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

Período mayo 2015 - abril 2016

Lima, marzo de 2015

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 0,9% para la energía, en 3,4 % para la potencia y en 33,2% 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 COES³ resultó ser de -39,5% para la energía, +2,6% para la potencia y -0,2% 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 Febrero 2015	Propuesta OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/./kWh	12,66	12,78	0,9%
Precio de Potencia	S/./kW-mes	18,93	19,58	3,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/./kW-mes	17,801	23,714	33,2%
Precio Promedio Total	ctm.S/./kWh	21,29	22,94	7,8%

¹ Al 04 de febrero de 2015.

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 Energetica en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, el cual modificado con la Ley N° 29969, y por el cargo CASE que ordena la Ley N° 29970 por el Nodo Energético del Sur.

³ En este informe se usan indistintamente los términos COES y COES-SINAC para referirse al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

- 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:

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	43,29	13,02	13,01	24,97	6,9%
Chiclayo	43,29	12,94	12,94	24,90	7,6%
Trujillo	43,29	12,87	12,88	24,84	8,2%
Lima	43,29	12,77	12,78	22,94	7,8%
Ica	43,29	12,72	12,81	24,75	8,3%
Marcona	43,29	12,79	12,81	24,76	7,6%
Tingo María	43,29	14,13	13,58	25,68	11,2%
Cusco	43,29	13,55	12,96	25,08	5,1%
Combapata	43,29	13,28	13,13	25,13	5,0%
Tintaya	43,29	13,23	13,26	25,21	4,9%
Juliaca	43,29	13,09	13,09	25,05	4,9%
Socabaya	43,29	13,10	13,14	25,09	6,0%
Toquepala	43,29	13,45	13,45	25,41	6,8%
Tacna	43,29	13,06	13,10	25,05	5,3%

- 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 (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, son:
- Se consideraron las ventas preliminares para del año 2014, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores. Por otro lado, se modificó, sobre la base de información remitida a Osinergmin, la proyección de la demanda de las empresas Antamina, Minera Cerro Verde, Votorantim Metais, Antapaccay y Chinalco, así como se ha incorporado la carga de Minera Constancia (Hudbay) y Minera La Arena (Rio Alto Mining) de acuerdo con la información remitida por los titulares.
 - 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 consideró el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
 - d) Se actualizaron los valores de CVNC para las centrales Ventanilla y Santa Rosa, así como se incluyeron los de las centrales que actualizaron su 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 modificaron las fechas de ingreso de los proyectos C.H. Santa Teresa (de julio a diciembre 2015), Repotenciamiento de la C.H. Machupicchu (de abril a setiembre 2015), C.T. Reserva Fría de Pucallpa (de diciembre a noviembre 2015), entre otros; asimismo, se adicionaron el reingreso en operación de la TG7 de la C.T. Santa Rosa, así como los proyectos C.T. Recka y Ampliación de la C.T. Chilca I de acuerdo a comunicación e información disponible. 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 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 enero de 2015; para la etapa de publicación se actualizará al 31 de marzo de 2015 conforme a lo establecido en el Artículo 50° de la LCE⁴.
 - k) Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica de 1,162 \$/MWh, conforme al valor vigente al 04 de febrero de 2015 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 N° 273-2010-OS/CD, resultando que el precio teórico se difiere en

⁴ **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.

- más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, por lo cual se tuvo que aplicar el Factor de Ajuste 1,7241 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de $\pm 10\%$ exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- 5) Se determinó el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución N° 651-2008-OS/CD, igual a 0,190 S/./kW-mes para las Centrales duales que no son Reserva Fría, mientras que, para las Plantas de Reserva Fría de Pucallpa, Puerto Maldonado, Puerto Eten, Talara e Ilo son iguales a 0,200 S/./kW-mes, 0,115 S/./kW-mes, 0,832 S/./kW-mes, 0,833 S/./kW-mes y 1,901 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 N° 002-2009-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, igual 0,098 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 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 1,196 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 Osinerghmin N° 001-2010-OS/CD en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002, igual a 5,855 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 0,417 S/./kW-mes (ver Anexo S del informe).
 - 10) Se determinó el Cargo Unitario por CASE conforme a lo previsto en la Ley N° 29970, el cual es igual a 1,182 S/./kW-mes y 0,336 S/./kW-mes (ver Anexo T del informe).
 - 11) Se determinó el Cargo Unitario por Cumplimiento de Mandato Judicial (CMJ) a favor de las empresas Enersur S.A. y San Gaban S.A., los cuales son iguales a 0,240 S/./kW-mes y 0,150 S/./kW-mes (ver Anexo U del informe).
 - 12) 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.....	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.....	13
2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA	14
2.3. OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES.....	14
2.4. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	15
2.5. PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA	15
3. PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	17
3.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	17
3.1.1. Precio Básico de la Energía	17
3.1.2. Precio Básico de la Potencia	20
3.2. PREMISAS Y RESULTADOS	21
3.2.1. Previsión de Demanda	21
3.2.2. Programa de Obras	22
3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)	27
3.2.3.1. Precios de los Combustibles Líquidos	27
3.2.3.2. Precio del Gas Natural	29
3.2.3.3. Precio del Carbón	30
3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos	30
3.2.4. Canon del Agua	33
3.2.5. Costo de Racionamiento	33
3.2.6. Precio Básico de la Energía	33
3.2.7. Precio Básico de la Potencia	34
4. CARGOS POR TRANSMISIÓN	35
4.1. SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN	35
4.1.1. SGT del Consorcio Transmantaro S.A.	35
4.1.2. SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN).....	36
4.1.3. SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (TESUR).....	37
4.1.4. SGT de Abengoa Transmisión Sur S.A. (ATS)	38
4.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	38
4.3. VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT Y SGT	40
4.3.1. Red de Energía del Perú S.A. (REP)	40
4.3.2. Eteselva S.R.L. (Eteselva).....	40
4.3.3. Compañía Minera Antamina (Antamina)	40
4.3.4. San Gabán Transmisión (San Gabán)	41
4.3.5. Consorcio Transmantaro (Transmantaro)	41

4.3.6.	Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur).....	42
4.3.7.	Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA).....	42
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT Y SGT ..	45
4.4.1.	REP	46
4.4.2.	Eteselva	46
4.4.3.	Antamina	46
4.4.4.	San Gabán	46
4.4.5.	Transmantaro.....	46
4.4.5.1.	SPT de Transmantaro	46
4.4.5.2.	SGT de Transmantaro	47
4.4.6.	Redesur	47
4.4.7.	ISA	47
4.4.8.	ATN	48
4.4.9.	TESUR	48
4.4.10.	ATS	48
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.....	58
4.7.1.3.	Liquidación de ISA.....	58
4.7.1.4.	Liquidación de REP	59
4.7.1.5.	Determinación y Asignación de la RAG y la RAA.....	60
4.7.1.6.	Liquidación del SGT de Abengoa	61
4.7.1.7.	Liquidación de ATS	63
4.7.1.8.	Liquidación de TESUR	64
4.7.2.	Compensación Tarifaria.....	65
4.7.3.	Cargo Unitario por Generación Adicional	65
4.7.4.	Cargo Unitario por Seguridad de Suministro.....	65
4.7.5.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-Cmg)	66
4.7.6.	Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC).....	66
4.7.7.	Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables.....	66
4.7.8.	Cargo Unitario por Compensación FISE	67
4.7.9.	Cargo Unitario por Compensación CASE	67
4.7.10.	Cargo Unitario por Compensación CMJ	67
4.7.11.	Determinación del Peaje por Conexión.....	67
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	80
6.5.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS.....	81
6.6.	INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS A ELECTRO ORIENTE	83
6.7.	CONTRATO DE SUMINISTRO A SISTEMA AISLADOS DE IQUITOS	84
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.....	115
ANEXO C	PRECIO DEL GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM	121
ANEXO D	PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	128
ANEXO E	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN.....	138
ANEXO F	ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA.....	140
ANEXO G	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN ADICIONAL	141
8.1.1.	Costos de Electro Ucayali S.A.....	151
8.1.2.	Costos de Electro Sur Este S.A.A.	151
ANEXO H	CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	155
ANEXO I	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE REP.....	158
ANEXO J	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ETESELVA	168
ANEXO K	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA	180
ANEXO L	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABAN	188
ANEXO M	DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA)	198
ANEXO N	PRECIO BÁSICO DE POTENCIA.....	217
ANEXO O	REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	227
ANEXO P	DETERMINACIÓN DEL CUCSS.....	228
ANEXO Q	COMPENSACIÓN POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES.....	240
ANEXO R	COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	244
ANEXO S	CARGO POR COMPENSACIÓN FISE.....	251
ANEXO T	CARGO POR COMPENSACIÓN CASE	254
ANEXO U	CARGO POR CUMPLIMIENTO DE MANDATO JUDICIAL	257
ANEXO V	ÍNDICES WPSSOP3500 Y CUUR0000SA0.....	259
ANEXO W	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	262
ANEXO X	RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA..	269

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 2015 – abril 2016. Para su elaboración se ha considerado los estudios técnico económicos presentados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante “COES”) de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; 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 Energético⁵, 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”)⁶; los reglamentos de estas leyes; y, en el Anexo A del Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; así como, en los procedimientos que para efectos tarifarios ha aprobado Osinergmin.

El 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.

⁵ La Ley N° 29969 publicada el 22 de diciembre de 2012 modificó, entre otros aspectos, el numeral 4.3 de la Ley N° 29852.

⁶ 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 2014, con la presentación del *“Estudio Técnico Económico Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifarias periodo Mayo 2015 – Abril 2016”* y *“Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Período Mayo 2015 – Abril 2016”* remitidos a Osinergmin por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES mediante las cartas SCG-041-2014 y STCOES 005-2014, respectivamente. Como parte del proceso regulatorio se convocó la realización de una audiencia pública, la cual se llevó a cabo el 28 de noviembre de 2014. En esta audiencia los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES 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 30 de diciembre de 2014, Osinergmin remitió a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante Oficios N° 1159-2014-GART y N° 1161-2014-GART, recibidos el 05 de enero de 2015, los Informes N° 0660-2014-GART y N° 06611-2014-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 2015, mediante cartas STCOES N° 001-2015 y SCG-010-2015, 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 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, el Cargo por Prima de Energía Renovables, el Cargo Unitario por Compensación FISE, el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética CASE 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 1,7241, 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 Ajusto 1.7241	PPM S./KW-mes	PCSPT S./KW-mes	PPB S./KW-mes	PEMP ctm.S./KWh	PEMF ctm.S./KWh
Zorritos	19.58	23.714	43.293	13.03	13.02
Talara	19.58	23.714	43.293	12.98	12.97
Piura Oeste	19.58	23.714	43.293	13.02	13.01
La Niña	19.58	23.714	43.293	12.92	12.92
Chiclayo Oeste	19.58	23.714	43.293	12.94	12.94
Carhuazqueño 220	19.58	23.714	43.293	12.75	12.77
Carhuazqueño 138	19.58	23.714	43.293	12.76	12.77
Culervo 138	19.58	23.714	43.293	12.77	12.77
Jaen 138	19.58	23.714	43.293	12.77	12.77
Guadalupe 220	19.58	23.714	43.293	12.93	12.93
Guadalupe 60	19.58	23.714	43.293	12.94	12.94
Dajamarca	19.58	23.714	43.293	12.87	12.89
Injillo Norte	19.58	23.714	43.293	12.87	12.88
Chimbote 1 220	19.58	23.714	43.293	12.83	12.84
Chimbote 1 138	19.58	23.714	43.293	12.85	12.87
Paramonga N 220	19.58	23.714	43.293	12.76	12.78
Paramonga N 138	19.58	23.714	43.293	12.75	12.78
Paramonga 138	19.58	23.714	43.293	12.73	12.78
Huacho	19.58	23.714	43.293	12.72	12.74
Zapallal	19.58	23.714	43.293	12.69	12.71
Carabayillo	19.58	23.714	43.293	12.68	12.70
Ventanilla	19.58	23.714	43.293	12.71	12.74
Chavarria	19.58	23.714	43.293	12.74	12.77
Santa Rosa	19.58	23.714	43.293	12.77	12.78
San Juan	19.58	23.714	43.293	12.76	12.77
Cariera	19.58	23.714	43.293	12.66	12.73
Chilca 220	19.58	23.714	43.293	12.64	12.65
Independencia	19.58	23.714	43.293	12.68	12.77
Ica	19.58	23.714	43.293	12.72	12.81
Marcona	19.58	23.714	43.293	12.79	12.81
Manazo	19.58	23.714	43.293	12.24	12.28
Huayocachi	19.58	23.714	43.293	12.36	12.39
Pachachaca	19.58	23.714	43.293	12.41	12.47
Pomacocha	19.58	23.714	43.293	12.43	12.48
Huancavelica	19.58	23.714	43.293	12.36	12.41
Callahuaco ELP	19.58	23.714	43.293	12.58	12.62
Cajamarquilla	19.58	23.714	43.293	12.89	12.73
Huallanca 138	19.58	23.714	43.293	12.60	12.64
Vicos	19.58	23.714	43.293	12.89	12.86
Tingo Maria 220	19.58	23.714	43.293	13.66	13.32
Apuríca 220	19.58	23.714	43.293	13.71	13.36
Apuríca 138	19.58	23.714	43.293	13.75	13.40
Apuríca 22.9	19.58	23.714	43.293	13.73	13.38
Pucallpa 138	19.58	23.714	43.293	14.17	13.78
Pucallpa 60	19.58	23.714	43.293	14.19	13.78
Aucayacu	19.58	23.714	43.293	14.39	13.78
Tocache	19.58	23.714	43.293	14.99	14.22
Tingo Maria 138	19.58	23.714	43.293	14.13	13.58
Huancayo 138	19.58	23.714	43.293	12.08	12.48
Paragsha II 138	19.58	23.714	43.293	12.37	12.51
Paragsha 220	19.58	23.714	43.293	12.48	12.55
Yaupi 138	19.58	23.714	43.293	12.22	12.30
Yuncay 138	19.58	23.714	43.293	12.31	12.39
Yuncay 220	19.58	23.714	43.293	12.35	12.43
Oroya Nueva 220	19.58	23.714	43.293	12.42	12.48
Oroya Nueva 138	19.58	23.714	43.293	12.38	12.42
Oroya Nueva 60	19.58	23.714	43.293	12.40	12.46
Carhuamayo 138	19.58	23.714	43.293	12.34	12.44
Carhuamayo 220	19.58	23.714	43.293	12.43	12.50
Campa 138	19.58	23.714	43.293	12.37	12.41
Desierto 220	19.58	23.714	43.293	12.68	12.75
Condorcocha 138	19.58	23.714	43.293	12.38	12.41
Condorcocha 44	19.58	23.714	43.293	12.38	12.41
Machupicchu	19.58	23.714	43.293	13.03	12.83
Cachimayo	19.58	23.714	43.293	13.53	12.95
Dolorespata	19.58	23.714	43.293	13.55	12.96
Quechero	19.58	23.714	43.293	13.32	13.00
Cotabapata	19.58	23.714	43.293	13.28	13.13
Tirilaya	19.58	23.714	43.293	13.23	13.26
Ayaviri	19.58	23.714	43.293	13.02	13.04
Azangaro	19.58	23.714	43.293	12.69	12.91
San Gaban	19.58	23.714	43.293	12.42	12.46
Matucó	19.58	23.714	43.293	12.53	12.54
Puerto Maldonado	19.58	23.714	43.293	12.79	12.74
Julica	19.58	23.714	43.293	13.09	13.09
Puno 138	19.58	23.714	43.293	13.09	13.12
Puno 220	19.58	23.714	43.293	13.07	13.08
Callali	19.58	23.714	43.293	13.18	13.26
Santuario	19.58	23.714	43.293	13.06	13.13
Socabaya 138	19.58	23.714	43.293	13.11	13.15
Socabaya 220	19.58	23.714	43.293	13.10	13.14
Cobarué 220	19.58	23.714	43.293	12.86	12.88
Cerro Verde	19.58	23.714	43.293	13.13	13.18
Ruparción	19.58	23.714	43.293	13.15	13.19
Mollendo	19.58	23.714	43.293	13.20	13.24
Montalvo 220	19.58	23.714	43.293	13.02	13.05
Montalvo 138	19.58	23.714	43.293	13.03	13.07
Ilo 138	19.58	23.714	43.293	13.32	13.34
Bofilaca 138	19.58	23.714	43.293	13.19	13.22
Toquepala	19.58	23.714	43.293	13.45	13.45
Ancota 138	19.58	23.714	43.293	12.51	12.65
Ancota 66	19.58	23.714	43.293	12.48	12.63
Tacna 220	19.58	23.714	43.293	13.06	13.10
Tacna 66	19.58	23.714	43.293	13.06	13.10

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

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

- Se consideraron las ventas preliminares del año 2014, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores. Por otro lado, se modificó, sobre la base de información remitida a Osinerghmin, la proyección de la demanda de las empresas Antamina, Minera Cerro Verde, Votorantim Metais, Antapaccay y Chinalco, así como se ha incorporado la carga de Minera Constancia (Hudbay) y Minera La Arena (Rio Alto Mining) de acuerdo con la información comercial reportada y la información remitida por los titulares.
- 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, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
- Se actualizaron los valores de CVNC para las centrales Ventanilla y Santa Rosa, así como se incluyeron los de las centrales que actualizaron su 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 modificaron las fechas de ingreso de los proyectos C.H. Santa Teresa (de julio a diciembre 2015), Repotenciamiento de la C.H. Machupicchu (de abril a setiembre 2015), C.T. Reserva Fría de Pucallpa (de diciembre a noviembre 2015), entre otros; asimismo, se adicionaron el reingreso de la TG7 de la C.T. Santa Rosa, así como los proyectos de C.T. Recka y Ampliación CT Chilca I de acuerdo a comunicación e información disponible. 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 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 y Ley N° 29970, dando como resultado final un valor igual a 22,185 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 30 de enero de 2015; para la etapa de publicación se actualizara al 31 de marzo de 2015, 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 1,162 S./MWh, conforme al valor vigente al 04 de febrero de 2015 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 febrero de 2015, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación para las principales ciudades del país⁷.

⁷ 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 2014 (VIGENTES AL 04 DE FEBRERO DE 2015)

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	18,93	17,80	0,00	14,22	12,87	36,73	14,22	12,87	23,37
Chiclayo	18,93	17,80	0,00	13,93	12,67	36,73	13,93	12,67	23,15
Trujillo	18,93	17,80	0,00	13,72	12,48	36,73	13,72	12,48	22,96
Lima	18,93	17,80	0,00	13,65	12,36	36,73	13,65	12,36	21,29
Ica	18,93	17,80	0,00	13,61	12,40	36,73	13,61	12,40	22,86
Marcona	18,93	17,80	0,00	13,80	12,56	36,73	13,80	12,56	23,03
Tingo Maria	18,93	17,80	0,00	13,93	12,60	36,73	13,93	12,60	23,10
Cusco	18,93	17,80	0,00	14,89	13,26	36,73	14,89	13,26	23,86
Combapata	18,93	17,80	0,00	14,93	13,36	36,73	14,93	13,36	23,95
Tintaya	18,93	17,80	0,00	14,95	13,47	36,73	14,95	13,47	24,03
Juliaca	18,93	17,80	0,00	14,80	13,32	36,73	14,80	13,32	23,88
Socabaya	18,93	17,80	0,00	14,55	13,17	36,73	14,55	13,17	23,67
Toquepala	18,93	17,80	0,00	14,68	13,30	36,73	14,68	13,30	23,80
Tacna	18,93	17,80	0,00	14,69	13,27	36,73	14,69	13,27	23,78

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2015

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	19,58	23,71	0,00	13,02	13,01	43,29	13,02	13,01	24,97	6,9%
Chiclayo	19,58	23,71	0,00	12,94	12,94	43,29	12,94	12,94	24,90	7,6%
Trujillo	19,58	23,71	0,00	12,87	12,88	43,29	12,87	12,88	24,84	8,2%
Lima	19,58	23,71	0,00	12,77	12,78	43,29	12,77	12,78	22,94	7,8%
Ica	19,58	23,71	0,00	12,72	12,81	43,29	12,72	12,81	24,75	8,3%
Marcona	19,58	23,71	0,00	12,79	12,81	43,29	12,79	12,81	24,76	7,6%
Tingo Maria	19,58	23,71	0,00	14,13	13,58	43,29	14,13	13,58	25,68	11,2%
Cusco	19,58	23,71	0,00	13,55	12,96	43,29	13,55	12,96	25,08	5,1%
Combapata	19,58	23,71	0,00	13,28	13,13	43,29	13,28	13,13	25,13	5,0%
Tintaya	19,58	23,71	0,00	13,23	13,26	43,29	13,23	13,26	25,21	4,9%
Juliaca	19,58	23,71	0,00	13,09	13,09	43,29	13,09	13,09	25,05	4,9%
Socabaya	19,58	23,71	0,00	13,10	13,14	43,29	13,10	13,14	25,09	6,0%
Tacna	19,58	23,71	0,00	13,06	13,10	43,29	13,06	13,10	25,05	5,3%

Tipo Cambio	3,058	S/US\$	F.C.	83,2%	%EHP	17,2%
-------------	-------	--------	------	-------	------	-------

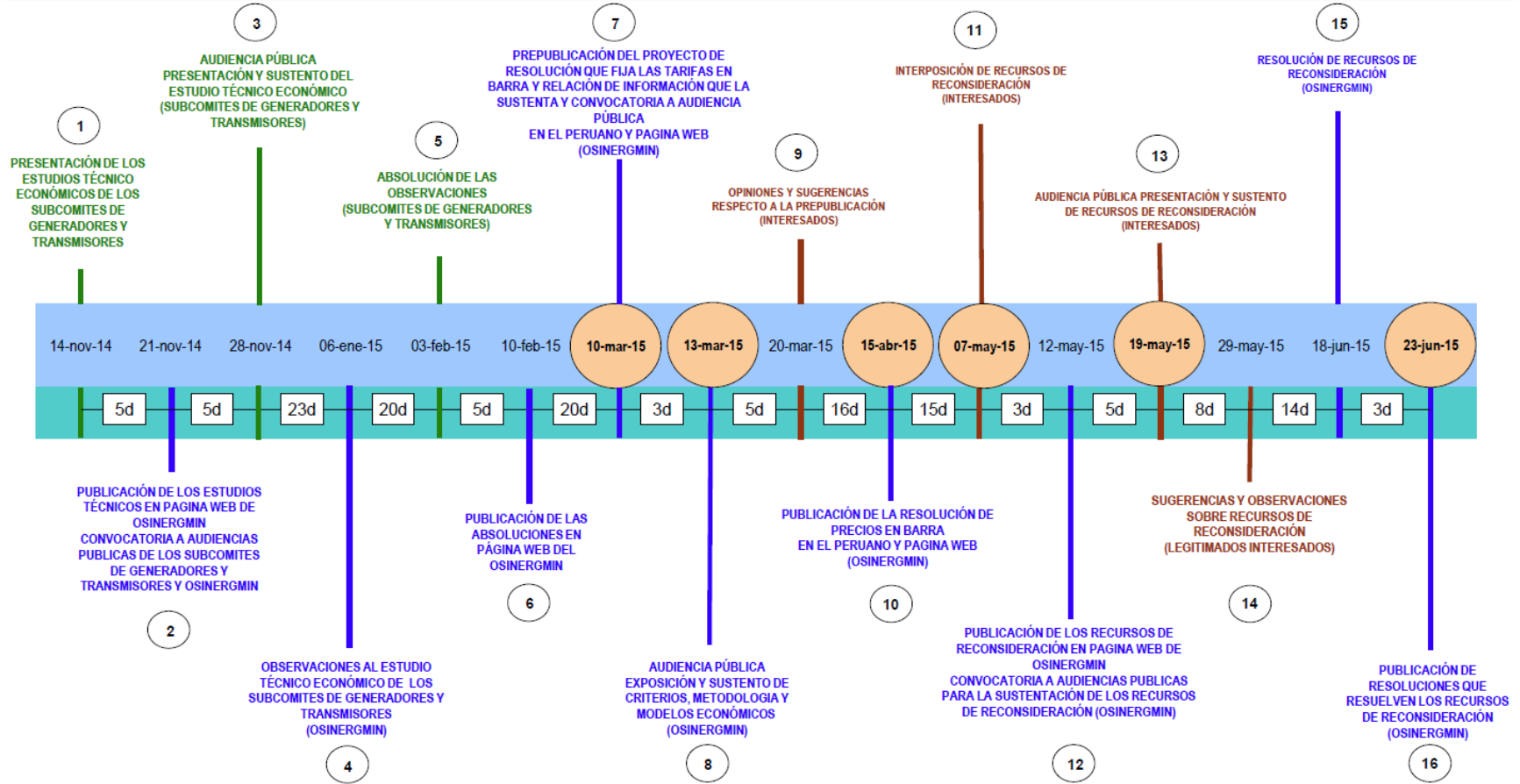
2. Proceso de Regulación Tarifaria

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



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

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante “COES”) 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 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 Eléctricas⁸, 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 el 14 de noviembre de 2014, del “*Estudio Técnico Económico Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifarias periodo Mayo 2015 – Abril 2016*” y “*Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Período Mayo 2015 – Abril 2016*”.

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

⁸ **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 2014	Propuesta Subcomités COES	Variación (%)
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm \$/kWh	11,91	8,70	-27,0%
Precio de la Potencia	\$/kW-mes	18,13	18,84	3,9%
Peaje por Conexión (**)	\$/kW-mes	16,004	15,678	-2,0%
Precio Promedio Total (***)	ctm \$/kWh	19,92	16,80	-15,7%

(*) 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 Osinerghmin convocó a una primera Audiencia Pública para el 28 de noviembre de 2014, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES expongan sus propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2015 – abril 2016.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación, en la página Web de Osinerghmin, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a los estudios mencionados y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios durante la realización de la Audiencia Pública.

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

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

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Osinerghmin a través de los Informes N° 0660-2014-GART y N° 0661-2014-GART comunicó por escrito sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas presentadas por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, cuyos cargos señalan el 05 de enero de 2015 como fecha de recepción.

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

2.4. Absolución de las Observaciones

El 03 de febrero de 2015, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinermin 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 2015	Absolución Subcomités COES	Variación (%)
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S/. /kWh	12,67	7,66	-39,5%
Precio de la Potencia	S/. /kW-mes	18,93	19,43	2,6%
Peaje por Conexión	S/. /kW-mes	17,801	17,763	-0,2%
Precio Promedio Total (**)	ctm S/. /kWh	21,29	16,39	-23,0%

(*) 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

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 122° del Reglamento⁹, en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de Osinermin, 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

Osinermin ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES tanto en sus propuestas iniciales como en los informes remitidos en respuesta a las observaciones formuladas a sus propuestas para la fijación de los Precios en Barra del periodo mayo 2015 – abril 2016. A raíz del análisis que se indica, se elaboraron los informes técnicos N° 0135-2015-GART y N° 136-2015-GART, y el informe legal N° 0129-2015-GART que contienen el resultado de los estudios realizados.

