliación
- $COyM_A$ = Costo de Operación y Mantenimiento de la ampliación

V.10.6.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, se ha revisado la hoja de cálculo y se efectuaron las correcciones en las fórmulas en donde se realiza el cálculo del valor esperado del periodo indicado. Asimismo, se ha realizado la corrección en la fórmula correspondiente al costo total (celda G20 de la hoja CTT) en la que efectivamente se duplicaba el costo de operación y mantenimiento de la Ampliación N° 1.

Con relación a la desagregación de los costos solicitados y en mérito a la adenda N° 10 en la que se establece que a partir del 01 de mayo del 2014, se aplicará una tasa mensual sobre la Tarifa para la determinación de los pagos mensuales que perciba la Sociedad Concesionaria correspondiente al período que resta del plazo de vigencia del Contrato BOOT, para el cálculo de esta tasa mensual, se considerará una tasa anual del dos por ciento (2%).

Finalmente, de acuerdo con lo que señala CTM, la Remuneración Anual por Ampliación seguirá siendo pagada mensualmente a la Sociedad Concesionaria aplicando una tasa de descuento igual a la tasa de actualización prevista en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, consideramos conveniente la desagregación de costos propuesta por CTM para tener un orden en la próxima liquidación.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge este comentario.

V.11 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Luz del Sur

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante "Luz del Sur"), mediante correo electrónico del 24.03.2014.

V.11.1 Inclusión de barra los Industriales 220 kV

V.11.1.1 Opiniones y Sugerencias

Luz del Sur solicita incluir como barra de Lima a la nueva barra Los Industriales 220 kV, que está ubicada entre las barras de San Juan 220 kV (a 19 km) y Santa Rosa 220 kV (a 7 km).

V.11.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, cabe señalar que en el Proyecto de Resolución que se aprobó mediante la Resolución OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD se estableció que la barra Los Industriales 220 kV forma parte de la Barra de Referencia de Generación Lima para efectos de la aplicación de los precios en barra.

Por las razones explicadas, se acoge esta solicitud.

V.12 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Sur Este

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados la Electro Sur Este S.A.A. (en adelante "ELSE"), mediante oficio N° G-340-2014 del 24.03.2014.

V.12.1 Inclusión de Generación Adicional

V.12.1.1 Opiniones y Sugerencias

ELSE informa que, mediante Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM (RM 386) el Ministerio de Energía y Minas, se declaró situación excepcional de operación para las áreas de Cusco, Apurímac y Puno por un periodo de 45 días que se cuenta desde la parada de la C.H. Machupicchu, en el marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008, dándole un encargo de implementar una generación adicional de hasta 10 MW.

Al respecto, agrega que en cumplimiento de la referida resolución, el 12 de diciembre de 2013 firmó un contrato con la empresa Aggreko International Projects Ltd. Sucursal Peruana para el alquiler de una central de 10 MW y que se ha realizado contratos de alquiler de suministro y transporte de combustible y la implementación de una subestación elevadora a 138 kV.

Por lo cual solicita que se incluya dentro del Cargo por Generación Adicional el costo que proyecta incurrir para el periodo de 16/04/2014 a 30/05/2014, de S/. 11 374 519,48.

V.12.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Al respecto, conforme se explica en el informe legal que complementa el análisis de los comentarios, corresponde incluir dentro del Cargo de Generación Adicional los costos incurridos que se han realizado durante la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008, para atender las situaciones de restricción temporal, es decir aquellos realizados hasta el 31/12/2013, así como ser compensados por el Cargo todos los saldos que se encuentren pendientes de devolución a las empresas estatales.

En este sentido, en vista que los costos que solicita la empresa ELSE incluir dentro del cargo por Generación Adicional, son para un plazo posterior al 31/12/2013, no corresponden ser incluidos en el referido cargo

Por las razones explicadas, no se acoge esta solicitud.

V.13 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Oriente S.A.

La presente sección contiene el análisis de los comentarios presentados por la empresa Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), mediante la carta G-367-2013 del 24.03.2014.