⁹ **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	Lima		
		Actualizado al 04 de Febrero 2015	Propuesta OSINERGMIN	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm.S/./kWh	12,66	12,78	0,9%
Precio de Potencia	S/./kW-mes	18,93	19,58	3,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/./kW-mes	17,801	23,714	33,2%
Precio Promedio Total	ctm.S/./kWh	21,29	22,94	7,8%

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.

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 los proyectos de Repotenciamiento de la C.H. Machupicchu (99 MW), C.T. Reserva Fría Puerto Maldonado (18 MW), C.T. Reserva Fría Pucallpa (40 MW) y C.H. Santa Teresa (99 MW) para los meses de setiembre, octubre noviembre y diciembre de 2015, respectivamente.
- Asimismo se agregó el reingreso de la TG7 de la C.T. Santa Rosa (121 MW), y los proyectos C.T. Recka (181 MW) y Ampliación CT Chilca (112 MW) para los meses de marzo 2016 y marzo 2017, respectivamente, 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 2015 - abril 2016.

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 LCE¹⁰, así como lo dispuesto por el Artículo 1° del DU 049¹¹ para el horizonte comprendido entre el 01 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2017. 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

¹⁰ **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.

¹¹ **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 costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

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 (2014 - 2017) 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 49 años, con información histórica, hasta el año 2013.

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).

Para representar la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) asignada a las centrales de generación con potencia mayor a 10 MW, se está considerando el porcentaje de reserva de 2,25% para todo el horizonte de estudio, mientras que, para representar la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) 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. En el caso del mantenimiento, se corrige el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

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)¹².

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

¹² **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.

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 Reglamento¹³, 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 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 N° 020-2013-OS/CD, publicada el 21 de febrero de 2013. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

¹³ **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.

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 (ver Anexo A para mayor detalle):

- La demanda para el periodo 2015 a 2017, ha sido determinada con el Modelo de Corrección de Error, conforme a las fijaciones anteriores.
- Modificación, sobre la base de información remitida a Osinergmin, de la proyección de la demanda de las empresas Antamina, Minera Cerro Verde, Votorantim Metais, Antapaccay y Chinalco, asimismo, se ha incorporado la carga de Minera Constancia (Hudbay) y Minera La Arena (Rio Alto Mining) de acuerdo con la información remitida por los titulares.
- 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 2014, se ha considerado la información comercial preliminar de las empresas eléctricas al II trimestre del año 2014. 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°¹⁴ 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°¹⁵ del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha descontado de la proyección de demanda los valores históricos de energía y potencia de las centrales de cogeneración.

¹⁴ **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.

¹⁵ **Artículo 10°.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra**

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

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 2015 - 2017

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2014	5 737	41 796	83,2%		
2015	6 050	43 908	82,8%	5,5%	5,1%
2016	6 495	48 048	84,4%	7,4%	9,4%
2017	7 101	52 325	84,1%	9,3%	8,9%

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.

Cuadro No. 3.2
PROYECTOS DE GENERACIÓN
 Período 2015 - 2017

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
May. 2015	C.H. Cheves (168,2 MW)
Abr. 2015	CT La Gringa V (3,2 MW)
May. 2015	C.H. Quitaracsa (112,0 MW)
Jun. 2015	C.T Reserva Fria de Planta Eten (223,0 MW)
Ago. 2015	C.H Tingo (8,8 MW)
Set. 2015	C.H. Machupicchu, segunda etapa (99,9 MW)
Oct. 2015	C.T Reserva Fria de Puerto Maldonado (18,0 MW)
Nov. 2015	C.T Reserva Fria de Pucallpa (40,0 MW)
Dic. 2015	C.H. Santa Teresa (99,7 MW)
Ene. 2016	C.H. Chancay (19,2 MW)
Ene. 2016	Central Eólica Tres Hermanas (90,0 MW)
Feb. 2016	C.H. Cerro del Águila G1 (170,0 MW)
Mar. 2016	C.T Recka (181,3 MW)
Mar. 2016	C.H. 8 de Agosto (19,0 MW)
Mar. 2016	C.H. Cerro del Águila G2 (170,0 MW)
Mar. 2016	C.H. El Carmen (8,4 MW)
Abr. 2016	C.H. La Virgen (84,0 MW)
May. 2016	C.H. Cerro del Águila G3 (170,0 MW)
May. 2016	C.T Puerto Bravo - Nodo Energético (616,0 MW)
Ago. 2016	C.H. Chaglla (406,0 MW)
Set. 2016	C.H. Huatziroki (19,2 MW)
Set. 2016	C.T. Ampliación CT Chilca 1_CS (75,5 MW)
Nov. 2016	C.H. Carpapata III (12,8 MW) (12,8 MW)
Nov. 2016	C.H. Renovandes H1 (20,0 MW)
Dic. 2016	C.H. Colca (12.1 MW) (12,1 MW)
Ene. 2017	C.H. Karpa (19 MW) (19,0 MW)
Ene. 2017	C.H. Laguna Azul (20,0 MW)
Ene. 2017	C.H. Marañón (88 MW) (88,0 MW)
Ene. 2017	C.H. Yarucaya (15 MW) (15,0 MW)
Ene. 2017	C.T Nueva Esperanza (135,0 MW)
Mar. 2017	C.T Ilo - Nodo Energético (500 MW) (600,0 MW)
Mar. 2017	C.T. Ampliación CT Chilca 1_CC (37,3 MW)
Abr. 2017	C.T. Termochilca. Conversión CC (90,8 MW)
Abr. 2017	C-H. Viroc (Raura II) (12,5 MW)
Abr. 2017	C.H. Cativen I-II (29,0 MW)

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
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN
 Período 2015 - 2017

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene. 2015	Ampliación capacidad de transmisión LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA
Abr. 2015	Repotenciación de la L.T. 138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA
Abr. 2015	L.T-220 kV San Juan - Chilca de 350 a 700 MVA (cuarto circuito)
Jun. 2015	Nueva SE Reque 220KV (antes llamada Chiclayo Sur)
Ago. 2015	Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 MVA a 540 MVA
Set. 2015	L.T-220 kV Machupicchu - Suriray - Abancay - Cotaruse
Set. 2015	Repotenciación de la L.T. 138 kV Aguaytia - Pucallpa de 45 MVA a 75 MVA
Dic. 2015	L.T-220 kV Ventanilla – Chavarría de 189MVA (cuarto circuito)
Ene. 2016	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Balnearios
Ene. 2016	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 a 250 MVA
Jun. 2016	Segundo Transformador en la SET Aguaytia 220/138/22.9 KV de 60/60/20 MVA
Jun. 2016	Segundo transformador en la SET Pucallpa 138/60kV de 55MVA
Jun. 2016	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte de 300 MVA, 98 km. LT 220 kV Cajamarca Norte - Cáclic de
Ago. 2016	LT 220 kV Machupicchu – Quencoro de 300 MVA, 153 km. LT 220 kV Quencoro – Onocora de 300 MVA,
Set. 2016	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
Dic. 2016	LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo
Ene. 2017	Repotenciación LT Chiclayo - Carhuaquero a 250MVA
Ene. 2017	Repotenciación LT Oroya - Carhuamayo a 250MVA
Ene. 2017	LT Repotenciación LT Pachachaca - Callahuanca
Ene. 2017	LT Repotenciación LT Pomacocha - San Juan

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 (3)

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	STATKRAFT PERÚ	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
Huampani	EDEGEL	30,2	252,8	95,6%	18,50	0,453
Huinco	EDEGEL	247,3	1 079,0	49,8%	25,00	2,748
Mafucana	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	STATKRAFT PERÚ	48,0	255,5	60,8%	71,00	0,188
Oroya	STATKRAFT PERÚ	9,5	73,3	88,0%	6,45	0,409
Pachachaca	STATKRAFT PERÚ	9,6	53,9	64,0%	6,56	0,407
Yaupi	STATKRAFT PERÚ	110,2	860,2	89,1%	28,08	1,090
Gallito Ciego	STATKRAFT PERÚ	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Pariac	STATKRAFT PERÚ	5,0	37,5	86,5%	2,20	0,625
Huanchor	HUANCHOR	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 (2)	1,0	7,8	88,8%	5,50	0,051
Santa Rosa II	ELECTRICA SANTA ROSA (2)	1,7	11,2	75,2%	5,00	0,094
Curumuy	SINERSA (2)	12,5	64,2	58,6%	36,00	0,096
Poechos I	SINERSA (2)	15,4	82,0	60,8%	45,00	0,095
Poechos II	SINERSA	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
Pizarra	ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	18,0	85,0	53,9%	22,10	0,226
Huanza	EMPRESA DE GENERACION HUANZA	96,8	426,0	50,3%	15,44	1,740
Runatullo III	EMPRESA DE GENERACION JUNIN	20,0	120,0	68,5%	5,38	1,033
Total		3 265,4	21 553,5	75,3%		

Notas :

- ✓ (1) Potencia efectiva después del repotenciamiento del año 2009
- ✓ (2) Esta empresa no forma parte del COES
- ✓ (3) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES.

Cuadro No. 3.5

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
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 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 Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	121,0	Gas Natural	11,254
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63,7	Residual 500	0,314
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel B5 S-50	0,218
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1 (TUD)	TERMOSELVA	87,2	Gas Natural	11,418
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2 (TUD)	TERMOSELVA	88,3	Gas Natural	11,803
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	185,1	Gas Natural	10,096
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	195,1	Gas Natural	9,811
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	9,9	Mezcla2 R500,DB5S50	0,218
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	8,2	Residual 500	0,436
Mollendo I GD	EGASA	26,3	Residual 500	0,204
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0,0	Residual 500	0,000
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	66,3	Vapor+R500	0,245
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	22,5	Residual 500	0,248
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34,4	Diesel B5	0,240
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30,6	Diesel B5	0,237
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	0,000
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	EGASA	70,7	Gas Natural	12,081
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CS)	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 CC TG1 Fenix	FENIX	283,8	Gas Natural	6,171
Turbo Gas Natural CC TG2 Fenix	FENIX	286,3	Gas Natural	6,171
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	193,4	Diesel B5	0,213
Reserva Fria Ilo	ENERSUR	460,0	Diesel B5	0,247
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	SDE Piura	26,8	Gas Natural	14,033
Total		5 040,2		

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/kWh¹⁶.

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. 3.10, 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° 2¹⁷, 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 Reglamento¹⁸, 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

¹⁶ Un mil = 1 milésimo de US\$.

¹⁷ 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.

¹⁸ **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 Osinerghin.

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

El Cuadro 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 enero de 2015, 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	5,79	1,89	79,52	582,9	3,248
	Residual 6	3,96	1,29	54,39	358,5	3,612
	Residual 500	3,84	1,26	52,74	341,7	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	6,23	2,04	85,57	627,2	3,248
	Residual 500	4,35	1,42	59,68	386,6	3,675
Ilo	Diesel B5	5,97	1,95	81,99	601,1	3,248
	Residual N° 6	4,47	1,46	61,32	404,2	3,612

Tipo de Cambio	S./US\$	3,058
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 enero de 2015

El Cuadro 3.7 presenta los precios de referencia ponderados de Osinerghin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2015.

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	5,51	1,80	75,68	554,8	3,248
	Residual N° 6	3,37	1,10	46,29	305,1	3,612
	Residual 500	3,25	1,06	44,64	289,2	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	5,83	1,91	80,07	587,0	3,248
	Residual 500	3,55	1,16	48,76	315,9	3,675
Ilo	Diesel B5	5,64	1,84	77,46	567,8	3,248
	Residual N° 6	3,68	1,20	50,54	333,2	3,612

Tipo de Cambio	S/US\$	3,058
ISC DB5	S//Galon	1,200
ISC DB5S50	S//Galon	1,010
ISC R6	S//Galon	0,390
ISC R600	S//Galon	0,380

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de enero de 2015

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	5,51	1,80	75,68	554,8	3,248
	Residual N° 6	3,37	1,10	46,29	305,1	3,612
	Residual N° 500	3,25	1,06	44,64	289,2	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	5,83	1,91	80,07	587,0	3,248
	Residual N° 500	3,55	1,16	48,76	315,9	3,675
Ilo	Diesel B5	5,64	1,84	77,46	567,8	3,248
	Residual N° 6	3,68	1,20	50,54	333,2	3,612

Tipo de Cambio	S/US\$	3,058
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 enero de 2015

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 Osinerghmin).

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del 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 proveniente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio único¹⁹ que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico COES PR-31²⁰, teniendo como límite superior aquél que resulte del “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra” establecido por Osinerghmin.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales 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, Malacas TG4 y Tablazo corresponden a 2,8412US\$/MMBtu; 2,9500 US\$/MMBtu; 2,9580 US\$/MMBtu; 2,9613 US\$/MMBtu; 2,9247 US\$/MMBtu; 2,9850 US\$/MMBtu; 2,5889 US\$/MMBtu; 2,6370 US\$/MMBtu; 3,0019 US\$/MMBtu; 2,9038 US\$/MMBtu; 2,9038 US\$/MMBtu; 0,8000 US\$/MMBtu y 0,0000 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 30 de enero de 2015 es de 86,61 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

¹⁹ 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.

²⁰ “Información de Precios y Calidad de Combustible de Gas Natural” aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM

información del Cuadro No. 3.8 (precios del combustible en Lima) y calcular un valor denominado “Otros” para relacionar el precio del combustible en cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el Cuadro No. 3.9.

Cuadro No. 3.9

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2015 PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Precio
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	0,8000
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural + H2O	0,8000
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	2,9500
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	2,9500
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con	Gas Natural	2,9500
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	337,3699
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	670,5933
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1 (TUD)	Gas Natural	2,9038
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2 (TUD)	Gas Natural	2,9038
G. Diesel Turmbes Nueva 1	Residual 6	367,9299
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin	Gas Natural	2,8412
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con	Gas Natural	2,8412
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin	Gas Natural	2,8412
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con	Gas Natural	2,8412
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	2,9580
Turbo Gas Natural Las Flores	Gas Natural	2,9850
Taparachi GD N° 1 al N° 4	Diesel B5 S-50	715,3385
Bellavista ALCO	Diesel B5 S-50	716,1440
Chilina GD N° 1 y N° 2	Diesel B5 S-50	394,3354
Chilina Ciclo Combinado	Diesel B5 S-50	698,5248
Chilina TV N° 2	Residual 500	360,5365
Chilina TV N° 3	Residual 500	360,5365
Mollendo I GD	Residual 500	352,2612
Ilo 1 TV N° 2	Residual 500	351,0376
Ilo 1 TV N° 3	Vapor+R500	319,1069
Ilo 1 TV N° 4	Residual 500	351,0376
Ilo 1 TG N° 1	Diesel B5	726,6852
Ilo 1 TG N° 2	Diesel B5	726,6852
Ilo 1 GD N° 1	Diesel B5	726,6852
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	86,6100
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	2,6370
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex	Gas Natural	2,5889
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros	Gas Natural	3,0019
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	2,9247
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	2,9247
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	2,9247
Turbo Gas Natural CC TG1 Fenix	Gas Natural	2,8509
Turbo Gas Natural CC TG2 Fenix	Gas Natural	2,8509
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Gas Natural	2,9613
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Gas Natural	2,9613
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Gas Natural	2,9613
Reserva Fria Talara	Diesel B5	661,3418
Reserva Fria Ilo	Diesel B5	726,6852
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	Gas Natural	0,0000

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 4 A	11,369	0,8000	9,09	3,13	12,23
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	11,882	0,8000	9,51	22,74	32,25
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,341	2,9500	36,40	6,70	43,10
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,606	2,9500	37,19	6,54	43,72
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	11,254	2,9500	33,20	3,64	36,83
Turbo Vapor de Shougesa	0,314	337,3699	106,05	1,32	107,37
G. Diesel Shougesa	0,218	670,5933	146,06	2,45	148,51
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1 (TUD)	11,418	2,9038	33,16	2,69	35,85
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2 (TUD)	11,803	2,9038	34,27	2,69	36,96
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,210	367,9299	77,09	13,92	91,01
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,907	2,8412	19,62	3,15	22,77
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	6,884	2,8412	19,56	3,15	22,70
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	6,907	2,8412	19,62	3,21	22,84
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	6,884	2,8412	19,56	3,21	22,77
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,096	2,9580	29,86	2,69	32,55
Turbo Gas Natural Las Flores	9,811	2,9850	29,29	2,69	31,98
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0,151	715,3385	108,17	2,45	110,63
Bellavista ALCO	0,312	716,1440	223,74	2,45	226,19
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,218	394,3354	85,87	2,45	88,32
Chilina Ciclo Combinado	0,293	698,5248	204,65	3,35	208,00
Chilina TV N° 2	0,398	360,5365	143,49	1,32	144,81
Chilina TV N° 3	0,436	360,5365	157,28	1,32	158,60
Mollendo I GD	0,204	352,2612	71,69	2,45	74,15
Ilo 1 TV N° 2	0,000	351,0376	0,00	7,10	7,10
Ilo 1 TV N° 3	0,245	319,1069	78,28	4,76	83,04
Ilo 1 TV N° 4	0,248	351,0376	87,07	5,07	92,14
Ilo 1 TG N° 1	0,240	726,6852	174,07	9,25	183,32
Ilo 1 TG N° 2	0,237	726,6852	172,34	10,32	182,66
Ilo 1 GD N° 1	0,204	726,6852	147,99	16,70	164,69
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,393	86,6100	34,01	2,19	36,19
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	0,000	2,6370	0,00	2,45	2,45
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	12,081	2,5889	31,28	2,69	33,97
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CS)	9,679	3,0019	29,05	2,67	31,73
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6,797	2,9247	19,88	3,35	23,23
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6,797	2,9247	19,88	3,35	23,23
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6,797	2,9247	19,88	3,35	23,23
Turbo Gas Natural CC TG1 Fenix	6,171	2,8509	17,59	3,35	20,94
Turbo Gas Natural CC TG2 Fenix	6,171	2,8509	17,59	3,35	20,94
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6,590	2,9613	19,51	3,35	22,86
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6,590	2,9613	19,51	3,35	22,86
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	6,590	2,9613	19,51	3,35	22,86
Reserva Fria Talara	0,213	661,3418	140,71	4,00	144,71
Reserva Fria Ilo	0,247	726,6852	179,56	4,00	183,56
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 Reglamento²¹, cuyo monto es de 1,162 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 04 de febrero de 2015, 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
2015	Mayo	24,22	24,25	24,24	1,00

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2015	Mayo	17,20%	82,80%

²¹ **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;

(...)

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

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

Cuadro No. 3.12
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	55,532	2,806			58,338
2	Millón US\$/Año	7,435	0,348	1,050	0,757	9,590
3	Sin FIM : US\$/kW-año	49,21	2,31	6,95	5,01	63,47
4	Con FIM : US\$/kW-año	62,77	2,94	8,86	6,39	80,97
	Acumulado : US\$/kW-año	62,77	65,71	74,58	80,97	

Descripción de Items:

1. Costo de una unidad de 158,74 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 (1,2757).

(*) 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 "MRFO") que es igual a 33,3%, 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 considerando su puesta en operación comercial, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución 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	Jul-2014
6	Línea de Transmisión Machupicchu – Abancay – Cotaruse en 220 kV	75 005 299*	Set-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 y solicitud de ampliación.

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 Osinerghmin.

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 Carhuaquero-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 Carhuaquero-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 luego, mediante Oficio N° 2400-2013-MEM/DGE, para el 30 de abril de 2014.

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

4.1.4. 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 inicialmente de Puesta en Operación Comercial fue el 17 de enero de 2014.

Conforme a lo señalado originalmente en la Cláusula 8.1 del Contrato de Concesión de SGT de la Línea de Transmisión 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo, los valores que se tendrán en cuenta para la aplicación de la Base Tarifaria son los costos de Inversión, expresados a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC); costos de OyM, expresados a la fecha de Puesta en Operación Comercial, el período de Recuperación, la Tasa de Actualización y el Índice de Actualización WPSSOP3500.

Con fecha 20 de agosto de 2014, la Dirección General de Electricidad remitió a Osinerghmin la Primera Adenda al Contrato de Concesión señalado en el párrafo anterior, a efectos de que sea aplicada para el cálculo de la Base Tarifaria respecto de las infraestructuras (compensación serie y la doble barra en 220 kV en la subestación Montalvo) ingresadas con posterioridad a la POC de la Línea de Transmisión.

En dicha Adenda, ATS y el Ministerio de Energía y Minas acordaron, entre otras, las siguientes modificaciones al Contrato, a efectos de que se tome en cuenta para la aplicación de la Base Tarifaria, considerando la Puesta en Operación Comercial de los respectivos elementos: i) Costo de inversión total: USD 291 027 958, ii) Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie: USD 11 206 313, iii) Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo: USD 573 287, iv) Costo de OyM total: USD 12 065 725, v) Costo OyM de la Compensación Serie: USD 464 602, y vi) Costo OyM referente a las instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo: USD 23 768.

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
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP
C. Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP
C. Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		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, el Cargo Unitario por Compensación FISE y el Cargo por unitario por CASE,

iguales a 4,071 S./kW-mes, 0,098 S./kW-mes, 1,196 S./kW-mes, 0,00 S./kW-mes, 5,855 S./kW-mes, 0,441 S./kW-mes y 1,453 S./kW-mes, respectivamente.

4.3. Valorización de las Instalaciones del SPT y SGT

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

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en los respectivos Contratos BOOT^[2] suscritos por el Estado con Redesur y Transmantaro, se procede a actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. Asimismo, corresponde la actualización del VNR de la empresa ISA.

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

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

En la regulación de tarifas de mayo 2013 y mayo 2014, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de REP 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 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

^[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

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\$ 222 104 790.

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\$8 464 465.

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 Transmataro, 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 de 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\$ 23 005 435 y US\$ 62 907 775, respectivamente, con un agregado de US\$ 5 711 270 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\$ 71 513 006,31.

^[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.

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.

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.

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	14 287 236
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	9 921 756	30 340 729
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 126 137	3 443 727
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	814 904	2 491 975
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	8 166 823	24 974 146
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 391 829	10 372 213
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	9 759 402	29 844 250
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10KV; 60MVA		REP	4 221 734	12 910 064
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	813 207	2 486 788
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 520 862	10 766 795
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	REP	19 549 496	59 782 360
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	449 182	1 373 599
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	5 819 464	17 795 922
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP	193 618	592 085
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	998 135	3 052 298
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	13 006 316	39 773 315
L-2003/2004	Chavarma	Santa Rosa	REP	4 465 429	13 655 280
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 514 772	10 748 174
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	8 780 807	26 851 709
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	166 278	508 478
L-1121	Huánuco	Tingo Maria	REP	8 842 612	27 040 707
SE Tingo Maria	Banco 2.2 MVAR		REP	147 947	452 423
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	3 459 193	10 578 211
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	5 402 644	16 521 287
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	11 320 136	34 616 976
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 171 093	3 581 203
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 327 314	4 058 925
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	944 888	2 889 467
C Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP	1 164 844	3 582 093
C Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		REP	85 787	262 336
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	556 278	1 701 098
SE Tingo Maria	Reactor 30 MVAR		ETESELVA		
SE Tingo Maria	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESELVA	21 642 013	66 181 276
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESELVA		
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	920 541	2 815 016
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	23 807 367	72 802 928
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR		
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR	65 100 639	199 077 753
	Addendum 5		REDESUR	5 910 356	18 073 868
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	226 325 022	692 101 918
	Adenda V		TRANSMANTARO	8 625 299	26 376 164
	Addendum N° 8		TRANSMANTARO	77 230 806	236 171 805
	Addendum N° 10		TRANSMANTARO	20 205 056	61 787 060
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA	4 044 362	12 367 657
L-22259 L-22258 L-22254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA	67 659 651	206 903 214
ISA-Ampliación 1	Ampliación capacidad L.T. 220 kV Pachachaca - Oroya de 152 MVA a 250 MVA		ISA	205 939	629 762
ISA-Ampliación 2	Ampliación capacidad LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA		ISA	1 047 480	3 203 194

⁽¹⁾ Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

VALORIZACION DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN DEL SEIN

INSTALACIONES TRANSMISION	TITULAR	INV (US\$)	INV (Soles)
Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	TRANSMANTARO	55 818 003	170 691 454
Talara - Piura (2do Circuito)	TRANSMANTARO	14 926 978	45 646 698
Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO	172 700 163	528 117 100
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	TRANSMANTARO	75 005 299	229 366 204
Trujillo - Chiclayo 500 kV	TRANSMANTARO	101 674 989	310 922 117
Pomacocha - Carhuamayo	TRANSMANTARO	16 753 041	51 230 799
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	9 805 675	29 985 754
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	13 740 423	42 018 214
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	25 392 616	77 650 620
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	47 382 843	144 896 733
SE Cajamarca - SVC	ATN	11 097 002	33 934 632
Socabaya - Tintaya	TESUR	43 730 121	133 726 711
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	ATS	281 929 142	862 139 317
Compensación Serie LT CHI-MAR-MON	ATS	11 265 826	34 450 896
Instalación doble barra SET Montalvo	ATS	573 287	1 753 112

Cuadro No. 4.9

RESUMEN VNR

TITULAR	INV (US\$)	INV (Soles)
REP	137 218 695	419 614 771
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	556 278	1 701 098
ANTAMINA	920 541	2 815 016
ETESSELVA	21 642 013	66 181 276
REDESUR	94 818 361	289 954 548
TRANSMANTARO	769 264 656	2352 411 319
ISA	72 957 432	223 103 827
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	107 418 559	328 485 953
TESUR	43 730 121	133 726 711
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR	293 768 255	898 343 325
TOTAL SEIN	1 542 294 913	4 716 337 844

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

En vista que la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES sobre el Costo de Operación y Mantenimiento anual de las instalaciones que forman parte del SPT, no absuelve 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\$ 4 022 962.

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\$ 649 943.

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\$ 20 086.

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\$ 22 270.

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 WPSOP3500, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5. En aplicación de este Addendum, el COyM de Transmantaro asciende a US\$ 6 486 059.

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 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.

4.4.5.2. 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.

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 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	COyM (US\$)
1	LT 220 kV Carhuaquero-Paragsha y subestaciones asociadas	442 980,17
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	620 736,81
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	501 317,92
4	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	1147134,57
5	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	2140561,61
	Total de Inversión	4 852 729,09

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	4 022 962
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	22 270
ETESELVA	649 943
ANTAMINA	20 086
REDESUR	2 694 245
TRANSMANTARO	6 486 059
TRANSMANTARO-Ampliacion 1	2 076 262
ISA	2 151 120
ISA-Ampliación 1	6 178
ISA-Ampliación 2	31 424
TOTAL	18 160 551

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SGT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US\$/Año)	
TRANSMANTARO	Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	3 751 193
	Talara - Piura (2do Circuito)	477 665
	Zapallal - Trujillo 500 kV	5 181 005
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	1 989 931
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	3 176 543
	Pomacocha - Carhuamayo	418 826
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	442 980
	Paragsha - Conococha 220 kV	620 736
	Conococha - Huallanca 220 kV	1 147 135
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	2 140 562
	SE Cajamarca - SVC	501 317
TESUR	Socabaya - Tintaya	1 290 039
ATS	Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	11 688 498
	Compensación Serie LT CHI-MAR-MON	467 069
	Instalación doble barra SET Montalvo	23 768
TOTAL	33 317 265	

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 28832²², por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

²² 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 ENERGIA
Y FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA

BARRAS BASE	POTENCIA		ENERGIA	
	Base Santa Rosa	Base Santa Rosa	Base Santa Rosa	
			Puma	Fuera Punta
Zorritos	1.0000	1.0208	1.0187	
Talara	1.0000	1.0167	1.0150	
Puma Oeste	1.0000	1.0194	1.0179	
La Niña	1.0000	1.0115	1.0106	
Chiclayo Oeste	1.0000	1.0157	1.0125	
Carhuazquero 220	1.0000	0.9989	0.9989	
Carhuazquero 138	1.0000	0.9989	0.9989	
Cutervo 138	1.0000	0.9968	0.9963	
Jaen 138	1.0000	0.9968	0.9963	
Guadalupe 220	1.0000	1.0123	1.0113	
Guadalupe 60	1.0000	1.0135	1.0120	
Cajamarca	1.0000	1.0080	1.0084	
Trujillo Norte	1.0000	1.0076	1.0074	
Chimbole I 220	1.0000	1.0049	1.0046	
Chimbole I 138	1.0000	1.0084	1.0070	
Paramonga N 220	1.0000	0.9990	0.9995	
Paramonga N 138	1.0000	0.9982	0.9995	
Paramonga 138	1.0000	0.9969	0.9987	
Huacho	1.0000	0.9961	0.9966	
Zapallar	1.0000	0.9941	0.9946	
Carabayillo	1.0000	0.9929	0.9936	
Ventania	1.0000	0.9952	0.9963	
Chaveria	1.0000	0.9976	0.9989	
Santa Rosa	1.0000	1.0000	1.0000	
San Juan	1.0000	0.9993	0.9988	
Castlera	1.0000	0.9918	0.9855	
Chica 220	1.0000	0.9896	0.9893	
Independencia	1.0000	0.9931	0.9989	
Ica	1.0000	0.9858	1.0021	
Marcón	1.0000	1.0015	1.0023	
Mantaro	1.0000	0.9883	0.9893	
Huancacachi	1.0000	0.9879	0.9892	
Pachachaca	1.0000	0.9722	0.9756	
Pomacocha	1.0000	0.9735	0.9772	
Huancavelica	1.0000	0.9681	0.9712	
Callahuasca ELP	1.0000	0.9849	0.9876	
Cajamarquilla	1.0000	0.9936	0.9962	
Huailanca 138	1.0000	0.9889	0.9889	
Vicma	1.0000	1.0094	1.0052	
Tingo Maria 220	1.0000	1.0699	1.0422	
Aguylla 220	1.0000	1.0735	1.0454	
Aguylla 138	1.0000	1.0789	1.0483	
Aguylla 22.9	1.0000	1.0755	1.0470	
Pucallpa 138	1.0000	1.1099	1.0765	
Pucallpa 60	1.0000	1.1116	1.0780	
Jauyacu	1.0000	1.1268	1.0778	
Tocachi	1.0000	1.1741	1.1127	
Tingo Maria 138	1.0000	1.1064	1.0625	
Huancuzco 138	1.0000	0.9481	0.9783	
Paragsha II 138	1.0000	0.9667	0.9790	
Paragsha 220	1.0000	0.9776	0.9818	
Yaupi 138	1.0000	0.9568	0.9619	
Yuncan 138	1.0000	0.9642	0.9690	
Yuncan 220	1.0000	0.9675	0.9722	
Oroya Nueva 220	1.0000	0.9728	0.9762	
Oroya Nueva 138	1.0000	0.9694	0.9718	
Oroya Nueva 50	1.0000	0.9712	0.9748	
Carhuamayo 138	1.0000	0.9963	0.9733	
Carhuamayo 220	1.0000	0.9732	0.9777	
Canga 138	1.0000	0.9686	0.9705	
Desierto 220	1.0000	0.9930	0.9970	
Condorcocha 138	1.0000	0.9695	0.9705	
Condorcocha 44	1.0000	0.9695	0.9705	
Machupicchu	1.0000	1.0201	0.9879	
Cachimayo	1.0000	1.0568	1.0131	
Dolorespata	1.0000	1.0615	1.0137	
Quenoco	1.0000	1.0429	1.0166	
Combapata	1.0000	1.0402	1.0270	
Tintaya	1.0000	1.0363	1.0373	
Ayari	1.0000	1.0193	1.0203	
Azlagaro	1.0000	1.0095	1.0103	
San Gabán	1.0000	0.9730	0.9746	
Mazuco	1.0000	0.9810	0.9808	
Puerto Maldonado	1.0000	1.0015	0.9969	
Jhliaca	1.0000	1.0252	1.0228	
Puno 138	1.0000	1.0246	1.0280	
Puno 220	1.0000	1.0237	1.0235	
Callali	1.0000	1.0319	1.0372	
Santuario	1.0000	1.0230	1.0273	
Socabaya 138	1.0000	1.0264	1.0287	
Socabaya 220	1.0000	1.0260	1.0279	
Colanuse 220	1.0000	0.9913	0.9921	
Cerro Verde	1.0000	1.0286	1.0310	
Repartición	1.0000	1.0298	1.0319	
Mollendo	1.0000	1.0341	1.0354	
Montalvo 220	1.0000	1.0194	1.0213	
Montalvo 138	1.0000	1.0205	1.0225	
Ilo 138	1.0000	1.0433	1.0432	
Boffaca 138	1.0000	1.0327	1.0344	
Toquepala	1.0000	1.0531	1.0523	
Arcata 138	1.0000	0.9798	0.9897	
Arcata 60	1.0000	0.9776	0.9884	
Tacna 220	1.0000	1.0228	1.0247	
Tacna 66	1.0000	1.0228	1.0246	

4.6. Ingreso Tarifario

4.6.1. Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el Artículo 4° del RIEE²³, 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 2014 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.

²³ 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	611
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	0
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	2 490
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		0
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	179
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	0
L-2003 L-2004	Chavarria	Santa Rosa	11 663
L-120	Paragsha II	Huánuco	0
L-121	Huánuco	Tingo Maria	880 712
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	573
L-1006A	Tintaya	Azángaro	9 959
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV		0
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	8 855
SE Tingo Maria	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		149 430
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	63 007
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV		0
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	22 623
L-2029	Montalvo	Tacna	0
L-2030	Montalvo	Puno	241
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	60 110
	Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV		0
	Chilca - Zapallal 500 kV		29 641
	Talara - Piura (2do Circuito)		611
	Zapallal - Trujillo 500 kV		217 556
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse		408 816
	Trujillo - Chiclayo 500 kV		44 328
	Pomacocha - Carhuamayo		0
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	0
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		487 327
	Carhuamayo-Paragsha		9 437
	Paragsha-Conococha		177 686
	Conococha-Huallanca		0
	Huallanca-Cajamarca		0
	SVC-Cajamarca		611
	Socabaya - Tintaya		78 795
	Chilca - Marcona - Moquegua 500 kV		495 349
REP			915 043
SAN GABÁN TRANSMISIÓN			0
ETESELVA			212 437
ANTAMINA			0
REDESUR			22 864
TRANSMANTARO		SPT	60 110
		SGT	700 952
ISA			487 327
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE		SGT	187 734
TESUR		SGT	78 795
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR		SGT	495 349
TOTAL SEIN			3 160 610

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

Los valores esperados mensuales correspondientes al período marzo 2014 a febrero 2015 se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 894 462. Dicho valor debe incorporarse al Costo Total del Transmisión del periodo tarifario siguiente, 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 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	6 978 025,15	657 985,21	2 750 724,19	2 801 112,41	2 825 844,09	2 877 608,37
2	2014-04	2,785	6 978 025,15	657 985,16	2 741 834,94	2 787 456,61	2 825 844,09	2 872 863,60
3	2014-05	2,793	8 596 301,27	138 772,65	3 127 487,98	3 174 283,98	3 252 242,56	3 300 905,24
4	2014-06	2,786	9 358 552,04	151 077,90	3 413 363,22	3 458 724,36	3 252 242,56	3 295 462,52
5	2014-07	2,795	8 977 426,66	144 925,29	3 263 811,07	3 301 731,69	3 252 242,56	3 290 028,77
6	2014-08	2,860	8 977 426,66	144 925,26	3 189 633,54	3 221 371,97	3 252 242,56	3 284 603,98
7	2014-09	2,905	8 977 426,67	144 925,29	3 140 224,43	3 166 241,90	3 252 242,56	3 279 188,13
8	2014-10	2,935	9 216 631,64	148 786,80	3 190 943,25	3 212 075,94	3 252 242,56	3 273 781,22
9	2014-11	2,965	9 242 260,73	149 200,57	3 167 440,57	3 183 160,36	3 252 242,56	3 268 383,22
10	2014-12	2,994	9 242 260,76	149 200,57	3 136 760,63	3 147 130,42	3 252 242,56	3 262 994,12
11	2015-01	2,994	9 242 260,76	149 200,57	3 136 760,63	3 141 941,25	3 252 242,56	3 257 613,90
12	2015-02	2,994	9 242 260,76	149 200,57	3 136 760,63	3 136 760,63	3 252 242,56	3 252 242,56
					37 395 745,09	37 731 991,53	38 174 113,76	38 515 675,61
Diferencia 2014-03 y 2015-02				783 684,08	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				894 462,32	US\$			

SGT Chilca-La Planicie-Zapallal

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 159 706. Dicho valor debe incorporarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, 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 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	2 271 277,40	30 375,13	829 125,55	919 891,95	815 607,51	904 894,06
2	2014-04	2,785	2 271 277,39	30 375,12	826 446,14	908 300,55	815 607,51	896 388,42
3	2014-05	2,793	2 378 232,07	10 622,64	855 300,65	931 177,17	851 762,41	927 325,03
4	2014-06	2,786	2 378 232,10	10 622,61	857 449,64	924 742,12	851 762,41	918 608,55
5	2014-07	2,795	2 378 232,07	10 622,61	854 688,62	913 100,19	851 762,41	909 973,99
6	2014-08	2,860	2 378 232,08	10 622,62	835 263,88	883 960,20	851 762,41	901 420,60
7	2014-09	2,905	2 378 232,08	10 622,61	822 325,19	862 087,02	851 762,41	892 947,61
8	2014-10	2,935	2 441 600,47	10 905,64	835 606,85	867 776,73	851 762,41	884 554,25
9	2014-11	2,965	2 448 389,93	10 935,98	829 462,25	853 288,50	851 762,41	876 239,80
10	2014-12	2,994	2 448 389,90	10 936,00	821 418,14	837 080,63	851 762,41	868 003,49
11	2015-01	2,994	2 448 389,90	10 936,00	821 418,14	829 212,40	851 762,41	859 844,60
12	2015-02	2,994	2 448 389,90	10 936,00	821 418,14	821 418,14	851 762,41	851 762,41
					10 009 913,19	10 552 035,60	10 148 839,08	10 691 962,81
Diferencia 2014-03 y 2015-02				139 927,21	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				159 706,72	US\$			

SGT Zapallal - Trujillo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de

liquidación. Para Transmataro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 347 451. Dicho valor debe agregarse la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, 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		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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$	
1	2014-03	2,776	6 393 522,09	20 485,10	2 310 521,32	2 563 459,74	2 272 850,62	2 521 665,14	
2	2014-04	2,785	6 393 522,06	20 485,07	2 303 054,62	2 531 158,01	2 272 850,62	2 497 962,49	
3	2014-05	2,793	5 865 267,10	61 807,93	2 122 117,81	2 310 377,82	2 110 030,25	2 297 217,93	
4	2014-06	2,786	5 865 267,07	61 807,97	2 127 449,76	2 294 411,59	2 110 030,25	2 275 625,00	
5	2014-07	2,795	5 865 267,07	61 807,93	2 120 599,28	2 265 526,38	2 110 030,25	2 254 235,03	
6	2014-08	2,860	5 865 267,09	61 807,93	2 072 403,85	2 193 226,08	2 110 030,25	2 233 046,12	
7	2014-09	2,905	5 865 267,08	61 807,94	2 040 301,21	2 138 955,73	2 110 030,25	2 212 056,37	
8	2014-10	2,935	6 021 548,09	63 454,83	2 073 254,83	2 153 072,69	2 110 030,25	2 191 263,92	
9	2014-11	2,965	6 038 292,48	63 631,28	2 057 984,40	2 117 125,41	2 110 030,25	2 170 666,91	
10	2014-12	2,994	6 038 292,47	63 631,30	2 038 050,69	2 076 911,47	2 110 030,25	2 150 263,51	
11	2015-01	2,994	6 038 292,47	63 631,30	2 038 050,69	2 057 389,33	2 110 030,25	2 130 051,89	
12	2015-02	2,994	6 038 292,47	63 631,30	2 038 050,69	2 038 050,69	2 110 030,25	2 110 030,25	
					25 341 839,17	26 739 664,97	25 646 003,72	27 044 084,56	
Diferencia 2014-03 y 2015-02				304 419,59	US\$				
Liquidación al 30 de Abril del 2016				347 451,04	US\$				

SGT Talara - Piura

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmataro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmataro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 32 781. Dicho valor debe agregarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, 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		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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$	
1	2014-03	2,776	509 846,76	-	183 662,38	203 768,35	180 065,74	199 777,98	
2	2014-04	2,785	509 846,74	-	183 068,85	201 200,69	180 065,74	197 900,14	
3	2014-05	2,793	562 566,55	-	201 420,18	219 288,82	200 272,91	218 039,78	
4	2014-06	2,786	562 566,58	-	201 926,27	217 773,40	200 272,91	215 990,29	
5	2014-07	2,795	562 566,57	-	201 276,05	215 031,77	200 272,91	213 960,07	
6	2014-08	2,860	562 566,54	-	196 701,59	208 169,39	200 272,91	211 948,93	
7	2014-09	2,905	562 566,58	-	193 654,59	203 018,35	200 272,91	209 956,69	
8	2014-10	2,935	577 556,26	-	196 782,37	204 358,26	200 272,91	207 983,18	
9	2014-11	2,965	579 162,28	-	195 332,98	200 946,33	200 272,91	206 028,22	
10	2014-12	2,994	579 162,28	-	193 440,98	197 129,43	200 272,91	204 091,64	
11	2015-01	2,994	579 162,28	-	193 440,98	195 276,50	200 272,91	202 173,26	
12	2015-02	2,994	579 162,28	-	193 440,98	193 440,98	200 272,91	200 272,91	
					2 334 148,17	2 459 402,27	2 362 860,60	2 488 123,10	
Diferencia 2014-03 y 2015-02				28 720,83	US\$				
Liquidación al 30 de Abril del 2016				32 780,68	US\$				

SGT Pomacocha - Carhuamayo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 36 022. Dicho valor debe agregarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, 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	2015	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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	556 884,65	757,92	200 879,89	222 870,70	196 874,33	218 426,64
2	2014-04	2,785	556 884,63	757,91	200 230,71	220 062,33	196 874,33	216 373,52
3	2014-05	2,793	620 087,00	-	222 014,68	241 710,33	220 750,09	240 333,56
4	2014-06	2,786	620 086,99	-	222 572,50	240 039,95	220 750,09	238 074,52
5	2014-07	2,795	620 086,99	-	221 855,81	237 018,00	220 750,09	235 836,71
6	2014-08	2,860	620 087,01	-	216 813,64	229 453,99	220 750,09	233 619,94
7	2014-09	2,905	620 086,99	-	213 455,07	223 776,25	220 750,09	231 424,00
8	2014-10	2,935	636 609,34	-	216 902,67	225 253,17	220 750,09	229 248,71
9	2014-11	2,965	638 379,55	-	215 305,08	221 492,37	220 750,09	227 093,86
10	2014-12	2,994	638 379,55	-	213 219,62	217 285,21	220 750,09	224 959,27
11	2015-01	2,994	638 379,55	-	213 219,62	215 242,82	220 750,09	222 844,74
12	2015-02	2,994	638 379,55	-	213 219,62	213 219,62	220 750,09	220 750,09
					2 569 688,92	2 707 424,74	2 601 249,58	2 738 985,57
Diferencia 2014-03 y 2015-02				31 560,83	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				36 022,13	US\$			

SGT Trujillo - Chiclayo

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Transmantaro el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 3 201 253. Dicho valor debe agregarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.19.

Cuadro No. 4.19**LIQUIDACIÓN ANUAL SGT Trujillo - Chiclayo**

Liquidación Anual de Ingresos								
Año	2015	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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	-	-	-	-	-	-
2	2014-04	2,785	-	-	-	-	-	-
3	2014-05	2,793	-	-	-	-	-	-
4	2014-06	2,786	-	-	-	-	-	-
5	2014-07	2,795	-	-	-	-	1 095 406,62	1 170 269,46
6	2014-08	2,860	-	-	-	-	1 257 689,08	1 331 013,01
7	2014-09	2,905	3 114 470,18	121 460,55	1 113 917,64	1 167 778,81	1 257 689,08	1 318 502,02
8	2014-10	2,935	3 512 060,81	136 958,92	1 243 277,59	1 291 142,31	1 257 689,08	1 306 108,62
9	2014-11	2,965	3 517 582,79	137 181,45	1 232 635,49	1 268 058,17	1 257 689,08	1 293 831,72
10	2014-12	2,994	3 517 582,77	137 181,44	1 220 696,13	1 243 971,90	1 257 689,08	1 281 670,22
11	2015-01	2,994	3 517 582,77	137 181,44	1 220 696,13	1 232 279,06	1 257 689,08	1 269 623,03
12	2015-02	2,994	3 517 582,77	137 181,44	1 220 696,13	1 220 696,13	1 257 689,08	1 257 689,08
					7 251 919,11	7 423 926,38	9 899 230,16	10 228 707,16
Diferencia 2014-03 y 2015-02				2 804 780,78	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				3 201 252,64	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".

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Redesur según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para Redesur el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril 2016, es de US\$ 216 732. Dicho valor debe agregarse al Costo Total del Transmisión del periodo tarifario siguiente, según el detalle que se muestra en el Cuadro No. 4.20.

Cuadro No. 4.20
LIQUIDACIÓN ANUAL REDESUR

Liquidación Anual de Ingresos - SPT REDESUR								
Año		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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	3 124 578,42	3 539,56	1 126 843,65	1 250 201,98	1 108 471,63	1 229 818,72
2	2014-04	2,785	3 124 578,41	3 539,56	1 123 202,14	1 234 448,40	1 108 471,63	1 218 258,92
3	2014-05	2,793	3 236 903,59	5 699,34	1 160 974,91	1 263 968,79	1 156 172,11	1 258 739,92
4	2014-06	2,786	3 236 903,55	5 699,35	1 163 891,92	1 255 233,93	1 156 172,11	1 246 908,27
5	2014-07	2,795	3 236 903,56	5 699,33	1 160 144,15	1 239 431,32	1 156 172,11	1 235 187,83
6	2014-08	2,860	3 236 903,54	5 699,36	1 133 777,24	1 199 877,05	1 156 172,11	1 223 577,55
7	2014-09	2,905	3 236 903,54	5 699,35	1 116 214,42	1 170 186,65	1 156 172,11	1 212 076,41
8	2014-10	2,935	3 323 151,36	5 851,26	1 134 242,80	1 177 909,81	1 156 172,11	1 200 683,38
9	2014-11	2,965	3 332 392,23	5 867,49	1 125 888,61	1 158 243,66	1 156 172,11	1 189 397,43
10	2014-12	2,994	3 332 392,18	5 867,49	1 114 983,19	1 136 243,27	1 156 172,11	1 178 217,57
11	2015-01	2,994	3 332 392,18	5 867,49	1 114 983,19	1 125 563,03	1 156 172,11	1 167 142,79
12	2015-02	2,994	3 332 392,18	5 867,49	1 114 983,19	1 114 983,19	1 156 172,11	1 156 172,11
						14 326 291,08	14 516 180,91	
Diferencia 2014-03 y 2015-02				189 889,83	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				216 731,84	US\$			

4.7.1.3. Liquidación de ISA

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por ISA según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para ISA el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2016 es de US\$ 120 703. Dicho valor debe agregarse al Costo Total del Transmisión del periodo tarifario siguiente, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.21.

Cuadro No. 4.21
LIQUIDACIÓN ANUAL ISA PERU

Liquidación Anual de Ingresos									
Año		SPT							
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	VALORES REALES		VALORES ESPERADOS	
						Valor Presente a Febrero 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$	Total US\$
1	2014-03	2,776	2 259 016,780	2 402,270	814 632,22	903 812,00	698 788,15	775 286,19	
2	2014-04	2,785	2 259 016,760	2 402,290	811 999,66	892 423,23	698 788,15	767 998,81	
3	2014-05	2,793	2 488 500,510	17 651,940	897 297,69	976 899,90	890 919,17	969 955,53	
4	2014-06	2,786	2 488 500,480	17 651,920	899 552,19	970 148,87	890 919,17	960 838,33	
5	2014-07	2,795	2 488 500,460	17 651,920	896 655,59	957 935,29	890 919,17	951 806,83	
6	2014-08	2,860	2 488 500,500	17 651,940	876 277,08	927 364,49	890 919,17	942 860,23	
7	2014-09	2,905	2 488 500,450	17 651,930	862 703,06	904 417,27	890 919,17	933 997,72	
8	2014-10	2,935	2 554 806,970	18 122,270	876 636,88	910 386,36	890 919,17	925 218,51	
9	2014-11	2,965	2 561 911,200	18 172,630	870 180,04	895 186,71	890 919,17	916 521,83	
10	2014-12	2,994	2 561 911,260	18 172,650	861 751,47	878 183,03	890 919,17	907 906,89	
11	2015-01	2,994	2 561 911,260	18 172,650	861 751,47	869 928,45	890 919,17	899 372,92	
12	2015-02	2,994	2 561 911,260	18 172,650	861 751,47	861 751,47	890 919,17	890 919,17	
						10 948 437,08	10 842 682,97		
Diferencia 2014-03 y 2015-02				(105 754,11)	US\$				
Liquidación al 30 de Abril del 2016				(120 703,06)	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 N° 336-2004-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación se aplica lo señalado las Resoluciones N° 067-2014-OS/CD y N° 054-2013-OS/CD y sus modificatorias.

Los valores esperados correspondientes al periodo de liquidación (RAG mensual) se comparan con las mensualidades facturadas por REP según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En este caso, el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2015 es de US\$ 564 310, valor a agregarse a la RA de REP para el siguiente periodo regulatorio, el mismo que se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.22.

Cuadro No. 4.22

LIQUIDACION DE LA RA
Periodo: Mayo 2014 a Abril 2015

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual US\$	Valor a Abril del 2015 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2015
1 Mayo	13/06/2014	2,793	13 500 736,47	12 193 334,69	25 694 071,16	9 199 452,62	8 949 793,04	10 206 539,19	-249 659,57	-276 990,42
2 Junio	14/07/2014	2,786	13 441 099,07	11 927 959,91	25 369 059,98	9 105 307,75	8 949 793,04	10 007 791,87	-156 114,70	-171 576,90
3 Julio	14/08/2014	2,795	13 468 424,59	12 045 145,62	25 513 570,21	9 128 289,88	8 949 793,04	9 938 090,34	-178 496,84	-194 331,87
4 Agosto	12/09/2014	2,860	13 477 753,58	11 889 185,94	25 366 939,52	8 869 559,27	8 949 793,04	9 565 640,51	80 233,77	86 530,50
5 Septiembre	14/10/2014	2,905	13 582 097,62	11 949 810,16	25 531 907,78	8 788 952,76	8 949 793,04	9 389 611,94	160 840,28	171 832,51
6 Octubre	14/11/2014	2,935	13 697 037,71	12 390 267,37	26 087 305,08	8 888 349,26	8 949 793,04	9 406 544,68	61 443,78	65 025,99
7 Noviembre	12/12/2014	2,965	13 806 022,07	12 385 158,76	26 191 180,83	8 833 450,53	8 949 793,04	9 260 573,67	116 342,51	121 968,01
8 Diciembre	14/01/2015	2,994	13 804 596,07	12 393 853,43	26 198 449,50	8 750 317,13	8 949 793,04	9 087 194,02	199 475,91	207 155,50
9 Enero	14/01/2015	2,994	13 917 646,97	12 393 853,43	26 311 500,40	8 788 076,29	8 949 793,04	9 040 622,26	161 716,76	166 364,07
10 Febrero	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 989 775,69	128 223,71	130 668,64
11 Marzo	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 905 275,37	128 223,71	129 440,40
12 Abril	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 821 569,33	128 223,71	128 223,71
Total								112 619 228,87	580 453,04	564 310,13

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 13 (Res. 068-2014-OS/CD) (US\$) (A)	Recalculo Ampliaciones y RAA (USD) al 30/04/15 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 13 (US\$) al 30/04/15 (D=A-B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/15 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/15 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/15 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/15 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/15 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 14 (USD) al 30/04/16 (J)
113 183 539	0	113 183 539	112 619 229	564 310	13 289	464	578 062	647 430

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 14) (USD) al 30/04/16 (K)	RAA al 30/04/16 (USD) (L)	RA al 30/04/16 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 14 (USD) al 30/04/16 (J)	RA año 14 al 30/04/16 (USD) (M+J)
74 050 523	52 981 913	127 032 436	647 430	127 679 866

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 2015 – abril 2016 conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.23.

Cuadro No. 4.23

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

Concepto	US\$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	74 050 523
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	52 981 913
Total RAA (2015-2016)	127 032 436
Liquidación Anual de la RAG (May-14-Abr-15)	632 027
Saldo a favor del ITF de Mayo 14 a Abril 15	14 883
Recuperación del ITF Adic a la RAG	519
Total RA (2015-2016)	127 679 866

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 período mayo 2015 – abril 2016, los ingresos por peajes del SST serían US\$ 21 111 261 (US\$ 1 415 534 por concepto de

Ingreso Tarifario y US\$ 19 695 727 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\$23 425 698. La suma de ambos montos resulta en US\$ 44 536 959, que es menor a la RA2(14), en US\$ 25 171 141. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados. En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en US\$ 48 596 839.