V.13.1 Precios en Barra de los Sistemas Aislados

V.13.1.1 Opiniones y Sugerencias

ELOR observa los siguientes puntos, con respecto a los precios en barra de los sistemas aislados:

- i. Error material en el cálculo de la tarifa del sistema aislado de Chachapoyas, debido que al momento de costear la capacidad de la central térmica se considera uno de 2 MW y no de 3,2 MW que son necesarios.
- ii. No se ha incluido los costos de transporte ni el costo financiero de los combustibles del sistema aislado de Chachapoyas
- iii. En el Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados no se ha considerado el sistema aislado de Orellana, que es parte de la concesión de la empresa.
- iv. No se actualizado los costos de inversión de los sistemas aislados menores (Típico I), estos costos son del año 2008 y no considera los incrementos de precios de los últimos años.
- v. Las eficiencias de los grupos electrógenos considerado para los sistemas aislados menores (Típico I), son mayores a los que actualmente se tiene en operación y que garantizan los proveedores.
- vi. Solicita la creación de un sistema aislado típico ad-hoc para los sistemas eléctricos de zona de frontera, considerando los altos costos de transporte de combustible por lo difícil del acceso a dichos centros poblados. Asimismo, considera la viabilidad de compra de energía eléctrica de países vecinos como Colombia y Brasil para abastecer por 24 horas a los sistemas aislados Isla de Santa Rosa y San Antonio del Estrecho localizados en la frontera con Colombia.
Asimismo, adjunta una relación de 12 localidades de frontera de la Región Loreto y 6 localidades con características de Típico I, que actualmente son atendidas por las municipalidades y que pasarían a formar parte de la administración de ELOR.

V.13.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Con relación a las observaciones, se tiene que:

- i. Se ha revisado el cálculo de la tarifa en barra del sistema aislado de Chachapoyas, y efectivamente no se ha considerado el margen de reserva correspondiente, el cual se ha corregido para la etapa de publicación de la presente regulación.
- ii. No corresponde incluir costos financieros a los combustibles en centrales termoeléctricas de los sistemas aislados por las características propias del uso del combustible (almacenamiento por periodos prolongados). Con relación al costo de transporte del combustible, se está considerando los costos sustentados con facturas

por la ELOR, cuyo valor corresponde a 0,60 Céntimos de Sol por galón.

- iii. Según establece el Artículo 3° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por el Decreto Supremo N° 069-2006-EM, las Empresas Receptoras son las empresas distribuidoras que suministran energía eléctrica a usuarios regulados en sistemas aislados. En este sentido, se ha verificado que el sistema aislado de Orellana, a la fecha, no cuenta con usuarios regulados o no forma parte de la concesión de ELOR. Por tanto, no le corresponde la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- iv. Los costos de inversión de las centrales termoeléctricas de los Sistemas Aislados Típico I empleados en la presente regulación tarifaria, sí incluyen la actualización de los costos de las unidades termoeléctricas, obras civiles y subestaciones, lo cual ha significado un incremento del 32% respecto a los costos considerados en la regulación del año 2008. Por otra parte, en la determinación del costo de inversión de los grupos térmicos se ha tomado el promedio de varios suministradores, dado que un valor típico debe comprender un variado rango de grupos térmicos. Por tanto, no procede la observación de ELOR en este punto.
- v. Se ha considerado el sustento técnico alcanzado por ELOR. En este sentido, el rendimiento de los grupos térmicos a considerarse para el cálculo de los precios en barra de los Sistemas Aislados Típico I corresponde al valor promedio de 13,74 KWh/ gln.
- vi. Los sistemas aislados Isla de Santa Rosa y San Antonio del Estrecho no están bajo la concesión de ELOR o no son administrados por dicha empresa, al igual que los 18 sistemas aislados que vienen siendo atendidos por las municipalidades. Dado el interés de ELOR de lograr la concesión o administración de localidades en zona de frontera, se ha creado el Sistema Aislado Típico L que considera los altos costos del transporte de combustible y el suministro ininterrumpido de energía eléctrica. Cabe precisar que, por lo señalado en el ítem iii) del análisis no les corresponde la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, a los sistemas mencionados en el ítem vi) del comentario de ELOR. No obstante, se ha determinado una tarifa a agregar al precio en barra efectivo de la energía en punta y fuera de punta de la empresa ELOR, que podrá ser aplicado al cuarto día del mes siguiente a la fecha en la cual ELOR sustente fehacientemente la concesión y atención a usuarios regulados de cada uno de dichos sistemas aislados.

Por las razones explicadas, acoge parcialmente estas observaciones.

Anexo W

Relación de Información que sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 181-2014-GART de la Asesoría Legal.
2. Informe N° 182-2014-GART “Análisis de los comentarios presentados a la Resolución OSINERGMIN N° 039-2014-OS/CD, mediante la cual se aprueba el Peaje Unitario de Compensación FISE- Periodo (Mayo 2014 – Abril 2015)”.
3. Informe N° 0113-2014-GART de la Asesoría Legal.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 0011-2014-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 0003-2014-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
6. “Estudio Técnico Económico Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo de 2014 – Abril 2014” preparado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC.
7. “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2014” preparado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.
8. 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 ABENGOA
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR
9. Modelos:
 - “Modelo Perseo”: 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 período 2013-2016.
10. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.