Cuadro N° 4.24
Determinación de la RA_{SST} y RA_{SPT} (14)

Concepto	Sin Reajuste
	US\$
RA	127 679 866
RA1	57 971 766
RA2	69 708 100
RA2 SST	21 111 261
ITA	1 415 534
PSST	19 695 727
RA2 SPT	48 596 839

4.7.1.6. Liquidación del SGT de Abengoa

De acuerdo a lo establecido en el numeral 2.7 de la Adenda N° 2 del Contrato de Concesión, se ha realizado la liquidación de cada Tramo y/o instalación por separado. Los valores mensuales esperados correspondientes al período marzo 2014 - febrero 2015 se comparan con las mensualidades facturadas por Abengoa según los cálculos de transferencias efectuadas por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En esta oportunidad el saldo de liquidación se presenta en los siguientes cuadros.

Cuadro No. 4.24
LIQUIDACIÓN ANUAL ATN – Tramo 1

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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	361 678,95	3 048,62	131 386,01	145 769,16	129 243,88	143 392,53
2	2014-04	2,785	361 678,99	3 048,60	130 961,43	143 932,36	129 243,88	142 044,70
3	2014-05	2,793	371 677,75	-	133 074,74	144 880,24	132 524,04	144 280,69
4	2014-06	2,786	371 677,76	-	133 409,10	143 879,02	132 524,04	142 924,50
5	2014-07	2,795	371 677,79	-	132 979,53	142 067,69	132 524,04	141 581,07
6	2014-08	2,860	371 677,77	-	129 957,26	137 533,84	132 524,04	140 250,26
7	2014-09	2,905	371 677,75	-	127 944,15	134 130,62	132 524,04	138 931,97
8	2014-10	2,935	381 581,15	-	130 010,61	135 015,87	132 524,04	137 626,06
9	2014-11	2,965	382 642,25	-	129 053,04	132 761,68	132 524,04	136 332,43
10	2014-12	2,994	382 642,24	-	127 803,02	130 239,92	132 524,04	135 050,96
11	2015-01	2,994	382 642,24	-	127 803,02	129 015,72	132 524,04	133 781,54
12	2015-02	2,994	382 642,24	-	127 803,02	127 803,02	132 524,04	132 524,04
					1 562 184,94	1 647 029,12	1 583 728,20	1 668 720,75
Diferencia 2014-03 y 2015-02					21 691,63	US\$		
Liquidación al 30 de Abril del 2016					24 757,87	US\$		

Cuadro No. 4.25
LIQUIDACIÓN ANUAL ATN – Tramo 2

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	510 587,92	440,77	184 088,14	204 240,72	181 086,77	200 910,78
2	2014-04	2,785	510 587,91	440,76	183 493,24	201 667,11	181 086,77	199 022,30
3	2014-05	2,793	517 340,38	-	185 227,49	201 659,63	184 462,92	200 827,23
4	2014-06	2,786	517 340,37	-	185 692,88	200 266,02	184 462,92	198 939,53
5	2014-07	2,795	517 340,40	-	185 094,96	197 744,81	184 462,92	197 069,58
6	2014-08	2,860	517 340,39	-	180 888,25	191 434,13	184 462,92	195 217,21
7	2014-09	2,905	517 340,39	-	178 086,19	186 697,18	184 462,92	193 382,24
8	2014-10	2,935	531 124,99	-	180 962,52	187 929,36	184 462,92	191 564,53
9	2014-11	2,965	532 601,92	-	179 629,65	184 791,73	184 462,92	189 763,90
10	2014-12	2,994	532 601,94	-	177 889,76	181 281,69	184 462,92	187 980,19
11	2015-01	2,994	532 601,94	-	177 889,76	179 577,72	184 462,92	186 213,25
12	2015-02	2,994	532 601,94	-	177 889,76	177 889,76	184 462,92	184 462,92
					2 176 832,60	2 295 179,87	2 206 802,75	2 325 353,66
Diferencia 2014-03 y 2015-02				30 173,79	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				34 439,03	US\$			

Cuadro No. 4.26
LIQUIDACIÓN ANUAL ATN – Tramo 3

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	944 870,39	-	340 371,18	377 632,44	334 821,78	371 475,54
2	2014-04	2,785	944 870,40	-	339 271,24	372 873,97	334 821,78	367 983,81
3	2014-05	2,793	966 337,24	-	345 985,41	376 678,90	344 551,48	375 117,77
4	2014-06	2,786	966 337,26	-	346 854,72	374 075,81	344 551,48	371 591,81
5	2014-07	2,795	966 337,22	-	345 737,82	369 366,42	344 551,48	368 098,99
6	2014-08	2,860	966 337,27	-	337 880,16	357 578,76	344 551,48	364 639,01
7	2014-09	2,905	966 337,23	-	332 646,21	348 730,62	344 551,48	361 211,55
8	2014-10	2,935	992 085,44	-	338 018,89	351 032,22	344 551,48	357 816,30
9	2014-11	2,965	994 844,18	-	335 529,23	345 171,45	344 551,48	354 452,97
10	2014-12	2,994	994 844,20	-	332 279,29	338 615,07	344 551,48	351 121,26
11	2015-01	2,994	994 844,20	-	332 279,29	335 432,22	344 551,48	347 820,86
12	2015-02	2,994	994 844,20	-	332 279,29	332 279,29	344 551,48	344 551,48
					4 059 132,74	4 279 467,18	4 115 158,34	4 335 881,35
Diferencia 2014-03 y 2015-02				56 414,18	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				64 388,65	US\$			

Cuadro No. 4.27
LIQUIDACIÓN ANUAL ATN – Tramo 4

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	1 740 868,23	22 419,28	635 190,03	704 725,83	624 833,89	693 235,99
2	2014-04	2,785	1 740 868,23	22 419,30	633 137,35	695 845,71	624 833,89	686 719,85
3	2014-05	2,793	1 796 336,53	13 464,50	647 977,45	705 461,65	645 288,25	702 533,89
4	2014-06	2,786	1 796 336,50	13 464,52	649 605,53	700 586,45	645 288,25	695 930,35
5	2014-07	2,795	1 796 336,54	13 464,53	647 513,80	691 766,52	645 288,25	689 388,88
6	2014-08	2,860	1 796 336,52	13 464,54	632 797,57	669 690,00	645 288,25	682 908,90
7	2014-09	2,905	1 796 336,51	13 464,53	622 995,19	653 118,83	645 288,25	676 489,83
8	2014-10	2,935	1 844 200,18	13 823,30	633 057,40	657 429,37	645 288,25	670 131,09
9	2014-11	2,965	1 849 328,45	13 861,75	628 394,67	646 453,07	645 288,25	663 832,13
10	2014-12	2,994	1 849 328,43	13 861,70	622 307,99	634 173,93	645 288,25	657 592,37
11	2015-01	2,994	1 849 328,43	13 861,70	622 307,99	628 212,94	645 288,25	651 411,26
12	2015-02	2,994	1 849 328,43	13 861,70	622 307,99	622 307,99	645 288,25	645 288,25
					7 597 592,99	8 009 772,30	7 702 550,33	8 115 462,77
Diferencia 2014-03 y 2015-02				105 690,47	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				120 630,43	US\$			

Cuadro No. 4.28
LIQUIDACIÓN ANUAL ATN – SVC

Liquidación Anual de Ingresos								
Año 2015 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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	412 731,02	-	148 678,32	164 954,50	146 254,29	162 265,10
2	2014-04	2,785	412 731,06	-	148 197,87	162 875,95	146 254,29	160 739,88
3	2014-05	2,793	419 508,47	-	150 199,95	163 524,68	149 579,02	162 848,66
4	2014-06	2,786	419 508,49	-	150 577,35	162 394,63	149 579,02	161 317,95
5	2014-07	2,795	419 508,47	-	150 092,48	160 350,17	149 579,02	159 801,62
6	2014-08	2,860	419 508,47	-	146 681,28	155 232,88	149 579,02	158 299,55
7	2014-09	2,905	419 508,48	-	144 409,12	151 391,72	149 579,02	156 811,60
8	2014-10	2,935	430 686,35	-	146 741,52	152 390,89	149 579,02	155 337,63
9	2014-11	2,965	431 883,95	-	145 660,69	149 846,59	149 579,02	153 877,52
10	2014-12	2,994	431 883,97	-	144 249,82	147 000,32	149 579,02	152 431,13
11	2015-01	2,994	431 883,97	-	144 249,82	145 618,58	149 579,02	150 998,34
12	2015-02	2,994	431 883,97	-	144 249,82	144 249,82	149 579,02	149 579,02
					1 763 988,04	1 859 830,75	1 788 298,74	1 884 308,00
Diferencia 2014-03 y 2015-02				24 477,25	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				27 937,25	US\$			

Para todos los casos, el saldo de liquidación si es positivo debe agregarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente. Por el contrario, si el saldo de la liquidación es negativo, dicho valor deberá descontarse de la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente.

4.7.1.7. Liquidación de ATS

Los valores esperados mensuales correspondientes al período marzo 2014 a febrero 2015 se comparan con las mensualidades facturadas por ATS según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para ATS el saldo de liquidación ha resultado negativo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ -1 199 731.

Dicho valor debe deducirse del Costo Total del Transmisión del periodo tarifario siguiente, según el detalle que se muestra en el siguiente Cuadro.

Cuadro No. 4.29

LIQUIDACIÓN ANUAL SGT de ATS

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
2014		VALORES REALES				VALORES ESPERADOS		
Nro	Año-Mes	Tipo de Cambio S./US\$	Peaje por Conexión S/.	Ingreso Tarifario S/.	Total US\$	Valor Presente a Agosto 2014 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
11	2014-01	2,815	-	-	-	-	1 808 026	2 044 204
12	2014-02	2,803	9 800 740	-	3 496 518	3 916 100	3 736 587	4 184 978
1	2014-03	2,786	10 976 829	-	3 939 996	4 371 317	3 736 587	4 145 640
2	2014-04	2,785	10 976 829	-	3 941 411	4 331 783	3 736 587	4 106 673
3	2014-05	2,797	11 305 672	-	4 042 071	4 400 656	3 802 626	4 139 970
4	2014-06	2,784	10 996 306	309 366	4 060 945	4 379 648	3 803 027	4 101 488
5	2014-07	2,794	10 607 746	299 250	3 903 721	4 170 511	3 803 027	4 062 936
6	2014-08	2,860	11 384 866	313 217	4 090 239	4 328 702	3 803 027	4 024 746
7	2014-09	2,905	10 996 306	303 100	3 889 641	4 077 716	3 803 027	3 986 915
8	2014-10	2,935	2 247 019	121 177	806 881	837 945	3 803 027	3 949 439
9	2014-11	2,965	17 222 287	536 517	5 989 478	6 161 600	3 803 027	3 912 316
10	2014-12	2,994	13 758 043	312 050	4 699 430	4 789 037	3 803 027	3 875 542
11	2015-01	2,994	13 758 043	312 050	4 699 430	4 744 022	3 803 027	3 839 114
12	2015-02	2,994	13 758 043	312 050	4 699 430	4 699 430	3 803 027	3 803 027
					52 259 190	55 208 466	51 047 660	54 176 988
Diferencia 2014-01 y 2015-02				(1 031 478)	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				(1 199 731)	US\$			

4.7.1.8. Liquidación de TESUR

Los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por TESUR según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. Para TESUR el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual, expresado al 30 de abril de 2016, es de US\$ 813 241. Dicho valor debe agregarse a la Base Tarifaria del periodo tarifario siguiente, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° 4.30.

Cuadro No. 4.30

LIQUIDACIÓN ANUAL SGT de TESUR

Liquidación Anual de Ingresos								
Año		SGT						
2015		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 2015 US\$	Total US\$	Valor Presente a Febrero 2015 US\$
1	2014-03	2,776	-	-	-	-	-	-
2	2014-04	2,785	-	-	-	-	-	-
3	2014-05	2,793	-	-	-	-	-	-
4	2014-06	2,786	-	-	-	-	530 940,85	572 608,99
5	2014-07	2,795	1 349 258,59	-	482 740,10	515 731,78	530 940,85	567 226,69
6	2014-08	2,860	1 493 821,99	-	522 315,38	552 766,64	530 940,85	561 894,99
7	2014-09	2,905	1 493 822,02	-	514 224,45	539 088,70	530 940,85	556 613,40
8	2014-10	2,935	1 540 044,36	-	524 716,99	544 917,97	530 940,85	551 381,45
9	2014-11	2,965	1 544 996,78	-	521 078,17	536 052,58	530 940,85	546 198,69
10	2014-12	2,994	1 544 996,74	-	516 030,98	525 870,46	530 940,85	541 064,63
11	2015-01	2,994	1 544 996,74	-	516 030,98	520 927,49	530 940,85	535 978,84
12	2015-02	2,994	1 544 996,74	-	516 030,98	516 030,98	530 940,85	530 940,85
					4 113 168,02	4 251 386,59	4 778 467,69	4 963 908,53
Diferencia 2014-03 y 2015-02				712 521,94	US\$			
Liquidación al 30 de Abril del 2016				813 241,00	US\$			

4.7.2. Compensación Tarifaria

De acuerdo con el Artículo 30^{o24} del RIEE²⁵, corresponde que Osinermin efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se destina a la reducción de los peajes del SPT, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte Osinermin.

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 N° 002-2009-OS/CD, en cumplimiento de los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2011.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo G, la compensación prevista para los próximos 12 meses es de S/. 15 740 532, que se distribuye en cargos unitarios diferenciados por cada tipo de usuario según lo siguiente.

Cuadro No. 4.31

Tipo de Usuario	S/./kW-mes
Regulados	0,098
Libres no Grandes Usuarios	0,295
Grandes Usuarios	0,661

4.7.4. Cargo Unitario por Seguridad de Suministro

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

²⁴ **Artículo 30^o.**- 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.

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

Cuadro No. 4.32

Tipo de Usuario	S/./kW-mes
CUCSS para No Reserva Fría	0,190
CUCSS para Reserva Fría de Pucallpa	0,200
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Maldonado	0,115
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Eten	0,832
CUCSS para Reserva Fría de Talara	0,833
CUCSS para Reserva Fría de Ilo	1,901

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 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/. 80 438 021. El cargo unitario resultante es de 1,196S/./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 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 un cargo negativo de S/. 4 551 768 por lo cual, el cargo unitario sería 0,00 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 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\$ 128 742 064. El cargo unitario resultante es de 5,855 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\$ 9 172 211. El cargo unitario resultante es de 0,417 S/./kW-mes.

4.7.9. Cargo Unitario por Compensación CASE

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación CASE de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 29970.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo T, la compensación prevista es de S/. 97 734 668. El cargo unitario resultante es de 1,453 S/./kW-mes.

4.7.10. Cargo Unitario por Compensación CMJ

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación CMJ para las empresas Enersur S.A. y San Gaban S.A, para dar cumplimiento los mandatos judiciales emitidos por la Segunda Sala Contencioso Administrativa Transitoria de Lima y el Décimo Segundo Juzgado Contencioso Administrativo de Lima.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo U, la compensación prevista es de S/. 26 266 336. El cargo unitario resultante es de 0,390 S/./kW-mes

4.7.11. 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 6 050 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 22,874 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, el Cargo Unitario por Compensación FISE, el Cargo Unitario por Compensación CASE y Cargo Unitario por Compensación CMJ, igual a 16,835 US\$/kW-año, 0,385 US\$/kW-año, 4,692 US\$/kW-año, 0,000 US\$/kW-año, 22,976 US\$/kW-año, 1,725 US\$/kW-año, 6,009 US\$/kW-año y 1,613 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 2015 hasta abril 2016.

Cuadro No. 4.33

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	21 057 793		48 596 839	915 043	47 681 796	8,506
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	91 329			0	91 329	0,016
ANTAMINA	134 365			0	134 365	0,024
ETESSELVA	3 336 662			212 437	3 124 225	0,557
REDESUR	14 497 935	216 732		22 864	14 691 802	2,621
TRANSMANTARO	50 929 050	983 026		60 110	51 951 966	9,250
ISA	11 052 719	-120 703		487 327	10 444 688	1,863
ISA-Ampliación 1	33 749				33 749	0,006
ISA-Ampliación 2	171 660				171 660	0,031
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro No Reserva Fria						0,785
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Talara						3,445
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Ilo						7,862
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Pucallpa						0,827
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Maldonado						0,476
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro Reserva Fria Puerto Eten						3,441
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por CMG						4,692
Cargo Unitario por Costo Variable de Operación Adicional por RSC						0,000
Cargo por Prima Central Cogeneración Paramonga						0,498
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz II						0,228
Cargo por Prima C.H. Santa Cruz I						0,212
Cargo por Prima C.H. Poechos 2						0,334
Cargo por Prima C.H. Roncador						0,157
Cargo por Prima C.H. La Joya						0,440
Cargo por Prima C.H. Carhuauquero IV						0,671
Cargo por Prima C.H. Caña Brava						0,137
Cargo por Prima C.T. Huaycoloro						0,459
Cargo por Prima C.H. Purmacana						0,012
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi I						0,302
Cargo por Prima C.H. Huasahuasi II						0,294
Cargo por Prima C.H. Nuevo Imperial						0,153
Cargo por Prima Repartición Solar 20T						1,385
Cargo por Prima Majes Solar 20T						1,385
Cargo por Prima Tacna Solar 20T						1,621
Cargo por Prima Panamericana Solar 20T						1,805
Cargo por Prima C.H. Yanapampa						0,177
Cargo por Prima C.H. Las Pizarras						0,675
Cargo por Prima C.E. Marcona						1,205
Cargo por Prima C.E. Talara						2,319
Cargo por Prima C.E. Cupisnique						5,623
Cargo por Prima C.H. Runatullo III						0,930
Cargo por Prima C.H. Runatullo II						0,655
Cargo por Prima CSF Moquegua FV						0,942
Cargo por Prima C.H. Canchayllo						0,157
Cargo por Prima C.T. La Gringa V						0,200
Cargo Unitario por Compensación FISE						1,725
Cargo Unitario por Compensación CASEa						4,888
Cargo Unitario por Compensación CASEge						1,390
Cargo Unitario por Compensación CMJ ENERSUR						0,993
Cargo Unitario por Compensación CMJ SAN GABAN						0,620
Cargo Unitario por Generación Adicional (Usuario Regulado)						0,385

Cuadro No. 4.34

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)	10 680 644	159 707	29 641	10 810 710	1,928
	Talara - Piura (2do Circuito)	2 330 754	32 781	611	2 362 924	0,422
	Zapallal - Trujillo 500 KV	26 620 635	347 451	217 556	26 750 530	4,772
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	11 301 363		408 816	10 892 547	1,943
	Trujillo - Chiclayo 500 KV	15 798 848	3 201 253	44 328	18 955 773	3,381
	Pomacocha - Carhuamayo	2 498 610	36 022	0	2 534 632	0,452
	Carhuamayo - Paragsha 220 KV	1 660 293	24 758	9 437	1 675 613	0,299
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	Paragsha - Conococha 220 KV	2 326 522	34 439	177 686	2 183 275	0,389
	Conococha - Huallanca 220 KV	4 299 467	64 389	0	4 363 855	0,778
	Huallanca - Cajamarca 220 KV	8 022 841	120 630	0	8 143 471	1,453
	SE Cajamarca - SVC	1 878 939	27 937	611	1 906 266	0,340
	Socabaya - Tintaya	6 718 856	813 241	78 795	7 453 302	1,330
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR	Chilca - Marcona - Montalvo 500 KV	46 688 212	-1 189 731	495 349	44 993 133	8,026
	Compensación Sena LT CHI-MAR-MON	1 865 650		0	1 865 650	0,333
	Instalación doble barra SET Montalvo	94 938		0	94 938	0,017
					Total	25,964

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. 4.33). En el Cuadro No. 4.34 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./KW/h	PEMF ctm.S./KW/h
Zorritos	19,58	23,714	43,293	7,58	7,55
Talara	19,58	23,714	43,293	7,53	7,53
Piura Oeste	19,58	23,714	43,293	7,55	7,55
La Niña	19,58	23,714	43,293	7,49	7,49
Chiclayo Oeste	19,58	23,714	43,293	7,51	7,51
Carhuaqueiro 220	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Carhuaqueiro 138	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Cutervo 138	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Jen 138	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Guadalupe 220	19,58	23,714	43,293	7,50	7,50
Guadalupe 60	19,58	23,714	43,293	7,51	7,50
Cajamarca	19,58	23,714	43,293	7,46	7,48
Trujillo Norte	19,58	23,714	43,293	7,48	7,47
Chimbote 1 220	19,58	23,714	43,293	7,44	7,45
Chimbote 1 138	19,58	23,714	43,293	7,45	7,47
Paramonga N 220	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Paramonga N 138	19,58	23,714	43,293	7,39	7,41
Paramonga 138	19,58	23,714	43,293	7,38	7,41
Huacho	19,58	23,714	43,293	7,38	7,39
Zapallal	19,58	23,714	43,293	7,36	7,37
Carabaylo	19,58	23,714	43,293	7,35	7,37
Ventanilla	19,58	23,714	43,293	7,37	7,39
Chavarría	19,58	23,714	43,293	7,39	7,41
Santa Rosa	19,58	23,714	43,293	7,41	7,41
San Juan	19,58	23,714	43,293	7,40	7,41
Centers	19,58	23,714	43,293	7,35	7,38
Chilca 220	19,58	23,714	43,293	7,33	7,34
Independencia	19,58	23,714	43,293	7,35	7,41
Ica	19,58	23,714	43,293	7,38	7,43
Marcona	19,58	23,714	43,293	7,42	7,43
Mantaro	19,58	23,714	43,293	7,10	7,12
Huaycachi	19,58	23,714	43,293	7,17	7,19
Pachacaca	19,58	23,714	43,293	7,20	7,23
Pomacocha	19,58	23,714	43,293	7,21	7,25
Huancavelica	19,58	23,714	43,293	7,17	7,20
Callahuancas ELP	19,58	23,714	43,293	7,29	7,32
Cajamarquilla	19,58	23,714	43,293	7,35	7,39
Huallanca 138	19,58	23,714	43,293	7,31	7,33
Vicos	19,58	23,714	43,293	7,48	7,46
Tingo Maria 220	19,58	23,714	43,293	7,62	7,73
Ayazña 220	19,58	23,714	43,293	7,95	7,75
Ayazña 138	19,58	23,714	43,293	7,98	7,77
Ayazña 22.9	19,58	23,714	43,293	7,97	7,76
Pucallpa 138	19,58	23,714	43,293	8,22	7,98
Pucallpa 60	19,58	23,714	43,293	8,23	7,99
Azayacu	19,58	23,714	43,293	8,34	7,99
Tocache	19,58	23,714	43,293	8,70	8,25
Tingo Maria 138	19,58	23,714	43,293	8,19	7,88
Huáuco 138	19,58	23,714	43,293	7,01	7,24
Paragsha II 138	19,58	23,714	43,293	7,17	7,26
Paragsha 220	19,58	23,714	43,293	7,24	7,28
Yaupi 138	19,58	23,714	43,293	7,09	7,13
Yuncan 138	19,58	23,714	43,293	7,14	7,18
Yuncan 220	19,58	23,714	43,293	7,17	7,21
Oroya Nueva 220	19,58	23,714	43,293	7,20	7,24
Oroya Nueva 138	19,58	23,714	43,293	7,18	7,21
Oroya Nueva 60	19,58	23,714	43,293	7,19	7,23
Carhuamayo 138	19,58	23,714	43,293	7,16	7,22
Carhuamayo 220	19,58	23,714	43,293	7,21	7,25
Carpa 138	19,58	23,714	43,293	7,17	7,20
Desierto 220	19,58	23,714	43,293	7,35	7,40
Condorcocha 138	19,58	23,714	43,293	7,18	7,20
Condorcocha 44	19,58	23,714	43,293	7,18	7,20
Machupicchu	19,58	23,714	43,293	7,56	7,32
Cachimayo	19,58	23,714	43,293	7,85	7,51
Dolomspata	19,58	23,714	43,293	7,86	7,52
Quencoro	19,58	23,714	43,293	7,72	7,54
Combapata	19,58	23,714	43,293	7,70	7,61
Tintaya	19,58	23,714	43,293	7,67	7,69
Ajain	19,58	23,714	43,293	7,55	7,56
Atingaro	19,58	23,714	43,293	7,48	7,49
San Gaban	19,58	23,714	43,293	7,21	7,23
Macuro	19,58	23,714	43,293	7,26	7,27
Puerto Maldonado	19,58	23,714	43,293	7,42	7,39
Juliaca	19,58	23,714	43,293	7,59	7,59
Puno 138	19,58	23,714	43,293	7,59	7,61
Puno 220	19,58	23,714	43,293	7,58	7,59
Callalli	19,58	23,714	43,293	7,64	7,69
Santuario	19,58	23,714	43,293	7,58	7,62
Socabaya 138	19,58	23,714	43,293	7,60	7,63
Socabaya 220	19,58	23,714	43,293	7,60	7,62
Colanuse 220	19,58	23,714	43,293	7,34	7,36
Cerro Verde	19,58	23,714	43,293	7,62	7,64
Repartición	19,58	23,714	43,293	7,63	7,65
Mollendo	19,58	23,714	43,293	7,66	7,68
Montalvo 220	19,58	23,714	43,293	7,55	7,57
Montalvo 138	19,58	23,714	43,293	7,56	7,58
Itto 138	19,58	23,714	43,293	7,73	7,73
Botifaca 138	19,58	23,714	43,293	7,65	7,67
Toquepala	19,58	23,714	43,293	7,80	7,80
Aricota 138	19,58	23,714	43,293	7,26	7,34
Aricota 66	19,58	23,714	43,293	7,24	7,33
Tacna 220	19,58	23,714	43,293	7,58	7,60
Tacna 66	19,58	23,714	43,293	7,58	7,60

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 N° 273-2010-OS/CD, se comparan el Precio Básico de la Energía teórico únicamente con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 04 de febrero de 2015. 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 del proyecto de resolución, se han considerado los contratos suscritos hasta el 04 de febrero de 2015.

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 17,834 céntimos de S./kWh.

La relación entre el precio promedio de licitaciones y el Precio Básico de la Energía teórico es de 0,5990. 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 1,7241, 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 2015

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh	
Ponderado Licitaciones	19,15	17,44	14,05	
Barra Teórico	19,58	7,41	7,41	
Precio Licitación	3,199	14,635	17,834	Cent.S/./kWh
Precio Teórico	3,270	7,413	10,683	Cent.S/./kWh
Comparación			0,5990	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1,7241	

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 30 de enero de 2015: 3,058 S/./US\$.

Cuadro No. 5.3

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1.7241	PPM S./KW-mes	PCSPT S./KW-mes	PPB S./KW-mes	PEMP ctm.S./KWh	PEMF ctm.S./KWh
Zorritos	19.58	23.714	43.293	13.03	13.02
Talara	19.58	23.714	43.293	12.98	12.97
Piura Oeste	19.58	23.714	43.293	13.02	13.01
La Niña	19.58	23.714	43.293	12.92	12.92
Chiclayo Oeste	19.58	23.714	43.293	12.94	12.94
Carhuazquero 220	19.58	23.714	43.293	12.75	12.77
Carhuazquero 138	19.58	23.714	43.293	12.76	12.77
Cutervo 138	19.58	23.714	43.293	12.77	12.77
Jaen 138	19.58	23.714	43.293	12.77	12.77
Guadalupe 220	19.58	23.714	43.293	12.93	12.93
Guadalupe 60	19.58	23.714	43.293	12.94	12.94
Cajamarca	19.58	23.714	43.293	12.87	12.89
Trujillo Norte	19.58	23.714	43.293	12.87	12.88
Chimbote 1 220	19.58	23.714	43.293	12.83	12.84
Chimbote 1 138	19.58	23.714	43.293	12.85	12.87
Paramonga N 220	19.58	23.714	43.293	12.78	12.78
Paramonga N 138	19.58	23.714	43.293	12.75	12.78
Paramonga 138	19.58	23.714	43.293	12.73	12.78
Huacho	19.58	23.714	43.293	12.72	12.74
Zapallal	19.58	23.714	43.293	12.69	12.71
Carabayillo	19.58	23.714	43.293	12.68	12.70
Ventanilla	19.58	23.714	43.293	12.71	12.74
Chavarria	19.58	23.714	43.293	12.74	12.77
Santa Rosa	19.58	23.714	43.293	12.77	12.78
San Juan	19.58	23.714	43.293	12.76	12.77
Cantera	19.58	23.714	43.293	12.66	12.73
Chilca 220	19.58	23.714	43.293	12.64	12.66
Independencia	19.58	23.714	43.293	12.68	12.77
Ica	19.58	23.714	43.293	12.72	12.81
Marcona	19.58	23.714	43.293	12.79	12.81
Mantaro	19.58	23.714	43.293	12.24	12.28
Huayucachi	19.58	23.714	43.293	12.38	12.39
Pachachaca	19.58	23.714	43.293	12.41	12.47
Pomacocha	19.58	23.714	43.293	12.43	12.49
Huancavelica	19.58	23.714	43.293	12.38	12.41
Callahuanca ELP	19.58	23.714	43.293	12.58	12.62
Cajamarquilla	19.58	23.714	43.293	12.69	12.73
Huallanca 138	19.58	23.714	43.293	12.80	12.84
Vicosma	19.58	23.714	43.293	12.89	12.86
Tingo Maria 220	19.58	23.714	43.293	13.66	13.32
Aquaylla 220	19.58	23.714	43.293	13.71	13.36
Aquaylla 138	19.58	23.714	43.293	13.75	13.40
Aquaylla 22.9	19.58	23.714	43.293	13.73	13.38
Pucallpa 138	19.58	23.714	43.293	14.17	13.76
Pucallpa 60	19.58	23.714	43.293	14.19	13.78
Aucayacu	19.58	23.714	43.293	14.39	13.76
Tocache	19.58	23.714	43.293	14.99	14.22
Tingo Maria 138	19.58	23.714	43.293	14.13	13.58
Huánuco 138	19.58	23.714	43.293	12.08	12.48
Paragsha II 138	19.58	23.714	43.293	12.37	12.51
Paragsha 220	19.58	23.714	43.293	12.48	12.55
Yauri 138	19.58	23.714	43.293	12.22	12.30
Yuncin 138	19.58	23.714	43.293	12.31	12.39
Yuncin 220	19.58	23.714	43.293	12.35	12.43
Oroya Nueva 220	19.58	23.714	43.293	12.42	12.48
Oroya Nueva 138	19.58	23.714	43.293	12.38	12.42
Oroya Nueva 50	19.58	23.714	43.293	12.40	12.46
Carhuamayo 138	19.58	23.714	43.293	12.34	12.44
Carhuamayo 220	19.58	23.714	43.293	12.43	12.50
Carpa 138	19.58	23.714	43.293	12.37	12.41
Desierto 220	19.58	23.714	43.293	12.68	12.75
Condorcocha 138	19.58	23.714	43.293	12.38	12.41
Condorcocha 44	19.58	23.714	43.293	12.38	12.41
Machupicchu	19.58	23.714	43.293	13.03	12.63
Cachimayo	19.58	23.714	43.293	13.53	12.95
Dolorospata	19.58	23.714	43.293	13.55	12.96
Quenoco	19.58	23.714	43.293	13.32	13.00
Combapata	19.58	23.714	43.293	13.28	13.13
Tarlaya	19.58	23.714	43.293	13.23	13.26
Avirini	19.58	23.714	43.293	13.02	13.04
Azángaro	19.58	23.714	43.293	12.89	12.91
San Gabán	19.58	23.714	43.293	12.42	12.46
Mazuco	19.58	23.714	43.293	12.53	12.54
Puerto Maldonado	19.58	23.714	43.293	12.79	12.74
Juliaca	19.58	23.714	43.293	13.09	13.09
Puno 138	19.58	23.714	43.293	13.09	13.12
Puno 220	19.58	23.714	43.293	13.07	13.08
Callali	19.58	23.714	43.293	13.18	13.28
Sanuario	19.58	23.714	43.293	13.06	13.13
Socabaya 138	19.58	23.714	43.293	13.11	13.15
Socabaya 220	19.58	23.714	43.293	13.10	13.14
Cotaruse 220	19.58	23.714	43.293	12.66	12.68
Cerro Verde	19.58	23.714	43.293	13.13	13.18
Reparición	19.58	23.714	43.293	13.15	13.19
Mollendo	19.58	23.714	43.293	13.20	13.24
Montalvo 220	19.58	23.714	43.293	13.02	13.05
Montalvo 138	19.58	23.714	43.293	13.03	13.07
Ilo 138	19.58	23.714	43.293	13.32	13.34
Botifaca 138	19.58	23.714	43.293	13.19	13.22
Toquepala	19.58	23.714	43.293	13.45	13.45
Ariocota 138	19.58	23.714	43.293	12.51	12.65
Ariocota 66	19.58	23.714	43.293	12.48	12.63
Taona 220	19.58	23.714	43.293	13.06	13.10
Taona 66	19.58	23.714	43.293	13.05	13.10

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, Osinerghmin 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 seis (6) 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 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 L.
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 Típico E y Típico I.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, se han definido también 7 módulos característicos que permiten tratar el sistema en forma sistemática, para fines tarifarios de distribución³⁴, en función del tipo de demanda abastecida. Estos módulos se presentan en el cuadro N° 6-2.

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 (Típico I) o por encontrarse en zona de frontera (Típico L), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. Cabe señalar que, a la fecha, los Sistemas Aislados mayores de Jaén Bagua, Puerto Maldonado y San Martín fueron interconectados al SEIN en los años 2009 y 2010.

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

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

Electro Sur Este S.A.A., mediante oficio G-051-2015 de fecha 16.01.2015, comunicó la puesta en operación comercial de la interconexión al SEIN del sistema aislado Iberia-Iñapari a partir de marzo de 2015. De esta manera, para la presente regulación no se considera al Sistema Típico F.

SEAL mediante carta SEAL-GG/OP-0492-2014, comunicó a Osinergmin la interconexión al SEIN de los sistemas aislados Ocoña, Chuñuño y Caravelí a partir de diciembre 2014.

Con relación al sistema aislado Pacarenca de Hidrandina, se ha verificado que la C.H. Pacarenca ha operado de manera permanente desde su reparación en marzo de 2014, mientras que la C.T. Pacarenca ha operado esporádicamente cubriendo los picos con una participación del 0,06%, motivo por el cual se mantiene en la condición de Típico B para la presente regulación.

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, K, I y L, se han estimado los valores de energía y potencia para el año 2015 sobre la base de la información histórica suministrada a Osinergmin por las empresas en su oportunidad.

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29661, publicada el 08.02.2011, que suspende hasta el 01.01.2013 la aplicación del Título III del Decreto Legislativo N° 978, a consecuencia de ello se suspende la eliminación de las exoneraciones del IGV para el servicio de la energía eléctrica, motivo por el cual se ha incorporado en los costos de inversión y operación un costo adicional igual al 100% del IGV, que aplicarán las empresas en aquellas zonas de la selva con exoneraciones del IGV (Sistemas Típicos E, I y L), 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 enero de 2015.

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 enero de 2015.

El Sistema Típico A, que utiliza combustible Diesel para la generación eléctrica, el cual es suministrado a través de las plantas de suministro de combustible de Piura, Salaverry, Mollendo y Callao. 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 enero de 2015.

Actualización de Parámetros de Sistemas Aislados:

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

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

6.3.1. 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:

Cuadro No. 6.3

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
A	MT	21,71	58,34	58,34
B	MT	21,71	28,67	28,67
E	MT	21,71	48,56	48,56
I	MT	21,71	67,15	67,15
K	MT	21,71	43,42	43,42
L	MT	21,71	99,29	99,29

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 empresa³⁵, 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 kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kWh	PEMF ctm. S/./kWh
Adinelsa	MT	21,71	28,67	28,67
Chavimochic	MT	21,71	28,67	28,67
Edelnor	MT	21,71	28,67	28,67
Electro Oriente	MT	21,71	50,30	50,30
Electro Ucayali	MT	21,71	28,67	28,67
Eilhicha	MT	21,71	28,67	28,67

³⁵ 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.

Empresa	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Hidrandina	MT	21,71	58,34	58,34
Seal	MT	21,71	43,81	43,81

6.5. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 061-2015-MEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano el 21 de febrero de 2015, el Ministerio de Energía y Minas determinó la suma de ciento treinta y dos millones trescientos cinco mil seiscientos veintidós Nuevos Soles (S/. 132 305 722) 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 2015 y el 30 de abril de 2016.

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 Rural³⁶.

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

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

³⁶ **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;

(...)

83,2% y porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 17,2% y 82,8%³⁷, 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 vigente³⁸ establecido mediante Resolución OSINERGHMIN 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 compensar³⁹; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora⁴⁰, 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.
- Debido a la interconexión al SEIN de los sistemas aislados de Electro Sur Este y SEAL, y adicionalmente a la disminución de los combustibles para sistemas aislados, en aplicación del Artículo 2° del Decreto de Urgencia N° 001-2015, ha sido necesario utilizar sólo una parte del Monto específico Anual aprobado por el MEM. Estos valores podrían ser diferentes con la aplicación de los parámetros al 31 de marzo de 2015. En ese momento, Osinerghmin determinará las acciones correspondientes a fin de dar cumplimiento a las normas que rigen el MCSA.
- 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.

³⁷ 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 Osinerghmin para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

³⁸ Para ello se ha utilizado el criterio de los factores de expansión de pérdidas medias y peajes secundarios de las correspondientes Áreas de Demanda, a la que pertenecerían los sistemas aislados típicos en caso de producirse la interconexión al SEIN, a fin que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia.

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

³⁹ 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.

⁴⁰ Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

- 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	485 755	0,4520%
Chavimochic	42 582	0,0396%
Edelnor	601 729	0,5599%
Electro Oriente	103 635 589	96,4286%
Electro Ucayali	546 375	0,5084%
Eilhicha	267 695	0,2491%
Hidrandina	792 923	0,7378%
Seal	1 101 319	1,0247%
TOTAL	107 473 937	100,0000%

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

Empresa	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Adinelsa	MT	21,71	19,42	19,42
Chavimochic	MT	21,71	19,42	19,42
Edelnor	MT	21,71	19,42	19,42
Electro Oriente	MT	21,71	19,57	19,57
Electro Ucayali	MT	21,71	19,42	19,42
Eilhicha	MT	21,71	19,42	19,42
Hidrandina	MT	21,71	19,40	19,40
Seal	MT	21,71	19,41	19,41

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

6.6. Incorporación de sistemas aislados a Electro Oriente

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. De dichos sistemas la empresa ha incorporado a tres localidades (El Estrecho, Santa Rosa y Orellana) durante el año 2014.

Cabe precisar que, a la fecha, los restantes sistemas aislados no forman parte de la concesión de Electro Oriente S.A. o se tratan de sistemas no regulados por Osinerghmin. 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, como sigue:

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

Localidad	Tarifa a agregar (ctm. S./kWh)
El Alamo	0,04
Cabo Pantoja	0,06
Lagunas	0,52
El Porvenir	0,05
Pebas	0,47
Petropolis	0,04
Angamos	0,10
Pampa Hermosa	0,12
Tierra Blanca	0,14
Islandia	0,27
Flor de Pugna	0,10
Tamanco	0,06
San Roque	0,10
Bagazan	0,09
Sapuenta	0,03
Jenaro Herrera	0,11

6.7. Contrato de Suministro a Sistema Aislados de Iquitos

Con la finalidad de asegurar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, en setiembre de 2013 ha celebrado un contrato con la empresa Gerent del Perú S.A.C., como resultado del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto “Suministro de energía para Iquitos”.

En contrato contempla dos etapas: Etapa 1, como Sistema Aislado; Etapa 2, como Reservas Fría conectada al SEIN. Esta última, se daría al ingreso en operación comercial de la L.T. Moyobamba – Iquitos.

La remuneración por Potencia y Energía, en condición de generador aislado independiente está establecida en el Contrato de Suministro de Electricidad y

el Contrato de Cesión de Créditos suscritos entre Electro Oriente S.A. y la empresa Gerent del Perú S.A.C.

Para determinar el ingreso por la Potencia Efectiva Contratada, se utilizará el Precio por Potencia (US\$/MW-mes), expresado a la fecha de presentación de ofertas, establecido en la Oferta; dicha suma asciende a 16,948.00 US\$/MW-mes.

Para determinar la compensación por la Energía generada, se seguirá el procedimiento indicado en el Anexo N° 6 del contrato, el cual toma como referencia el Procedimiento denominado "Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES" (Procedimiento 33 o el que lo sustituya).

Se estima que, de acuerdo a los contratos celebrados, la nueva central térmica de Iquitos entraría en operación comercial en marzo de 2016. En este sentido, será necesario agregar 6,78 ctm. S./kWh a los precios PEMP y PEMF, establecidos en el Cuadro 1.6 para Electro Oriente S.A., la misma que se aplicará a partir de la Fecha de Inicio del Suministro, en forma permanente y continua, tal como lo establece el "Contrato de Suministro de Electricidad" celebrado entre Genrent del Perú S.A.C. y la empresa Electro Oriente S.A., en el marco del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos"

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	0,21%	0,00%	0,00%
Gas Natural	85,90%	86,14%	85,94%
Tipo de Cambio	13,89%	13,86%	14,06%
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 77,37% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 22,63%, 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	6351,7	1082,8	7434,6	77,52%
Conexión a la Red	311,1	37,3	348,4	3,63%
COyM	757,1	1049,9	1807,0	18,84%
Total	7419,9	2170,0	9589,9	100,00%
	77,37%	22,63%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM$$

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

$$FTC = TC / TC_0$$

$$FPM = IPM / IPM_0$$

Donde:

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

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

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

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

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
ETESELVA	49,85%	36,78%	0,73%	12,65%
ANTAMINA	52,69%	46,76%	0,54%	0,00%
SAN GABÁN	47,76%	52,10%	0,14%	0,00%

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, 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	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Chavimochic	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Edelnor	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Electro Oriente	0,1391	0,1228	0,5854	---	0,1527	---
Electro Ucayali	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Eilhicha	0,1463	---	---	---	0,8537	---
Hidrandina	0,0338	0,8197	---	---	0,1465	---
Seal	0,0889	0,4182	---	---	0,4929	---

En aplicación del Decreto de Urgencia N° 005-2012, publicado el 21 de febrero de 2012, el cual establece que la banda de precios de los combustibles utilizados en las actividades de generación eléctrica en Sistemas Aislados, será determinada por Osinergmin de tal manera que dé lugar a una variación máxima de 5% en los Precios en Barra Efectivos, se mantendrá como límite del factor de ajuste del FAPEM el valor de +/- 1,5%.

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
PBe1	=	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:

$$PBe1 = PBefo + VARB \quad (4)$$

Reemplazando (3) en (4), obtenemos:

$$PBe1 = PBefo + PBeo * (FAPEM - 1) \quad (5)$$

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).



/sbc-rzmm

8. Anexos

A continuación se presentan los anexos al informe. En esta parte se discuten los temas especializados del informe y se analizan algunas de las respuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES a las observaciones formuladas por el Osinergmin (en adelante "OBSERVACIONES") a sus Estudios Técnico Económicos para la fijación de los Precios en Barra. Se adjunta un diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Anexo A

Proyección de Demanda

A.1 Demanda del año 2014

Respecto de los consumos del año 2014, estos valores fueron determinados con la información preliminar al IV Trimestre del año 2014. 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 2014:

Cuadro No. A.1

Parámetro	GWh
Ventas año 2014	26 573
Electroandes	1 062
Shougesa	452
Antamina	934
Southern	1 657
Cerro Verde	360
Tintaya BHP	74
San Rafael	147
Callalli	165
Cementos Yura	348
Yanacocha nuevo	363
Huarón	67
Cerro Verde (Socabaya)	996
Cerro Corona	143
Ampliación Aceros Arequipa	267
Ampliación Cajamarquilla	733
Bayóvar (Miski Mayo)	99
Tintaya(Antapaccay)	660
Chinalco (Toromocho)	608
Constancia - Hudbay	9
La Arena	2
Talara	126
Tumbes	171
Yura-Cachimayo	197
Joya-San Camilo-Siguas	62
Pucallpa	253
Bagua - Jaén	7
Tarapoto-Moyobamba-Bellavista	267
Puerto Maldonado	63

Parámetro	%
Pérdidas de distribución	7,17
Pérdidas de subtransmisión	2,32
Pérdidas de transmisión	7,31
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,83
Participación de ventas realizadas por los generadores	16,30

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 2014, 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 de manera preliminar las pérdidas al II Trimestre del año 2014 (7,17%), debido a que a la fecha no se tiene la información al IV Trimestre del año 2014, correspondiendo para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 las pérdidas de 7,17%, 7,04%, 6,91% y 6,78%, respectivamente.

A.3 Modelo Económico

Para la proyección de ventas correspondiente a los años 2015 a 2017 se ha utilizado el Modelo de Corrección de Errores (MCE), habiéndose tomado las ventas de energía para el año 2014, el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) para el 2014 de 2,35% publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (en adelante "INEI"); así como las proyecciones de crecimiento del PBI obtenido del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Encuesta de Expectativas Macroeconómicas de Enero 2015 para los años 2015 y 2016⁴¹; para la proyección del año 2017 se considera preliminarmente el mismo crecimiento de PBI del año 2016.

En el siguiente cuadro se presentan los valores considerados:

Cuadro No. A.2

Parámetro	Valor
Ventas históricas del año 2014	26 573 GWh
Tarifa del año 2014	10,36 ctv US\$/kWh
Crecimiento proyectado PBI 2014	2,35 %
Crecimiento proyectado PBI 2015	4,00 %

⁴¹ Página 38 de Reporte de Inflación – Enero 2015, cuadro de encuestas a Analistas Económicos.

Parámetro	Valor
Crecimiento proyectado PBI 2016	5,00 %
Crecimiento proyectado PBI 2017	5,00 %

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

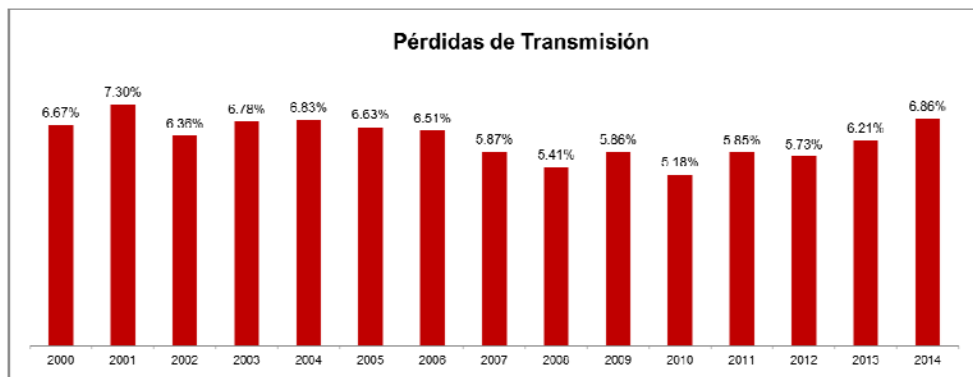
Cuadro No. A.3

Año	Ventas (GWh)	Tasa de Crecimiento
2015	27 790	4,6%
2016	29 322	5,5%
2017	30 980	5,7%

A.4 Pérdidas de Transmisión

Se estima que las pérdidas de transmisión del año 2014, están en el orden de 7,31%, lo que indica que se mantiene en el promedio con relación a los años previos, conforme se observa en el gráfico siguiente:

Gráfico No. A.1



Al respecto se está tomando para los años 2015 a 2017, el promedio de pérdidas de los últimos 7 años.

A.5 Demanda abastecida por Ecuador

En el año 2014, no se ha presentado intercambios de energía con Ecuador en el marco de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), 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 2014 de Electroandes, Shougesa, Antamina, Southern, Tintaya BHP, Callalli, Yanacocha (nuevo), Cerro Verde (Socabaya), Ampliación Cajamarquilla, y Tintaya-Antapaccay considerando la información preliminar reportada al IV Trimestre del año 2014. Parte de la proyección efectuada por el Subcomité de Generadores del COES para el periodo 2015-2017 ha sido corregida considerando la información enviada por las empresas Antamina, Minera Cerro Verde, Votorantim Metais, Antapaccay y Chinalco de acuerdo a la información remitida por carta y/o correo electrónico. Asimismo, se ha incorporado la carga de Minera Constancia (Hudbay) y Minera La Arena (Rio Alto Mining) de acuerdo con la información comercial reportada y al envío de información por correo electrónico.

De acuerdo con la información alcanzada por el Subcomité de Generadores en la ABSOLUCION, se corrigió la proyección de las cargas especiales de Shougesa, San Rafael, Callalli y Cementos Yura de acuerdo a la información enviada por las empresas al COES.

- 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.
- Se actualizaron las proyecciones de generación de C.T. Oquendo SdF Energía, C.T. La Pampilla, C.T. Paramonga, C.T. Atocongo, C.H. Pías I, C.T. Tablazo, C.T. Illapu, C.T. La Gringa (Biomasa) y C.T. Planta de Etanol; de acuerdo con la información alcanzada mediante correo electrónico de SdF de Energía (febrero 2015), carta R&M-GFM-009-2015 de Repsol, carta AIP/GG-013-2015 de Paramonga, carta 2015-GEP-055 de Atocongo, carta de AYEPSA, carta SDE-007-2015 de Tablazo, carta 024-ILLAPU-2015 de Illapu, Informe de Empresa Concesionaria Energía Limpia (febrero 2015) y correo electrónico de Etanol (febrero 2015), respectivamente.
- Respecto de las cargas de Proyectos e Industrias se ha corregido en parte la proyección efectuada por el Subcomité de Generadores del COES para el periodo 2015-2017 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; así como la carta SMVC-VAC-GL-336-2015 de Sociedad Minera Cerro Verde de su Proyecto (concentrados) Cerro Verde, el correo electrónico enviado por la empresa Minerals and Metals Group Limited de su Proyecto Las Bambas y el correo electrónico enviado por Chinalco de su proyecto de expansión de Toromocho.
- 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 y actualizado por las empresas para la presente regulación, siendo en un caso representado 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. Este mismo criterio se aplicó para el modelamiento del resto de centrales de cogeneración o auto generadoras.

El detalle de los cálculos se halla contenido en el archivo “Modelo Demanda2015(PP).xls”, que forma parte del sustento del presente informe.

A.7 Información Complementaria



Av. El Derby 055, Torre 1, Oficina 801, Santiago de Surco, Lima 33 - Perú
Telf / Phone (51-1) 217-3000

www.antamina.com

Lima, 18 de febrero de 2015

Señor Ingeniero
JAIME MENDOZA GACON
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas – OSINERGHIN
Av. Canadá No. 1460,
San Borja -

Referencia : Oficio No. 0165-2015-GART

Asunto : Cumplimos con remitir información

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, nos dirigimos a usted a efectos de saludarlo, y a su vez en relación al de la referencia, notificado con fecha 09 de febrero de 2015, por medio del cual su despacho nos solicita las proyecciones de potencia y energía que van a requerir nuestras instalaciones para el periodo 2015-2019, para fines de la fijación de los Precios en Barra; otorgándonos un plazo para ello hasta el miércoles 18 del presente año.

En este sentido, dentro del plazo antes referido, cumplimos con presentar la información solicitada, la misma que adjuntamos a la presente carta en el formato requerido.

Sin otro particular por el momento, quedamos de usted.

Atentamente,

Magaly Gonzales Denegri
Representante Legal
Compañía Minera Antamina S.A.

RPY
L:\LegajoRegulacionCartas y Escritos\OSINERGHIN\Carta Respuesta a solicitud de información de demanda y potencia 2015-2019.docx

COMPañía MINERA ANTAMINA S.A

Firmado
 digitalmente por
 PABLO JOSÉ MENDOZA
 # 80247482716
 Fecha: 2015/02/19
 12:54:26 -0500



Cerro Verde

SMCV-VAC-GL-336-2015

Arequipa, 18 Febrero de 2015

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

Asunto: Requerimiento de información de demanda de sus instalaciones y proyectos.


Ref.: OFICIO N° 0166-2015-GART

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a Ud. para saludarlo y atendiendo vuestra solicitud al requerimiento de información de las proyecciones de potencia y energía de nuestras instalaciones y proyectos para el período 2015 – 2019, para fines de la Fijación de precios en Barra. Información que presentamos en el Anexo N° 1.

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

Atentamente,



Miluska M. Gerynters
 Gerente Legal
 S.M.C.V. S.A. 1294



Incluye: Anexo N° 1.atx

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 
001

RE: Solicitud de Información de demanda - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Respondió a este mensaje el 17/02/2015 11:13 AM.

De: Luis Pacheco <luis.pacheco@vmetais.com.pe> Enviado el: martes 17/02/2015 11:06 AM

Para: Emily Susan Solis Nuñez

CC: Daniel Izarra; Gerardo Dalla Porta; Jorge Del Carpio

Asunto: RE: Solicitud de Información de demanda

Mensaje ANEXO N°1_Ficha-Demanda (FITA2015) CJM.xls ANEXO N°1_Ficha-Demanda (FITA2015) BGR.xls

Estimada Emily:

Adjunto los archivos solicitados, con los datos que fueron reportados al COES en Setiembre del año pasado. Con la diferencia que se puso los datos reales del año 2014.

Saludos:

Lucho

De: Emily Susan Solis Nuñez [mailto:esolism@osinerghmin.gob.pe]
Enviado el: lunes, 16 de febrero de 2015 10:44 p.m.
Para: Luis Pacheco
Asunto: Solicitud de Información de demanda

Estimado Luis,

Por medio de la presente, y de conformidad con el Artículo 79° del Reglamento General de OSINERGHMIN, nos dirigimos a usted para solicitar que nos proporcione las proyecciones de potencia y energía que va a requerir las instalaciones y proyectos de Votorantim Metais para el período 2015 – 2019, para fines de la Fijación de los Precios en Barra. Debido a la importancia que tiene esta información para el cálculo de tarifas eléctricas a nivel nacional, se solicita que esta sea la más actualizada posible con relación a su fecha de ingreso (mes y año, cuando aplique) y su demanda de consumo proyectada. Para ello se adjunta a la presente el Anexo 1 con la descripción de la información requerida.

En este sentido, agradeceré que pueda ser remitido hasta el día miércoles 18 de febrero por esta medio. Cualquier duda, no dude en consultar.

Cordialmente.

Emily Solis Nuñez
División de Generación y Transmisión Eléctrica - GART
Osinerghmin

Re: FITA2015: Requerimiento de demanda de sus instalaciones y proyectos - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

De: Fernando Montero <fernando.montero@hudbayminerals.com> Enviado el: miércoles 18/02/2015 07:28 PM
Para: Emily Susan Solis Nuñez
CC:
Asunto: Re: FITA2015: Requerimiento de demanda de sus instalaciones y proyectos

Mensaje ANEXO N°1_Ficha-Demanda (FITA2015)_FEB15 FM.xls

Estimada Emily:
Adjunto la ficha de demanda para Constancia.
Saludos,
FMA

2015-02-10 16:45 GMT-05:00 Emily Susan Solis Nuñez <esolism@osinergmin.gob.pe>:

Buenas tardes;

De nuestra consideración, por medio de la presente y de conformidad con el Artículo 79° del Reglamento General de OSINERGMIN, nos dirigimos a usted para solicitar que nos proporcione las *proyecciones de potencia y energía* que van a requerir sus instalaciones y proyectos de *Hudbay Perú S.A.C.* para el período *2015 – 2019*, para fines de la Fijación de los Precios en Barra. Debido a la importancia que tiene esta información para el cálculo de tarifas eléctricas a nivel nacional, se solicita que esta sea la más actualizada posible con relación a su fecha de ingreso (mes y año, cuando aplique) y su demanda de consumo proyectada. Para ello se adjunta a la presente el Anexo 1 con la descripción de la información requerida.

En este sentido, agradeceremos nos remita lo solicitado a más tardar el día *miércoles 18 de febrero* del presente año. En caso de no recibir respuesta de su parte, se considerará que su representada no tiene previsto realizar ampliaciones de carga en el mediano plazo, por lo tanto, no será tomado en cuenta en el proceso de fijación de los Precios en Barra.

Para cualquier consulta y remisión de la información solicitada, podrá hacerlo a través del correo electrónico: esolism@osinergmin.gob.pe

Sin otro particular, lo saludamos cordialmente.

Oficio N° 0169-2015-GART: Requerimiento de Demanda de Instalaciones y Proyectos 2015-2019 - Mensaje (HTM...)

Archivo Mensaje

Respondió a este mensaje el 19/02/2015 10:20 AM.

De: Enrique A Angulo <Enrique.Angulo@mmg.com> Enviado el: jueves 19/02/2015 08:37 AM
Para: Emily Susan Solis Nuñez
CC: Claudio Caceres; Gonzalo Garcia; Oscar J Flores; Ernesto Holguino
Asunto: Oficio N° 0169-2015-GART: Requerimiento de Demanda de Instalaciones y Proyectos 2015-2019

Mensaje [Untitled].pdf Anexo 1 -Osinergming 2014.xls

Estimado Señor Solís

Acusamos recibo del Oficio No. 0169-2015-GART recibido el 16 de febrero de 2015 en nuestras oficinas, el cual tiene por objeto solicitar información referente al requerimiento de demanda de nuestro Proyecto.

En cumplimiento del referido oficio, adjunto podrá encontrar el Anexo solicitado conteniendo la proyección de la demanda del ejercicio 2015 al 2019, entre otra información solicitada y que obra en el Excel adjunto.

Téngase presente que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria ha notificado el oficio otorgando únicamente el plazo de 2 días para la elaboración de la información, conforme podrá apreciar del cargo de recepción adjunto.

Apreciaremos pueda confirmar la recepción del presente correo. Asimismo, quedamos a su disposición para cualquier alcance sobre el particular.

Atentamente,

Enrique Angulo Tomasio
Abogado Senior de Obligaciones Mineras

Minera Las Bambas
Operada por MMG

Cusco Office
Jr. Cesar Vallejo J-3, Urb. Santa Mónica
Cusco, Perú
T+51-1 3722233 ext. 4134 M+51 963749187
Enrique.Angulo@mmg.com

www.lasbambas.com | www.mmg.com



Recibido
 Copia Original
 OSINERGMIN
 16 FEB 2015
 Hora 11:53
 No. 1440
 Expediente 2014-608
 Lima, 16 FEB 2015
 1244 @ 2015

Lima, 13 de febrero del 2015

Señores
Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
 OSINERGMIN
 Canadá N° 1460
 San Borja
 Lima.-



Asunto: Requerimiento de demanda de sus instalaciones y proyectos.

Referencia: 1.- Fijación Tarifaria de Mayo 2015.
 2.- D-0608-2014,
 Vuestro Oficio N° 0164-2015-GART del 06 de febrero del 2015.

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted con respecto al documento de la referencia, y cumplir con indicarle que nuestra proyección de la demanda es la siguiente:

AÑO	MW	GWh
2015	224	1,780
2016	255	1,994
2017	435	3,362
2018	481	3,742
2019	481	3,932

Para el año 2015 tendremos un incremento de la demanda de 8.5 MW destinados a diversos usos para nuevos Talleres de la mina de Toquepala y para la mejora tecnológica en lo que se refiere al transporte de mineral desde la mina a la concentradora en Toquepala.

Para el año 2016 se prevé un incremento de la demanda de 5 MW para la futura mina Tía María, así como también se pondrá en servicio los talleres de mantenimiento, las palas y las perforadoras para los requerimientos en los trabajos de la construcción del referido proyecto. Para el año 2016, también se pondrá en servicio un proyecto de mejora tecnológica de transporte de mineral en Cujajone de 22 MW, así como la expansión de la planta de tratamiento de relaves en Quebrada Honda con 4 MW.

Para el año 2017 se prevé incrementar 180 MW. Ello debido a que se pondrá en operación la expansión de la concentradora de Toquepala, cuya carga adicional estimada será de 92 MW e incluye la construcción de un molino HPGR de 6 MW en la concentradora de Toquepala. Así mismo, en dicho año también se pondrá en operación la Planta de Lixiviación en la futura mina Tía María, cuya demanda se estima en 88 MW adicionales.

Página 1 de 2

OSINERGMIN - Calle de la Unión N° 111, Santiago de Surco, Lima 11 - Perú. Teléfono: (51) 01 244 2000, 2284 9999. Fax: (51) 01 244 2000. Correo Electrónico: osinergmin@osinergmin.gob.pe
 OSINERGMIN - Calle de la Unión N° 111, Santiago de Surco, Lima 11 - Perú. Teléfono: (51) 01 244 2000, 2284 9999. Fax: (51) 01 244 2000. Correo Electrónico: osinergmin@osinergmin.gob.pe
 OSINERGMIN - Calle de la Unión N° 111, Santiago de Surco, Lima 11 - Perú. Teléfono: (51) 01 244 2000, 2284 9999. Fax: (51) 01 244 2000. Correo Electrónico: osinergmin@osinergmin.gob.pe



Para el año 2018 se prevé la ampliación de la concentradora de Cuajone, cuya carga adicional estimada es de 46 MW.

Debemos indicar que las fichas adjuntas han sido llenadas con la mejor información disponible a la fecha de maduración de nuestros proyectos y representan estimaciones estadísticas de los procesos mineros metalúrgicos. Adicionalmente, a la fecha no hemos alcanzado los niveles de estudios completos de selección de equipos del proceso, todo lo cual también limita nuestras posibilidades de proporcionar una información más amplia y con mayor detalle.

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: 988842981-965408132
Ing. Rolando Jesús Claros (Alterno)	rjesus@southernperu.com.pe	Telf. 053-584250 (4945) Cels: 988842984-965408133

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

Adjto: formatos electrónicos de los proyectos.
cc: Comité de Energía – SPCC
Cronol.

Página 2 de 2



GLO-063/15

Tintaya, 18 de febrero 2015

Señores

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Av. Canadá 1460 - San Borja

Lima.-

Atención: Srta. Emily Solís Núñez

División de Generación y Transmisión Eléctrica - GART

Asunto: Requerimiento de demanda de sus instalaciones y proyectos – FITA 2015

De nuestra consideración:

Sirva la presente para expresarle un cordial saludo y estando al correo electrónico de fecha 10 de febrero 2014, informamos a su Despacho que, dentro del plazo otorgado se ha cumplido con enviar las **proyecciones de potencia y energía** que va a requerir Compañía Minera Antapaccay S.A., en sus instalaciones y proyectos para el período **2015 – 2019**, según formato requerido y al correo electrónico esolisn@osinergmin.gob.pe

La información enviada vía correo electrónico y que en físico se adjunta a la presente, corresponde a:

- Ampliación de Capacidad de Tratamiento de Planta Concentradora de Antapaccay @85 ktpd
- Reactivación de Planta de Beneficio Tintaya
- Reactivación de Planta de Beneficio Óxidos

Por la atención que se brinde a la presente, quedamos de usted.

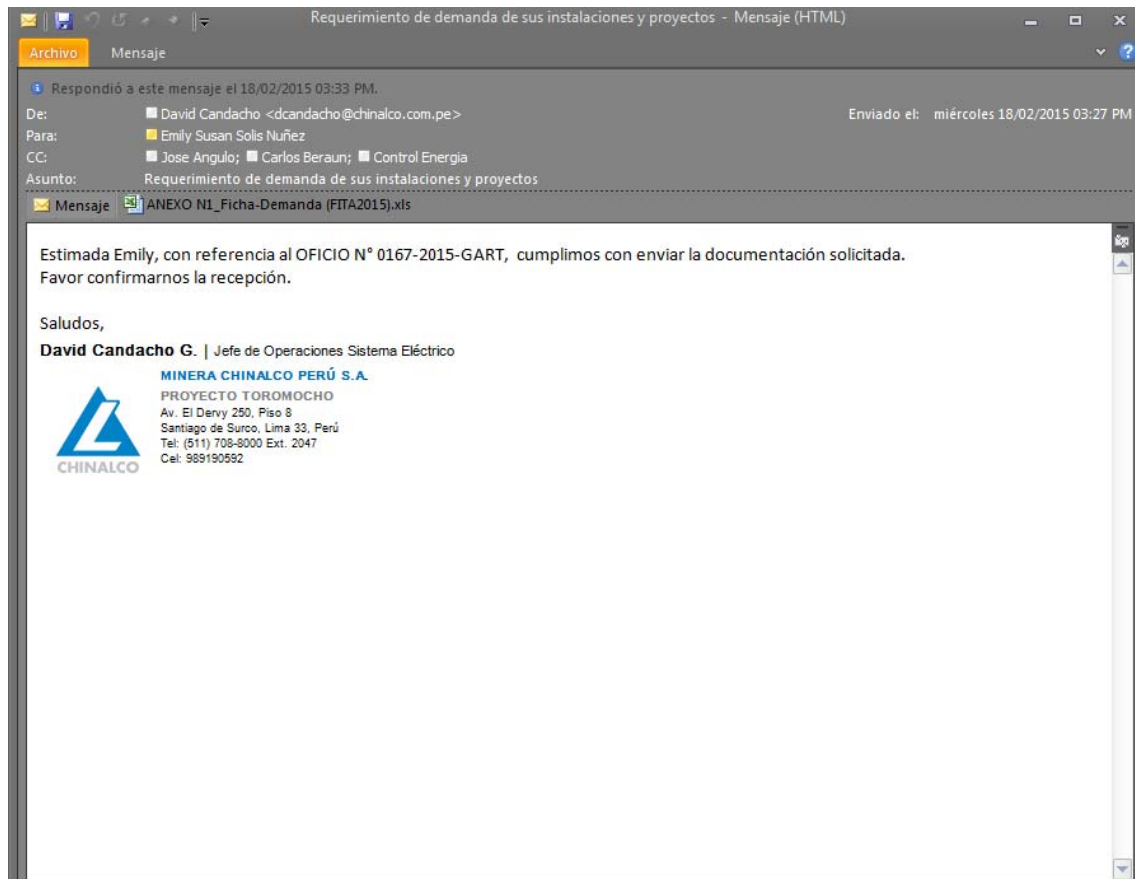
Atentamente.


 Giannina Assereto Bossio
 REPRESENTANTE LEGAL

Compañía Minera Antapaccay S.A.
 Pasaje Los Delfines N° 159, Urb. Las Gardenias – Surco; T: 01-2177070 - www.antapaccay.pe

UNA COMPAÑÍA DE GLENCORE





Fijación de precios en Barra. - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Respondió a este mensaje el 18/02/2015 10:11 AM.
Mensaje enviado con importancia Alta.

De: AMADO CABRERA <AMADO.CABRERA@newmont.com> Enviado el: miércoles 18/02/2015 08:01 AM
Para: Emily Susan Solis Nuñez
CC: Miguel Casos García; Patricia Del Rocio Delgado Mondragon
Asunto: Fijación de precios en Barra.

Mensaje OFICIO N° 0170-2015-GART.pdf precios en barra (osinerming).xlsx

Estimada Emily,
Adjunto la información solicitada referente al oficio N° 0170-2015-GART, referida a la fijación de los precios en barra Mayo 2015 – Abril 2016.
Quedo atento a vuestra pronta recepción.
Cordiales saludos,
Amado Cabrera.

Yanacocha

Amado Cabrera Herenández
Supervisor Sistemas de Potencia

Tel: (51-76)584000 Ext. 26213
Cel: 987598626
e-mail: amado.cabrera@newmont.com
Web: www.yanacocha.com

Imprimir este correo sólo si es realmente necesario hacerlo

The content of this message may contain the private views and opinions of the sender and does not constitute a formal view and/or opinion of the company unless specifically stated.

The contents of this email and any attachments may contain confidential and/or proprietary information, and is intended only for the person/entity to whom it was originally addressed. Any dissemination, distribution or copying of this communication is strictly prohibited.



UNACEM

2015-GEP-055

Atocongo, Miércoles 18 de febrero de 2015

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

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

ASUNTO: **Oficio N° 0171-2015-GART**
PROYECCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MWh) DE LA
CENTRAL TÉRMICA ATOCONGO AÑO 2015 – 2016 – 2017.

Estimados señores:

En respuesta a su oficio de la referencia de fecha 06.02.15, recibido el 10.02.15, adjuntamos a la presente la proyección de generación eléctrica en MWh de la Central Térmica Atocongo para los años 2015, 2016 y 2017.

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

Sin otro particular, quedamos de ustedes:

Atentamente,

Ing. Víctor Cisneros Mori
 Gerente Central



JP/gh.

CC: GG
 GEP
 GEA

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

EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPIA S.A.C

"Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"

"Año de la Diversificación Productiva y del Fortalecimiento de la Educación"

Lima, 17 de Febrero de 2015.

Señores
**ORGANISMO SUPERVISION DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA
(OSINERGMIN)**
Calle Bernardo Monteagudo 222
Magdalena del Mar-Lima

Atención:
ING. EDUARDO JANE LA TORRE
Gerente de Fiscalización Eléctrica

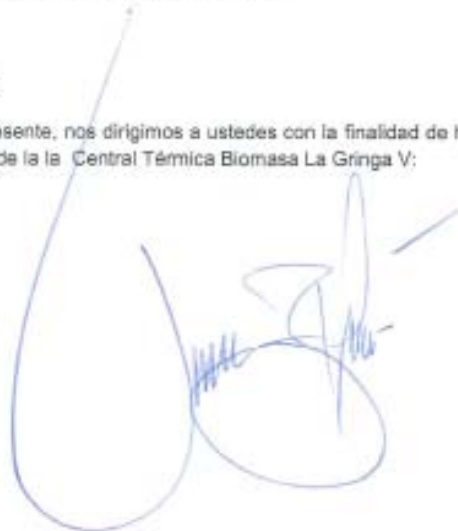
Asunto.- Informe según oficio N° 0163-2015-GART.

Referencia.-

Estimados Señores:

Por medio de la presente, nos dirigimos a ustedes con la finalidad de hacer de su conocimiento el informe de avance de la la Central Térmica Biomasa La Gringa V:

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long vertical stroke, positioned to the right of the closing text.

**ILLAPU
ENERGY**



df
 OSINERGMIN
 COMISIÓN
 REGULADORA DE
 ENERGÍA
 S.A.
 PUNTALES
 LIMA 2100218
 110000000

Lima, 18 de febrero de 2015

Carta N° 024-ILLAPU-2015

Ingeniero
MENDOZA GACON JAIME RAÚL
 Gerente Adjunto
OSINERGMIN - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
 Av. Canadá 1460
 San Borja

Asunto : **REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Referencia : **Oficio N° 0172-2015-GART recibida el 11.02.2015**

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en atención a la carta de referencia, en el cual nos solicitan la proyección de generación eléctrica de nuestra central térmica para los años 2015, 2016 y 2017, en cumplimiento al Artículo 79° del Reglamento General de OSINERGMIN. A continuación se muestra cuadro con la información solicitada:

Año	Energía (GWh)
2015	95,39
2016	99,53
2017	103,68

Asimismo, le informamos que también se está cumpliendo con enviar la información digitalizada a la dirección electrónica esolisn@osinerqmin.gob.pe.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

ROLANDO MALAGA LUNA
 APODERADO


Proyección de Generación de la Central Maple Etanol - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

De: Gonzales, Wilson <wgonzales@maple.com.pe> Enviado el: martes 17/02/2015 09:31 AM
Para: Emily Susan Solis Nuñez
CC:
Asunto: Proyección de Generación de la Central Maple Etanol

Estimados señores les remitimos la proyección de generación de energía eléctrica de los años 2015, 2016 y 2017.

Generación de Energía (MWH)	2015	2016	2017
	52,272.00	69,120.00	81,648.00

 **Wilson Gonzales A.**
Maple Etanol S.R.L.
RPC 969716619



SDF ENERGIA S.A.C.
 Av. Néstor Gambetta 6815
 Callao, Perú
 Tel. 208 8430
 Fax 208 8514

Lima, 16 de febrero de 2015

SDFE-GG-091-2015

Señor:
Ing. Jaime Mendoza Gacón
 Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGHIN - GART
 Av. Canadá 1460
 San Borja

Asunto : Requerimiento de información de generación eléctrica
Referencia : Su oficio N° 0174-2015-GART

De mi mayor consideración:

En respuesta a su documento de la referencia, adjunto encontrará la proyección de la generación eléctrica de la Central Térmica Oquendo para los años 2015, 2016 y 2017.

Sin otro particular nos despedimos,

Atentamente,

SdF ENERGIA S.A.C.
 ALBERTO SILVA S.
 Gerente General



Inc. Lo indicado

SDF Energía S.A.C. | Gerencia General Av. República de Panamá N° 3030, Ofic. 802 San Isidro – Lima



Señores
OSINERGMIN
Ing. Jaime Raúl Mendoza Gacón
Av. Canadá 1460
San Borja.-

Febrero 17, 2015

R&M-GFM-009-2015


Ref. Oficio N° 0173-2015-GART del 06.02.2015

Estimados señores:

Por medio de la presente, nos dirigimos a ustedes a fin de dar respuesta a su Requerimiento de Información de generación eléctrica, solicitada con fecha 06 de febrero del presente, según Oficio en referencia.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,


CARLOS PAIVA VENERO
Gerente Fiabilidad y Mantenimiento

Adjunto: Lo solicitado.

Refinería La Pampilla S.A.A.
Carretera Ventanilla Km 25, Callao 6, Perú
Tel. +51 1 517 20 22. Fax. +51 1 517 20 01 - +51 1 517 20 26 - +51 1 517 20 08



"AÑO DE LA DIVERSIFICACIÓN PRODUCTIVA Y DEL FORTALECIMIENTO DE LA EDUCACIÓN"

Paramonga, 12 de Febrero de 2015

CARTA AIP/PGG-013- 2015



Ing.
JAIME RAÚL GACÓN MENDOZA
 Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN
 Av. Canadá 1460, San Borja, Lima 41

ASUNTO: REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

REF: OFICIO N° 0175-2015-OS-GART

De nuestra consideración:

En atención a su oficio de la referencia es grato alcanzar la proyección de la generación eléctrica de la Central Térmica Paramonga, según el siguiente detalle:

AÑO	MW-hora
2015	92,525
2016	97,750
2017	97,750

Esperando que la información les resulte de utilidad, hago propicia la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.

Ing° José Antonio Laza Vargas
 Gerente General



[Handwritten signature]



Lima, 13 de Febrero del 2015

Señor
 Ing. Jaime Mendoza Gacon.
 Gerente Adjunto Regulación Tarifaria GART.
Presente.-

Asunto: Proyección de Generación de Energía Eléctrica Central Hidroeléctrica Pias 1.
Ref. : OFICIO N° 0176 2015 GART de fecha 06 de Enero de 2015

De nuestra consideración:

Es muy grato dirigirme a Ud., para saludarlo cordialmente y a su vez dar respuesta al requerimiento de información respecto a la proyección de Generación de Energía Eléctrica de la Central Pias 1, para los años 2015, 2016 y 2017.

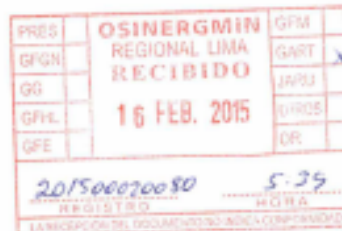
Al respecto se indica en el cuadro la proyección de Generación, que está sujeta a la disponibilidad hídrica, disponibilidad de las unidades de Generación y mantenimiento programados.

PROYECCION DE GENERACION ELECTRICA C.H. PIAS 1	
Año	Energía (MWh)
2015	86,400.00
2016	86,600.00
2017	87,100.00

Sin otro particular, me despido haciéndole llegar las muestras de mi estima personal.

Atentamente,

~~AGUAS Y ENERGÍA PERÚ S.A.~~
[Handwritten signature]
CRNESTO BENDEZU FLORES
 APODERADO





Sudamericana de
Energía

d
 Fecha:
 Asunto:
 Destinatario:
 Remite:
 Oficio:
 Expediente:
 Observaciones:

Plura, 16 de Febrero de 2015

SDE – 007 - 2015

Señor Ingeniero:
Eduardo Jané La Torre
 Gerente de Fiscalización Eléctrica
OSINERGMIN
 Calle Bernardo Monteagudo N° 222, Magdalena del Mar
 Lima 17.-

Asunto : PROYECCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MWh) DE LA CENTRAL TÉRMICA TABLAZO PARA LOS AÑOS 2015, 2016 Y 2017

Referencia : OFICIO N° 0178-2015-GART

De mi consideración.

Sirva la presente para saludarle, y en atención al oficio de la referencia, le adjuntamos en el ANEXO 1 la proyección de generación eléctrica (MWh) de la Central Térmica Tablazo Colán correspondiente a los años 2015, 2016 y 2017.

Sin otro particular.

Atentamente,

Ing. Eduardo Jané La Torre
 GERENTE DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

PRES	OSINERGMIN REGIONAL PIURA RECIBIDO 16 FEB 2015 00150002015 REGISTRO	GFM
OFGN		GART
GC		JARU
GFHL		OTROS
GFE		OR
		5:40
		HORA

A RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO SE HA CONFORMADO

OSINERGMIN
 Gerente Adjunto de Registro y Técnica
RECIBIDO Hora: 11:38
 17 FEB 2015
 1508 2014-608
 REGISTRO | EXPEDIENTE
 LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD

RNZ
 cc: Archivo

Av. 28 De Julio Nro. 757 Dpto. 501 - Edif. Centro Comercial Libertador - Miraflores - Lima - Perú
 Ph.: (511) 370-9002 / (511) 3709003 / (511) 370-9006
 Sucursal: Av. Chirichigno N° 351 - Urb. El Chipe, Piura - Teléfono: (51-73) 304324 - Fax (51-73) 301623

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 con relación al Costo Variable No Combustible (CVNC) de las centrales termoeléctricas.

B.1 Empleo de Procedimientos COES

Con relación a este punto, el Subcomité de Generadores señaló que los CVNC considerados en su propuesta corresponden a los utilizados por Osinerghmin en la Fijación de Tarifas en Barras 2014 – 2015, los que a su vez se encuentran actualizados en aplicación del Procedimiento N° 34 (ver Cuadro No. B.1). Al respecto se solicitó que el Subcomité de Generadores revise las diferencias entre los CVNC propuestos respecto a los utilizados por el COES en la programación del despacho de la operación del SEIN. En este caso, en la ABSOLUCION el Subcomité de Generadores indica que ha mantenido los CVNC considerados en el anterior proceso de Fijación de Precios en Barra.

Cuadro No. B.1

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

Por lo tanto, corresponde considerar los CVNC utilizados en la Fijación de Tarifas en Barra 2014 – 2015, con excepción de las unidades de las centrales térmicas Ventanilla y Santa Rosa, en cuyos casos se ha procedido a

actualizar los costos de materiales y de especialistas extranjeros mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, de manera concordante con los criterios utilizados en la determinación del Precio Básico de Potencia.

B.2 Actualización de CVNC

C.T. Ventanilla

En la estructura de costos que reconoce tanto mantenimientos, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, como costos promedio de mercado, se procedió a actualizar los costos de materiales y especialistas extranjeros mediante la aplicación de la variación del índice WPSSOP3500 (entre mayo 2005 y enero 2015) del US Department of Labor preliminarmente al 28 de febrero de 2015. En este sentido, los costos variables no combustibles de la unidad Ventanilla operando en ciclo simple y en ciclo combinado, para la presente regulación, son los siguientes:

Cuadro No. B.2

Modo de operación	TG3	TG4
Ciclo Simple	4,247 US\$/MWh	4,339 US\$/MWh
Ciclo Combinado	3,146 US\$/MWh	3,214 US\$/MWh

C.T. Santa Rosa

En la estructura de costos que reconoce tanto mantenimientos, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, como costos promedio de mercado, se procedió a actualizar los costos de materiales y especialistas extranjeros mediante la aplicación de la variación de los índices WPSSOP3500 (entre abril 2009 y enero 2015) y CUUR0000SA0 (entre abril 2008 y enero 2015) del US Department of Labor preliminarmente al 28 de febrero de 2015, respectivamente. El resultado es el siguiente:

Cuadro No. B.3

Modo de operación	TG7
Ciclo Simple	3,6352 US\$/MWh

Cuadro No. B.4

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la Unidad W501D5A - C.T. Santa Rosa

Tipo = **W501D5A** NS = **150** arranques
 Potencia con lny = **121,02** MW Tasa = **12%** Anual

HPM = **8 000**

Mantenimientos	EOH
Combustors	8 000
Hot Gas Path	24 000
Mayor	48 000

Fórmula **EOH = a*(GBLOH + g*OBLOH) + b*(GPLOH + g*OPLOH) + c*NS + d*ES + e*TGH + f*TS**

Factores a = 1 c = 20 e = 0,01 g = 1,3
 b = 3 d = 400 f = 20

- GBLOH** Horas de Operación a Carga Base con Combustible Gas
- OBLOH** Horas de Operación a Carga Base con Combustible Diesel
- GPLOH** Horas de Operación a Carga Pico con Combustible Gas
- OPLOH** Horas de Operación a Carga Pico con Combustible Diesel
- NS** Número de Arranques Normales
- ES** Número de Arranques de Emergencia
- TGH** Horas de Virador
- TS** Número de Disparos

Cálculo de la HEO anuales (según escenarios de horas diarias de operación)

BLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
GBLOH	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
OBLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NS	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TGH	8 610	8 460	8 310	8 160	8 010	7 860	7 710	7 560	7 410	7 260	7 110	6 960	6 810	6 660
TS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
EOH	3 236	3 385	3 533	3 682	3 830	3 979	4 127	4 276	4 424	4 573	4 721	4 870	5 018	5 167
APM	2,472	2,364	2,264	2,173	2,089	2,011	1,938	1,871	1,808	1,750	1,695	1,643	1,594	1,548
CNC Variable (Mills/kWh)			3,6352											

Cuadro No. B.5

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG3 C.T. Ventanilla

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 156,1 MW TG3
 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	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	4 186	4 740	5 266	5 881	6 370	8 041	8 652	9 238	9 913	10 466	11 183	11 712	12 220	13 938
Anualidad (KUS\$)	560	635	705	787	853	1 077	1 158	1 237	1 327	1 401	1 497	1 568	1 636	1 866
Energía Anual (MWh)	23 416	46 832	70 248	93 663	117 079	140 495	163 911	187 327	210 743	234 158	257 574	280 990	304 406	327 822
Mant. Unitario (Mills/KWh)	23,93	13,55	10,04	8,41	7,28	7,66	7,07	6,60	6,30	5,98	5,81	5,58	5,37	5,69
CVNC US \$/MWh	4,247													

Cuadro No. B.6

Cálculo del CVNC de Mantenimiento para la unidad V84.3A - TG4 C.T. Ventanilla

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 152,8 MW TG4
 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	150	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500	1 650	1 800	1 950	2 100
HOD (=b*OBLOH)	10	20	30	41	51	61	71	81	91	102	112	122	132	142
NAN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	1 660	1 820	1 980	2 141	2 301	2 461	2 621	2 781	2 941	3 102	3 262	3 422	3 582	3 742
APM	4,819	4,395	4,039	3,737	3,477	3,251	3,052	2,876	2,720	2,579	2,453	2,338	2,233	2,138
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	4 186	4 740	5 266	5 881	6 370	8 041	8 652	9 238	9 913	10 466	11 183	11 712	12 220	13 938
Anualidad (KUS\$)	560	635	705	787	853	1 077	1 158	1 237	1 327	1 401	1 497	1 568	1 636	1 866
Energía Anual (MWh)	22 920	45 839	68 759	91 678	114 598	137 517	160 437	183 356	206 276	229 195	252 115	275 035	297 954	320 874
Mant. Unitario (Mills/KWh)	24,45	13,84	10,25	8,59	7,44	7,83	7,22	6,75	6,43	6,11	5,94	5,70	5,49	5,82
CVNC US \$/MWh	4,339													

Cuadro No. B.7
Unidades de la C.T. Ventanilla

Para Publicación

FITA MAY-2015

Cuadro N° 03

CVNC del TG3 ciclo combinado operando con gas natural

CVNC ciclo abierto	$CVNC_{CA}$	4,247	Mills US \$/kWh
CVNC ciclo combinado	$CVNC_{CC} = (2/3) CVNC * (1/0,90)$	3,146	Mills US \$/kWh

CVNC del TG4 ciclo combinado operando con gas natural

CVNC ciclo abierto	$CVNC_{CA}$	4,339	Mills US \$/kWh
CVNC ciclo combinado	$CVNC_{CC} = (2/3) CVNC * (1/0,90)$	3,214	Mills US \$/kWh

Notas:

- 1.- Valores actualizados mediante el índice WPSSOP3500. Para ello se ha tomado como dato inicial el mes de mayo de 2005 y datos final el mes de enero de 2015. (ver hoja WPSSOP3500).
- 2.- A la fecha el índice WPSSOP3500 esta actualizado solo hasta el mes de enero 2015.

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 Reglamento⁴².

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

Actualización de precios

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁴³, 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.

Al respecto, para el caso de las unidades termoeléctricas de Ventanilla, Santa Rosa, Kallpa, Chilca 1, Las Flores, Pisco (Ex TG Mollendo), Independencia (Ex Calana), Santo Domingo de Olleros (Termochilca) y Fénix 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 2015.

⁴² **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.

⁴³ Modificado por los Decretos Supremos N° 034-2001-EM, 055-2002-EM y 014-2006-EM.

Al respecto, de acuerdo a lo reportado por Pluspetrol⁴⁴, se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable el año 2015 para los generadores eléctricos es de 1,8538 US\$/MMBtu, el cual se ha actualizado en función del promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery – 1191 (WPU1191) y del índice Fuels and Related Products and Power (WPU05i) publicados por el U.S. Department conforme lo establece la adenda suscrita en el año 2014 al Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 88.

De lo anterior se desprende que el precio 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 2015 y que no represente un incremento superior al 7% del último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior, según los contratos vigentes, es decir el factor de ajuste aplicable es 1,8538.

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

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

Aplicando este párrafo, el Factor de Actualización a considerarse es 1,8538.

- **El factor de actualización de la tarifa de transporte y distribución:** De acuerdo con el Artículo 2° de la Resolución N° 086-2010-OS/CD, para la determinación del factor de actualización FA1 se debe considerar el cociente de los valores del índice PPI WPSSOP3500, 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 2015.

Asimismo, conforme al Artículo 4° del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, que fue modificado por el Decreto Supremo N° 082-2009-EM, publicado el 21 de noviembre de 2009, se está considerando que se aplicará a los generadores la Tarifa Única de Distribución (TUD) para el periodo 2014 al 2017.

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.

⁴⁴ Mediante oficio PPC-COM-14-1077 enviado el 26 de diciembre de 2014, lo cual se adjunta en el apartado C.3.

CUADRO No. C.2
Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camisea 2014 - 2017

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores	Termochilca	Finix
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 Digna Contractual (1)		0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9700	0,9900	0,9600	0,9600	0,9600
Factor B: Por Take or Pay (2)		0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9700
Factor por descuento promocional (3)		0,9500	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0,8664	0,9120	0,9120	0,9120	0,9120	0,9215	0,9461	0,9120	0,9504	0,9312
Factor de Actualización (Ene-2015) (4)		1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1,6061	1,6907	1,6907	1,6907	1,6907	1,7083	1,7584	1,6907	1,7619	1,7263
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2014	US\$/MMBTU	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538	1,8538
Precio Boca de Pozo actualizado (OSINERGMIN)	US\$/MMBTU	1,6061	1,6907	1,6907	1,6907	1,6907	1,7083	1,7584	1,6907	1,7619	1,7263
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384
Factor por adelanto del GRP		0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662	0,94662
Factor de ajuste al transporte (PFA / PFló)		1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704	1,2704
PFló (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PFA (Ene-2015)		190,3	190,3	190,3	190,3	190,3	190,3	190,3	190,3	190,3	190,3
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062	37,8062
Factor de conversión	PC/m³	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	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706	1,0706
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,0798	1,05907	1,0741	1,05993	1,08008	1,07636	1,08002	1,02980	1,07480	1,18515
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	0,8923	0,9088	0,9112	0,9116	0,8921	0,8951	0,8921	0,9356	0,8954	0,8130
Margen Fijo de Comercialización (Feb-2015)	US\$/Sm³/30d-mes	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289	0,0289
Margen Fijo de Distribución (Feb-2015)	US\$/Sm³/30d-mes	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393	0,4393
Margen Variable de Distribución (Feb-2015)	US\$/millar m³	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880	15,3880
Costo de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	15,14	15,14	15,39	15,50	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10	15,10
Factor de conversión	PC/m³	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Precio Red de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar PC	0,4286	0,4286	0,4357	0,4389	0,4277	0,4277	0,4277	0,4277	0,4277	0,4277
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,0798	1,0591	1,0574	1,0569	1,0801	1,0798	1,0801	1,0298	1,0748	1,1852
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 Distribución	US\$/MMBTU	0,3573	0,3643	0,3709	0,3738	0,3664	0,3738	0,3738	0,3738	0,3664	0,3248
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)		2,8557	2,9648	2,9728	2,9761	2,9392	2,8034	2,6515	3,0001	3,0164	2,8641

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol en enero 2015.

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

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-EM⁴⁵, 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 Técnico COES PR-31, 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 2,9038 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2017.

Finalmente, como resultado de la aplicación del antes mencionado Procedimiento N° 31 C, los precios de gas natural declarados en junio de 2014 para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1, Malacas TG4 y Tablazo TG1 fueron de 3,530 US\$/MMBtu, 8,5000 US\$/MMBtu, 0,8000 US\$/MMBtu y 0,000 US\$/MMBtu, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2015, resultan en 3,5500 US\$/MMBtu, 8,5004 US\$/MMBtu, 0,8000 US\$/MMBtu y 0,000 US\$/MMBtu; los cuales al ser comparados con el precio límite de 2,9038 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2017, permiten concluir que los precios de gas natural, a utilizarse en la fijación de Precios en Barra, para las unidades de Aguaytía, Malacas TG1 será el precio límite (2,9038 US\$/MMBtu para el periodo 2014-2017) y para la C.T. Malacas TG4 y C.T. Tablazo TG1 será su mismo precio (0,8000 y 0,000 US\$/MMBtu, respectivamente).

⁴⁵ 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)
	2014-2017
C.T. Ventanilla	2,8412
C.T. Santa Rosa 1	2,9500
C.T. Santa Rosa 2	2,9580
C.T. Chilca	2,9613
C.T. Kallpa	2,9247
C.T. Flores	2,9850
C.T. Pisco	2,5889
C.T. Independencia	2,6370
C.T. Santo Domingo de Olleros	3,0019
C.T. Aguaytía	2,9038
TG1 de C.T. Malacas	2,9038
TG4 de C.T. Malacas	0,8000
C.T. Tablazo	0,0000

C.3 Documentos Anexos



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

PPC-COM-14-1077

San Isidro, 26 de diciembre, 2014

Señores
CALIDDA
Jr. Doménico Morelli 150 – CC La Rambla, Torre 2
San Borja,-

Atención: Sr. Carlos Cerón
Gerente Comercial

Estimados señores:

Nos dirigimos a ustedes en relación al Contrato de Suministro de Gas Natural suscrito entre su representada y las Empresas Titulares del Contrato de Licencia del Lote 88.

En ese sentido, les comunicamos que los Precios de Gas Natural en boca de pozo calculados que entran en vigencia a partir del 01 de Enero del año 2015 son los siguientes:

<u>Tipo de consumo</u>	<u>Precio (USD/ MMBTU)</u>
Generación Eléctrica	1.8538
Otros usos	3.3368

De haber alguna modificación en los precios será comunicada en Enero 2015.

A la espera de su atención a la presente comunicación, quedamos de ustedes,

Atentamente,



Enrique Martínez S.
Gerente Comercial de Gas Natural




 FIRMADO DIGITALMENTE
 DEL CONSORCIO
 FUERZA COSTA
 ANON
 PALACIO OSINERGMIN
 PISO 2015-02
 091041-0700

Pluspetrol Perú Corporation S.A.

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

PPC-COM-15-0223

San Isidro, 18 de febrero del 2015

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 dirigirnos a ustedes en respuesta a su Oficio N° 0124-2015-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:

- i. 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.
- ii. En relación a los datos solicitados en el punto 2 del Oficio, sirvanse encontrar adjunto la información solicitada en el numeral 2 del Oficio.
- iii. Sobre el punto 3 indicado en el Oficio, informamos que durante el año 2014 recibimos solicitudes de suministro de gas por parte de generadoras eléctricas, las cuales fueron debidamente contestadas por nuestra parte. Sin embargo, cabe señalar que a la fecha el Consorcio no se encuentra negociando ningún contrato de suministro de gas para el sector eléctrico.

Atentamente,


 Enrique Martínez Stolzembach
 Gerente Comercial de Gas Natural



Anexo D

Plan de Obras de Generación y Transmisión

El programa de obras de generación y transmisión comprende la secuencia de fechas esperadas de puesta en servicio de equipamiento en el SEIN; ello dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del Artículo 47° de la LCE; dicho periodo 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, para efectos de los 12 meses previos se consigna el programa de obras histórico y para el período de los 24 meses posteriores se considera las obras factibles de ingreso en operación.

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

D.1 Plan de Obras de Generación

El plan de obras contempla un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema, de manera que se efectúe un mayor análisis de la información alcanzada por las empresas. Asimismo, el horizonte de Estudio comprende hasta diciembre 2017, 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, respecto al comentario del Subcomité de Generadores sobre que no han recibido respuesta a las consultas que formularon a las empresas generadoras, y que por ello se recurrió a los informes de Osinergmin, se debe señalar que, siendo el Subcomité el ente representativo de los generadores debería solicitar información de avances con la debida anticipación, para que también puedan realizar las evaluaciones y análisis sobre los mismos para ser incluido en el Estudio. Esto debido a que, a pesar que se tiene información de los proyectos que son de dominio público, como los informes de supervisión publicados por Osinergmin, 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, no es conveniente 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.

En consideración a ello 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 regulación⁴⁶.

Ciclo Combinado de C.T. Fénix Power

El Subcomité de Generadores en su ABSOLUCIÓN hace referencia a la carta COES/D/DP-1815-2014 donde COES aprueba la Operación Comercial del Ciclo Combinado desde las 00:00 horas del día 24 de diciembre de 2014, con una potencia efectiva declarada de 570,10 MW.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior, se considera el ingreso del ciclo combinado de la C.T. Fénix a fines de diciembre de 2014.

C.H. Machupicchu II Etapa

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que el Estudio de Operatividad consigna la fecha de conexión al SEIN para el mes de enero de 2015; sin embargo, para la simulación el Subcomité estima su ingreso para abril de 2015.

Al respecto, según información recibida de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, el contratista ha recurrido a una nueva solicitud de ampliación de plazo para la puesta en operación comercial por 767 días adicionales, de resultar el arbitraje favorable, por lo cual el ingreso del proyecto sería en setiembre de 2015.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera preliminarmente la fecha de entrada de este proyecto en setiembre de 2015.

C.T. Puerto Bravo (Nodo Energético del Sur)

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que según comunicación de la empresa concesionaria Samay I, la potencia de la central sería 616 MW; del mismo modo señala que la fecha prevista para la entrada en operación comercial no tendrá variaciones respecto del contrato suscrito con ProInversión como resultado del Proceso de Licitación de concurso público "Nodo Energético en el Sur del Perú".

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior se considerará a la C.T. Puerto Bravo dentro del horizonte de análisis considerándose mayo de 2016 como fecha de puesta en operación comercial y 616 MW de potencia.

⁴⁶ De acuerdo con el criterio de optimización del Modelo PERSEO, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2017, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

Ciclo Combinado de C.T. Santo Domingo de Olleros

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores respondió que está considerando la puesta en operación comercial de este proyecto para el 18 de marzo de 2017, con una potencia instalada de 295,96 MW.

Asimismo, mediante Carta GG-MISC-076-2015 de fecha 11 de febrero de 2015, la empresa Termochilca, concesionaria del proyecto, señala que su ingreso está previsto para marzo de 2017 y estima que la potencia efectiva de la central operando en ciclo combinado llegará a 299,8 MW.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera preliminarmente el ingreso del proyecto a fines de marzo de 2017 y con la potencia informada por la empresa Termochilca.

C.H. La Virgen

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que el ingreso en operación del proyecto C.H. La Virgen sería a partir de marzo de 2016 con una potencia de 84 MW y representan en el modelo PERSEO como mes de entrada para abril de 2016.

Al respecto, dentro de la información que se tiene del proyecto, se deberían haber iniciado las obras civiles de la CH La Virgen que se estima finalicen en el presente año, asimismo se tiene que el Ministerio de Energía y Minas les ha otorgado, mediante Resolución Ministerial N° 510-2014-MEM/DM, la servidumbre de acueductos y de obras hidroeléctricas a favor de empresa La Virgen S.A.C., titular del proyecto.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en los párrafos anteriores, se considera preliminarmente el ingreso del proyecto a fines de marzo de 2016 y con la potencia informada por la empresa titular.

C.H. Santa Teresa

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que basándose en la programación de mediano plazo del COES considera que la entrada en operación comercial de la C.H. Santa Teresa será en julio de 2015.

Al respecto, mediante Carta N° 053-2015/GD, la empresa Luz del Sur, S.A.A. como concesionaria del proyecto, informó que vienen realizando trabajos de revestimiento del pique vertical; asimismo señala que, la fecha estimada de puesta en operación comercial de sus unidades de generación será el 25 de noviembre de 2015 con una potencia efectiva de 99,71 MW.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera preliminarmente que la fecha de puesta en operación comercial de la C.H. Santa Teresa será a fines de noviembre de 2015.

CC.TT. de Reserva Fría Puerto Maldonado y Pucallpa

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que utilizó la información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin para estimar la fecha de ingreso de los proyectos. En estas, se señala que la C.T. Puerto Maldonado cuenta con ampliación de puesta en operación comercial hasta el 16 de setiembre de 2015, mientras que la ampliación de ingreso de

la C.T. Pucallpa es hasta el 03 de noviembre de 2015, ambos informados por el Ministerio de Energía y Minas con Oficios N° 1799-2014-MEM/DGE y N° 1851-2014-MEM/DGE, respectivamente.

Al respecto, mediante el Oficio N° 0158-2015-GART, se ha solicitado información actualizada a la empresa concesionaria de los proyectos, el cual a la fecha no ha sido respondido.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera preliminarmente que las fechas de puesta en operación comercial de las CC.TT. Puerto Maldonado y Pucallpa serán en fines de setiembre e inicio de noviembre de 2015, respectivamente, tal como el Subcomité mencionó en la ABSOLUCIÓN.

C.T. Reserva Fría Eten

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, la fecha de puesta en operación comercial de la C.T. Planta Eten de Reserva Fría será el 21 de junio de 2015 con una potencia de 220 MW que, según señala, está en el rango estipulado en el contrato.

Al respecto, mediante correo recibido el 18 de febrero de 2015, los representantes de la empresa COBRA, concesionaria del proyecto, señalaron que la fecha estimada para la puesta en operación comercial de la mencionada central, es la última quincena de mayo 2015 con una potencia efectiva de 223 MW.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera preliminarmente que la fecha de puesta en operación comercial de la C.T. Planta Eten de Reserva Fría será fines de mayo de 2015.

C.H. Tingo

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que, según la Resolución Directoral N° 137-2013-GRL-GRDE-DREM y la información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, la fecha de puesta en operación comercial del proyecto será para agosto de 2015.

Al respecto, no se tiene mayor información del proyecto, por lo cual se considera preliminarmente que la fecha de puesta en operación comercial de la C. H. Tingo será agosto de 2015, dentro del Plan de Obras de Generación.

C.H. Cativen I-II

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que, según la Resolución Suprema N° 109-2012-EM y la información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, la fecha de puesta en operación comercial está prevista para el 31 de marzo de 2017.

Al respecto, no se tiene mayor información del proyecto, por lo cual, se considera preliminarmente la fecha de puesta en operación comercial de la C.H. Cativen I-II para fines de marzo de 2017.

C.T. Nueva Esperanza

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, la fecha de puesta en operación comercial de la C.T. Nueva Esperanza es el 31 de diciembre de 2016 con una potencia de 72 MW.

Al respecto, mediante correo electrónico recibido del 19 de febrero de 2015, representantes de la empresa Eléctrica Nueva Esperanza S.R.L., señalan que la fecha estimada para la puesta en operación comercial de la mencionada central, es diciembre de 2016, conforme lo establece la Resolución Ministerial N° 570-2012-MEM/DM; asimismo, indican que la central contará con una potencia efectiva asociada de 135 MW. Por otro lado, de acuerdo con las informaciones preliminares se tiene que el proyecto presenta avances de obras del orden del 80%, estando pendiente una visita de campo para confirmarlo.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se considera preliminarmente que la fecha de puesta en operación comercial de la C.T. Nueva Esperanza será para fines de diciembre de 2016.

Central Solar Moquegua FV

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores hace referencia al documento de puesta en operación comercial de la central enviado por el COES, que es el 31 de diciembre de 2014.

En ese sentido, se considera que la fecha de puesta en operación comercial de la Central Solar Moquegua FV es fines de diciembre de 2014, para la presente fijación.

C.H. RER Huatziroki

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que modifica la fecha de ingreso del proyecto para el 24 de agosto de 2016, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se considera preliminarmente que la fecha de puesta en operación comercial de la C.H. Huatziroki será a fines de agosto de 2016, dentro del Plan de Obras de Generación.

Proyectos de Centrales de Generación Adicionales

Al Plan de obras de generación se adicionaron los proyectos C.T. Santa Rosa TG7_WES (121 MW) para diciembre 2014, C.T. Recka (181,3 MW) para marzo de 2016 y Ampliación C.T. Chilca 1 para setiembre 2016 (75 MW-CS) y marzo 2017 (37 MW-CC), ello en función de información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin y comunicación de las empresas concesionarias.

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

Cuadro N° D.1

Plan de Obras en Generación	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Cheves	168,2	May. 2015
CT La Gringa V	3,2	Abr. 2015
C.H. Quitaracsa	112	May. 2015
C.T Reserva Fria de Planta Eten	223	Jun. 2015
C.H Tingo	8,8	Ago. 2015
C.H. Machupicchu, segunda etapa	99,86	Set. 2015
C.T Reserva Fria de Puerto Maldonado	18	Oct. 2015
C.T Reserva Fria de Pucallpa	40	Nov. 2015
C.H. Santa Teresa	99,7	Dic. 2015
C.H. Chancay	19,2	Ene. 2016
Central Eólica Tres Hermanas	90	Ene. 2016
C.H. Cerro del Águila G1	170	Feb. 2016
C.T Recka	181,3	Mar. 2016
C.H. 8 de Agosto	19	Mar. 2016
C.H. Cerro del Águila G2	170	Mar. 2016
C.H. El Carmen	8,4	Mar. 2016
C.H. La Virgen	84	Abr. 2016
C.H. Cerro del Águila G3	170	May. 2016
C.T Puerto Bravo - Nodo Energético	616	May. 2016
C.H. Chaglla	406	Ago. 2016
C.H. Huatziroki	19,2	Set. 2016
C.T. Ampliación CT Chilca 1_CS	75,5	Set. 2016
C.H. Carpapata III	12,8	Nov. 2016
C.H. Renovandes H1	20	Nov. 2016
C.H. Colca	12,1	Dic. 2016
C.H. Karpa	19	Ene. 2017
C.H. Laguna Azul	20	Ene. 2017
C.H. Marañón	88	Ene. 2017
C.H. Yarucaya	15	Ene. 2017
C.T Nueva Esperanza	135	Ene. 2017
C.T Ilo - Nodo Energético	600	Mar. 2017
C.T. Ampliación CT Chilca 1_CC	37,3	Mar. 2017
C.T. Termochilca. Conversión CC	90,8	Abr. 2017
C-H. Viroc (Raura II)	12,5	Abr. 2017
C.H. Cativen I-II	29	Abr. 2017

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, se debe señalar que el Subcomité de Generadores no ha concordado completamente la información del plan de obras en transmisión, con la propuesta del Subcomité de Transmisores conforme lo indica en su absolución. Así por ejemplo, en la Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 MVA a 540 MVA, el Subcomité de Transmisores señala que su fecha de ingreso será el 19 de mayo de 2015, mientras que, en el Cuadro N° 4.1-3 del Informe presentado por el Subcomité de Generación, se señala que se mantiene abril de 2015 como mes de ingreso.

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.

Repotenciación LT 220 kV Piura Oeste – Talara de 152 a 180 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado como fecha de ingreso el 30 de julio de 2014; asimismo, dicha fecha coincide con lo señalado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinerghmin.

En ese sentido, de acuerdo con lo explicado en el párrafo anterior, se considera que la puesta en servicio de la repotenciación es a fines de julio de 2014.

Ampliación de la capacidad de transmisión LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que está corrigiendo la fecha de ingreso del proyecto al 18 de diciembre de 2014; sin embargo, según Acta anexada por ISA Perú, se estableció al 21 de diciembre como fecha de puesta en operación comercial de la ampliación.

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera que la puesta en servicio de la ampliación es a fines de diciembre de 2014.

Subestación Reque 220 kV (antes llamada Chiclayo Sur)

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que ha considerado la fecha de ingreso en abril de 2015, de acuerdo al plan de Obras del Subcomité de Transmisores.

Al respecto, se debe señalar que, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, en diciembre de 2014 el titular del proyecto envió una nueva solicitud al MEM para la ampliación de puesta en operación hasta el 26 de mayo de 2015.

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 Reque a fines de mayo de 2015.

Repotenciación de la LT 138 kV Paragsha – Huánuco a 75 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que está corrigiendo la fecha de ingreso del proyecto al 1ro de enero de 2015; sin embargo, según el Décimo Sexta Cláusula Adicional de REP, el plazo máximo de entrega de la obra es de 21 meses contados desde la suscripción de la mencionada Cláusula; es decir, abril de 2015..

En ese sentido, en vista que no se cuenta con información de la puesta en servicio de la repotenciación de la LT 138 kV Paragsha – Huánuco de 45 a 75 MVA, se considera abril de 2015 en como fecha de ingreso a considerarse en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra.

LT 220 kV Moquegua – Tacna

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que el proyecto se encuentra en evaluación y se le retira del análisis presentado.

Al respecto, se ha verificado que a la fecha no se ha realizado la convocatoria a licitación pública para el desarrollo de este proyecto de transmisión, por lo cual, preliminarmente se considera que entrará fuera del horizonte del plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra.

Repotenciación de la L.T.138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 a 75 MVA

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que está corrigiendo la fecha de ingreso del proyecto al 10 de setiembre de 2015; sin embargo, en el Cuadro N° 4.1-3 del Informe presentado se mantiene junio de 2016 como mes de ingreso; por otro lado, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, la fecha de ingreso sería la misma que el Subcomité señala en la ABSOLUCIÓN.

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera setiembre de 2015 como mes de ingreso de la Repotenciación L.T.138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45 a 75 MVA.

Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla – Chavarría (cuarto circuito)

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores indica que está corrigiendo la fecha de ingreso del proyecto al 19 de mayo de 2015 conforme lo informó el Subcomité de Transmisores; sin embargo en el Cuadro N° 4.1-3 del Informe presentado por el Subcomité de Generación, se señala que se mantiene abril de 2015 como mes de ingreso.

Por otro lado, según información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinergmin, el titular del proyecto plantea modificar la ampliación de su ingreso para el 28 de noviembre de 2015.

En ese sentido, en el plan de obras de la presente regulación de Precios en Barra se considera como fecha de ingreso, de la Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Chavarría a fines de noviembre de 2015.

Respecto a los proyectos no considerados en el plan de obras de transmisión

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores señala que los siguientes proyectos observados se encuentran modelados en los archivos de simulación del Modelo Perseo:

- LT 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo
- S.E. Los Industriales 220/60/10 kV – 180 MVA
- LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito).
- LT 500 kV Trujillo – La Niña e instalaciones complementarias.
- Repotenciación LT 220 kV San Juan - Balnearios (Cambio conductor).
- LT 220 kV Azángaro - Juliaca – Puno.
- Nuevo Transformador de Santa Rosa 220/60 kV.
- Ampliación de las capacidad de transformación de las SE Pucallpa y Aguaytía.
- LT 220 kV Carabayllo-Mirador.

Mientras que, las líneas LT 220 kV Friaspata – Mollepata y Los Industriales – Córpac no es necesario que sean modeladas toda vez que la demanda se encuentra concentrada en las barras Huancavelica 220 kV e Industriales 220 kV, respectivamente.

Asimismo, agrega que no resulta relevante la simulación de la LT 220 kV Carabayllo-Mirador en el Modelo PERSEO toda vez que la carga se encuentra concentrada en la barra Zapallal 220 kV.

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.2.

Cuadro N° D.2

Plan de Obras en Transmisión

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ene. 2015	Ampliación capacidad de transmisión LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 152 a 250 MVA
Abr. 2015	Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 a 75 MVA
Abr. 2015	L.T-220 kV San Juan - Chilca de 350 a 700 MVA (cuarto circuito)
Jun. 2015	Nueva SE Reque 220 kV (antes llamada Chiclayo Sur)

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ago. 2015	Repotenciación L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 a 540 MVA
Set. 2015	L.T-220 kV Machupicchu - Suriray - Abancay - Cotaruse
Set. 2015	Repotenciación de la L.T.138 kV Aguaytía - Pucallpa de 45a 75 MVA
Dic. 2015	L.T-220 kV Ventanilla – Chavarría de 189MVA (cuarto circuito)
Ene. 2016	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Balnearios
Ene. 2016	Repotenciación LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 a 250 MVA
Jun. 2016	Segundo Transformador en la SET Aguaytía 220/138/22,9 kV de 60/60/20 MVA
Jun. 2016	Segundo transformador en la SET Pucallpa 138/60 kV de 55 MVA
Jun. 2016	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. 2016	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.
Set. 2016	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
Dic. 2016	LT 500 kV Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya-Montalvo
Ene. 2017	Repotenciación LT Chiclayo - Carhuaquero a 250 MVA
Ene. 2017	Repotenciación LT Oroya - Carhuamayo a 250 MVA
Ene. 2017	Repotenciación LT Pachachaca – Callahuanca 220kV
Ene. 2017	Repotenciación LT Pomacocha - San Juan 220kV

Anexo E

Programa de Mantenimiento Mayor de las Centrales del SEIN

E.1 Sobre el Programa de Mantenimiento del año n-1

El Subcomité de Generadores del COES propone que, para el año n-1, se utilice dentro del modelo PERSEO el mantenimiento mayor ejecutado de las unidades de generación. Al respecto se observó que se realice la depuración de las actividades excepcionales. En ese sentido, el Subcomité de Generadores realizó la depuración de las actividades originadas por fallas y las actividades que no son realizadas de forma periódica todos los años; asimismo, para el año 2014 actualizó las actividades ejecutadas para los meses de octubre, noviembre y diciembre.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2015-2017

Mantenimiento: Año 2015

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 2015, se ha considerado la propuesta del Subcomité de Generadores del COES, donde propone el Programa de Mantenimiento Mayor de 2015 excluyendo las actividades que no son realizadas de forma periódica. Asimismo, en la ABSOLUCION incluyó las actividades previstas por el COES para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2015.

Mantenimiento: Año 2016 - 2017

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, la propuesta del Subcomité de Generadores considera la información de mantenimiento alcanzada por las empresas generadoras para los referidos años, mientras que para el caso de las centrales termoeléctricas la propuesta indica que el programa de mantenimiento se realizó con la metodología de modelamiento de Mantenimiento Mayor de las centrales termoeléctricas, por lo cual la programación de mantenimientos de estas centrales se obtiene como resultado de las Horas Equivalentes de Operación (HEO) que está en función del tiempo de operación, la cantidad de arranque, entre otros. Para esto se considera los mantenimientos de acuerdo al cuadro siguiente:

Cuadro E.1

Actividad	Horas equivalente de Operación
Mantenimiento Mayor	48 000
Mantenimiento Menor	24 000

Al respecto, se considera que los criterios adoptados por el Subcomité de Generadores para determinar los mantenimientos a utilizarse en el modelo PERSEO para los años 2016 y 2017 refleja la intención de la LCE.

Anexo F

Análisis de Hidrología

F.1 Uso de las series hidrológicas período de 49 años (1965-2013)

- a) El Subcomité de Generadores ha propuesto usar la serie completa disponible de caudales medios mensuales históricos que corresponde al periodo 1965-2013, es decir de una extensión de 49 años, considerando los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras para el “Estudio Técnico Económico Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifarias periodo Mayo 2015 – Abril 2016” - Anexo F: Datos de Hidrología.

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, C.H. Quitaracsa, C.H. La Virgen y C.H. Marañon se están considerando los datos de hidrologías presentados por el Subcomité de Generadores, de forma preliminar.

- b) La serie de caudales para el periodo 1965 – 2013 de los proyectos de centrales hidroeléctricas calificadas como Generación con Recursos de Energéticos Renovables (RER) como son: CH Renovandes, CH Manta, CH 8 de Agosto, CH El Carmen, CH Runatullo II y III y CH Huatziroki no cuentan con estudios hidrológicos actualizados y que hayan sido presentados por el Subcomité de Generadores. Por lo cual, de la revisión efectuada a las series de caudales naturalizados del archivo SINAC-HID del Modelo PERSEO, propuesto por el Subcomité, se observa que dichas series fueron completadas con series de caudales medios; en tal sentido, teniendo en cuenta que no se tiene información actualizada para una adecuada representación de estas centrales hidroeléctricas en el Modelo Perseo, se les está considerando dentro de la generación comprometida en la proyección de demanda.

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 N° 002-2009-OS/CD, se aprobó el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional".

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, para el presente proceso de regulación sólo corresponde reconocer el saldo pendiente de los gastos realizados a diciembre 2013, así como los costos incurridos de los contratos vigentes que hayan sido suscritos antes del 31/12/2013, de conformidad con los criterios contenidos en la Resolución N° 194-2014-OS/CD.

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

A continuación se detalla la información de base alcanzada por las empresas 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 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.

Asimismo, para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 3° del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, con relación a los contratos que trascienden la vigencia del DU-037-2008, y conforme lo establece la Resolución N° 194-2014-OS/CD, se está considerando, para la determinación del cargo por generación adicional, solamente los costos que cumplan las siguientes condiciones:

- Sirvan para atender situaciones de restricción temporal declaradas por el Ministerio de Energía y Minas antes del 31/12/2013.
- No son compensables las prórrogas o nuevas situaciones de restricción temporal, declaradas por el Ministerio de Energía y Minas luego del 31/12/2013.
- Los costos deben estar referidos a Contratos suscritos antes del 31/12/2013.
- No son compensables las prórrogas a contratos preexistentes o nuevos contratos luego del 31/12/2013.
- Solamente se podrán compensar contratos posteriormente suscritos al 31/12/2013, siempre que coadyuven directamente con los contratos que sí fueron suscritos antes del 31/12/2013 y cuyo objetivo se

encuentre referido directamente a la ejecución y cumplimiento de los contratos que sí fueron suscritos durante la vigencia del decreto de urgencia.

Al respecto, se ha comprobado que las siguientes empresas han enviado sus contratos o adendas suscritos antes del 31/12/2013.

Cuadro N° G.1

Empresa	Contrato	Firmado	Plazo
Electro Oriente S.A.	Con FERRENERGY para capacidad adicional de 10 MW en Sistema Aislados Iquitos	27/11/2013	4 meses (09 enero – abril 2014)
Electro Norte Medio S.A.(Hidrandina)	Adenda con AGGREKO al contrato de capacidad adicional de 13 MW en Callejón de Huaylas	27/12/2013	4 meses (enero – abril 2014)
Electro Centro S.A. ⁴⁷	Adenda con POWER SOLUTIONS al contrato de capacidad adicional de 8 MW en Sistema Ayacucho	26/12/2013	30 meses (enero 2014 – junio 2016)
Electro Ucayali S.A. ⁴⁸	Con FERRENERGY para capacidad adicional de 9 MW en Sistema Pucallpa	18/12/2013	14 meses (enero 2014 – febrero 2015)
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. ⁴⁹	Con AGGREKO para capacidad adicional de 20 MW para las áreas comprendidas por Cusco, Apurímac y Puno	03/12/2013	45 días (16/03/2014 – 30/04/2014)
Electro Sur Este S.A.A.	Con AGGREKO para capacidad adicional de 10 MW para las áreas comprendidas por Cusco, Apurímac y Puno	12/12/2013	45 días (16/03/2014 – 30/04/2014)

⁴⁷ La empresa Electrocentro S.A., mediante Oficio GG-095-2014, informó que en vista que la Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM que declara la situación de restricción temporal en el sistema de Ayacucho no establece un plazo límite para las contrataciones, conforme también lo confirma el Ministerio de Energía y Minas mediante el Oficio N° 2534-2013/MEM-DGE, ha considerado necesario la firma de una adenda con la empresa Power Solutions para que se mantenga la capacidad adicional de 8 MW hasta la ejecución de las obras en la zona de Ayacucho que se encuentran promovida por PROINVERSION.

⁴⁸ La Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM que declara la situación de restricción temporal en el sistema de Pucallpa establece que ésta durará hasta la puesta en operación de la Planta de Reserva Fria de Pucallpa (40 MW) o el reforzamiento de la línea en 138 kV Aguaytía – Pucallpa que ampliará su capacidad de 55 MVA hasta 80 MVA.

⁴⁹ La Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM que declara en situación excepcional la operación del SEIN para las áreas comprendidas por Cusco, Apurímac y Puno durante un periodo de 45 días contados desde la fecha de inicio de la parada de la Central Hidroeléctrica Machupicchu que apruebe el COES para el primer semestre del año 2014, para lo cual ordena que las empresas Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. y Electro Sur Este S.A.A. efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras para poner en operación una capacidad adicional de generación de 20 MW y 10 MW, respectivamente.

Al respecto, del cuadro anterior se tiene que los contratos suscritos que aun tienen vigencia son los de Electro Ucayali S.A. y Electrocentro S.A., mientras que el resto de contratos ya vencieron por lo que solo se estaría liquidando los saldos pendientes de compensación, por los costos ya incurridos. Asimismo para la presente regulación, se está previendo un programa de transferencias de las empresas que tienen recaudaciones mayores que sus costos reconocidos (saldo negativos) y por ende, tienen que ser transferidos al resto de empresas con saldos pendientes a compensar (saldos positivos).

Asimismo, 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.
- Oficios A-413-2014, A-598-2014, A-816-2014, A-1041-2014, A-1205-2014 y A-1384-2014, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2014, respectivamente.
- Oficios A-1522-2014, A-1663-2014 y A-1920-2014, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de julio, agosto y setiembre de 2014, respectivamente.
- Oficios A-2104-2014, A-2257-2014 y A-130-2015, en los cuales remite los costos totales incurridos en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2014, respectivamente.

Cabe precisar que, para el reconocimiento de los costos incurridos informados, se ha tomado en cuenta las disposiciones previstas en el DU-037-2008, Decreto Supremo N° 031-2011-EM, la Norma "Procedimiento Compensación por Generación Adicional" y los lineamientos contenidos en la Resolución N° 094-2014-OS/CD, siendo que aquellos costos que no han cumplido con dichos lineamientos han sido retirados dentro del cálculo del Cargo Unitario por Generación Adicional, al no sujetarse ni reunir las condiciones para ser incorporados.

En ese mismo sentido, no corresponde incluir el costo relacionado con el servicio de patrocinio del arbitraje iniciado por el Consorcio de Servicios Integrales de Energía contra Electroperú, así como los costos informados a partir de enero 2015, pero no incurridos por el servicio de generación adicional. Interesa mencionar que la decisión adoptada en la Resolución N° 015-2015-OS/CD, que en similar sentido fue emitida, ha sido cuestionada por Electroperú S.A. mediante recurso de reconsideración, el mismo que se encuentra en la etapa de análisis y será resuelto por el Consejo Directivo dentro del plazo legal correspondiente, cuya decisión y pronunciamiento será adoptado en la resolución de fijación de los precios en barra y aprobación del cargo por compensación por generación adicional.

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.
- Cartas G-223-2014, G-357-2014 y G-681-2014, en las cuales remite los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional en los meses de enero, febrero y marzo-abril 2014, respectivamente.

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 GR/F-326-2014, GR/F-503-2014, GR/F-689-2014 y GR/F-850-2014, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en los meses de enero, febrero, marzo y abril 2014 respectivamente, por generación térmica en el Callejón de Huaylas. El costo de abril 2014, que tenía de carácter provisional, fue informado con la carta GR/F-2431-2014.
- 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 Hidrandina únicamente ha tenido una adenda al contrato de generación térmica para Callejón de Huaylas, conforme se observa en el Cuadro G.1, la cual se considera para la determinación de los costos incurridos reconocidos a la empresa hasta abril de 2014. No corresponde incluir en esta compensación los costos que reporta como incurridos del transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca (Carta GR/F-2190-2014) y del transformador 10/66 kV en la zona de Callejón de Huaylas (Carta GR/F-0144-2015), más allá del 31 de diciembre de 2013, debido a que no resultan compensables las prórrogas o nuevas situaciones de restricción temporal, declaradas por el Ministerio de Energía y Minas luego del 31 de diciembre de 2013, fecha en que venció el DU- 037-2008; en consecuencia, estos equipos tendrán que ser remunerados en el marco regular de la transmisión, incluyendo sus pagos por costos de operación y mantenimiento dentro del proceso regulatorio correspondiente.

De igual forma, no corresponde incluir en esta compensación los costos que la empresa informa ha incurrido en las zonas de Callejón de Huaylas, mediante carta GR/F-0360-2015, luego de vencida en abril 2014 la adenda al contrato de generación térmica para esta zona, debido a que estos costos no se han realizado en el marco del DU-037-2008, que a dicha fecha no se encontraba vigente.

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.

Adicionalmente por la contratación capacidad adicional de 20 MW para la zona sur del SEIN, firmada en el marco de la Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM, envió la siguiente documentación:

- Carta G-290-2013, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional para los meses de abril y mayo 2014.
- Carta G-361-2014, en la cual remite nuevamente el sustento de los gastos incurridos de capacidad para los meses de abril y mayo 2014, de acuerdo con las observaciones realizadas a través del Oficio N° 645-2014-GART.
- Carta G-073-2015, en la cual remite el informe final de gastos y costos financieros incurridos por cumplimiento de la Resolución Ministerial N° 386-2013-MEM/DM

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.
- Cartas A-144-2014, A-233-2014, A-329-2014, A-438-2014 y GT-216-2014, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en enero, febrero, marzo, abril y mayo 2014 respectivamente.
- Cartas GT-255-2014, GT-297-2014, GT-324-2014 y GT-370-2014, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en junio, julio, agosto y setiembre 2014 respectivamente.
- Cartas GT-419-2014, GT-461-2014 y GT-020-2015, en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en octubre, noviembre y diciembre 2014 respectivamente.
- Carta GT-050-2015, en la cual remite el sustento de gasto incurrido en enero 2015.

8.1.1. Costos de Electro Ucayali S.A.

Electro Ucayali S.A., en el marco de la Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM que declara la situación de restricción temporal en el sistema de Pucallpa, ha presentado los siguientes informes, con los costos incurridos:

- Carta ELECTROUCAYALI/G-501-2014/EU, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos para los meses de enero a febrero 2014.
- Carta ELECTROUCAYALI/G-1250-2014/EU, en la cual remite el sustento de los gastos incurridos para los meses de marzo a mayo 2014.
- Cartas ELECTROUCAYALI/G-1368-2014/EU, G-1530-2014/EU, G-1762-2014/EU G-1952-2014/EU en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en junio, julio, agosto y setiembre 2014 respectivamente.
- Cartas ELECTROUCAYALI/G-2176-2014/EU, G-2355-2014/EU y G-103-2014/EU en las cuales remite el sustento de los gastos incurridos en octubre, noviembre y diciembre 2014 respectivamente.
- Carta ELECTROUCAYALI/G-343-2014/EU, en la cual remite el sustento de gasto incurrido en enero 2015. Asimismo, en esta misma carta la empresa ha informado que la vigencia del contrato por el alquiler de la generación adicional con Ferrenergy SAC será hasta el 31.05.2015, para compensar el tiempo entre abril y junio que se suspendió el mismo.

En este último caso, no se está incluyendo la vigencia del contrato por el alquiler de la generación adicional con Ferrenergy SAC hasta el 31.05.2015, debido a que este aspecto contenido en la Resolución N° 015-2015-OS/CD, ha sido cuestionado por Electro Ucayali S.A. mediante recurso de reconsideración, el mismo que se encuentra en la etapa de análisis y será resuelto por el Consejo Directivo dentro del plazo legal correspondiente, cuya decisión y pronunciamiento será adoptado en la resolución de fijación de los precios en barra y aprobación del cargo por compensación por generación adicional.

8.1.2. Costos de Electro Sur Este S.A.A.

Electro Sur Este S.A.A, en el marco de la Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM, que declaró situación excepcional la operación del SEIN para las áreas comprendidas por Cusco, Apurímac y Puno, ha presentado la siguiente documentación, con los costos incurridos:

- Oficio N° G-659-2014, en el cual remite el sustento de los gastos incurridos por el contrato de capacidad adicional para los meses de abril y mayo 2014.
- Oficios N° G-821-2014 y N° G-1140-2014, en los cuales remite nuevamente el sustento de los gastos incurridos de capacidad para los meses de abril y mayo 2014, de acuerdo con las observaciones realizadas a través del Oficio N° 643-2014-GART.

Costos Totales Incurridos

De acuerdo con el Artículo 4° de la norma “Procedimiento Compensación por Generación Adicional”, aprobada mediante la Resolución 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.

Como consecuencia de los montos individuales a compensar corresponde remunerar un total de S/. 17 488 344; sin embargo se tienen saldos netos negativos pendientes de liquidar por parte de las empresas Electroperú S.A. y y Electronoroeste S.A. que ascienden a S/. 1 696 626 y S/. 51 186 respectivamente, que corresponde sean incluidos en el presente cálculo de compensación. Por lo cual, se estará previendo la transferencia de estas empresas con saldos netos negativos, a la empresa con mayor saldo neto positivo como pago a cuenta, que en este caso resulta ser la empresa Electrocentro S.A.

En este sentido, aparte de las transferencias señaladas en el párrafo anterior, el monto faltante de compensar correspondería a un total de S/. 15 740 532 para los siguientes doce meses de los cuales corresponde el 0,6% a Hidrandina S.A., el 0,7% a Electro Oriente S.A., el 36,0 % a EGEMSA, el 59,8% a Electrocentro S.A., el 1,6% a Electro Ucayali S.A. y el 1,3% a Electro Sur Este S.A.A.

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.2

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 2015 – abril 2016:

Cuadro No. G.3

	Usuario Regulado	Usuario Libre no Gran Usuario	Gran Usuario

	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/.)		111 308	
Compensación a Hidrandina S.A. (S/.)		100 600	
Compensación a EGEMSA (S/.)		5 671 651	
Compensación a Electrocentro S.A. (S/.)		9 419 788	
Compensación a Electro Ucayali S.A. (S/.)		247 670	
Compensación a Electro Sur Este S.A.A. (S/.)		189 514	
Compensación Total por DU-037-2008 (S/.)		15 740 532	
Asignado por tipo de usuario (S/.)	4 377 355	2 521 550	8 841 627
Máxima Demanda Ventas 2015 (MW)	3 706	711	1 115
Periodo de Recuperación (meses)		12	
Cargo Unitario por Generación Adicional que debe adicionarse al PCSPT (S/./kW-mes)	0,098	0,295	0,661

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, de acuerdo 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.

Por lo tanto, en esta oportunidad corresponde establecer las transferencias de las empresas Electroperú S.A. y y Electronoroeste S.A. a la empresa Electrocentro S.A. antes del 30 de mayo de 2015, de los montos que se describen en el cuadro siguiente:

Cuadro No. G.4

Aportantes / Receptoras	Electrocentro S.A.
Electroperú S.A.	S/. 1 696 626
Electronoroeste S.A.	S/. 51 186

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; 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 los siguientes: i) Base de datos del SEIN 2014-2018 en DigSilent para Estudios de Pre Operatividad; ii) Capacidades del Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN 2010 y iii) Informe Técnico de Actualización de la Capacidad de líneas, transformadores y acoplamiento de barras de octubre del año 2014.

Al respecto, se ha revisado esta información, alcanzada por el Subcomité de Generadores, con la finalidad de mantener actualizadas las características técnicas reales de las instalaciones de transmisión. En este sentido, es 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, 247,45 MW. 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 líneas con valores de 247,45 MW en los tramos Mantaro - Cotaruse – Socabaya, ya que por efecto de las pérdidas, con esta capacidad, se tiene un flujo de 460 MW medidos en Socabaya. En este caso, se ha verificado que con la Resolución N° 010-2014-D/COES se ha limitado la capacidad de la línea en 220 kV a 460 MW.

Al respecto, reiteramos lo indicado en la fijación tarifaria del año 2014, que se debe tener en cuenta 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, lo cual será incluido después del vencimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008 .

H.3 Actualización de parámetros y capacidades

Parámetros de las Líneas

Con relación a los parámetros aprobados en el proceso de fijación tarifaria del año 2014, conforme se detalla en el Informe N° 183-2014-GART, corresponde actualizar los parámetros de algunos equipos de transmisión, conforme se detalla en las tablas siguientes:

Tabla H.1. Actualización de Longitudes (km)

N°	LINEA DE TRANSMISION	Public. 2014	Propuesta. 2015
1	LNx-017 Santa Ros220kV - Industriales 220kV	12,4	6,87
2	LNx-019 Industriales 220kV - San Juan 220kV	13,97	20,5
3	LSE-54A Juliaca 220 kv - Puno 220kV	37	31

Tabla H.2. Actualización de Parámetros R-X

N°	LINEA DE TRANSMISION	Public. 2014		Propuesta 2015		Comentario
		r/KM	x/KM	r/KM	x/KM	
1	TNE-018 Pucallpa 138Kv - Pucallpa 60kV - REPOTENCIAMIENTO	0,9154	28,3781	0,4577	14,1891	Segundo transformador en paralelo.
2	LNE-120 Chilca REP 220kV - Chilca CTM 220 kV	0	0,0001	0,039	13,0061	Reactor serie en operación comercial.

Por otro lado, la nueva configuración de compensación serie en la LT 500 kV Chilca – Marcona – Ocoña - San José – Montalvo, ha motivado que se actualicen los parámetros de dicha línea, donde para el modelamiento, se están representando los tramos equivalentes Chilca – Marcona – San José – Montalvo, tal como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla H.3. Actualización de Parámetros R-X en la L.T 500 kV Chilca – Marcona – Ocoña - San José - Montalvo

N°	LINEA DE TRANSMISION	Public. 2014		Propuesta 2015	
		r/KM	x/KM	r/KM	x/KM
1	LNx-042 Chilca 500kV - Marcona 500 kV	0,0204	0,3461	0,0204	0,1211
2	LNx-043 Marcona 500 kV - San Jose 500 KV	0,021	0,1176	0,021	0,137
	LNx-043 Marcona 500 kV - San Jose 500 KV - REPOTENCIAMIENTO	-	-	0,021	0,1169
3	LSE-049 San Camilo 500 KV - Moquegua 500kV	0,0212	0,1165	0,0212	0,137
	LSE-049 San Camilo 500 KV - Moquegua 500kV - REPOTENCIAMIENTO	-	-	0,0212	0,1158

Capacidades de las Líneas

Asimismo, con relación a las capacidades revisadas en el proceso de fijación anterior, corresponde actualizar las capacidades de los siguientes equipos de transmisión.

Tabla H.4. Actualización de Capacidades

N°	LINEA DE TRANSMISION	Public. 2014	Propuesta 2015	REFERENCIA
1	LNE-003 Chiclayo 220kV - Carhuaquero 220kV	114,3114	147	Informe técnico COES/D/DO/SEV-INF-005-2013, actualizado al 02 de junio de 2014.
2	LNE010A Zapallal 220kV - NHuaral 220 kV	180	148,96	Actualización de la capacidad de la línea, el cual es concordante con la primera terna.
3	LNE010B NHuaral 220 kV - Huacho 220kV	180	148,96	
4	LNx-043 Pachachaca 220kV - Oroya 220kV	152	245	
5	TNE-009 Paragsha 138kV - Paragsha 50kV	80	86,24	Capacidad actualizada en ONAF 88 MVA.
6	LNx-017 Santa Ros 220kV - Industriales 220kV	608	223,93	Actualización de la capacidad de la línea de acuerdo al PMPO del COES, concordante con la primera terna.
7	LNx-019 Industriales 220kV - San Juan 220kV	304	223,93	
8	LNx-039 La Planicie 220kV - Industriales 220kV	353	274,4	Contrato de concesión CTM. 280 MVA.
9	LNE-098 Carhuaquer 138kV - Cutervo 138kV	48	35	Información de GFE al año 2010 proporcionado por Electronorte (limitado por el transformador de Carhuaquero).
10	LNE-099 Cutervo 138kV - Jaen 138kV	48	35	Información de GFE al año 2010 proporcionado por Electronorte (limitado por el transformador de Carhuaquero).
11	LN-039B La Planicie 220kV - Industriales 220kV	353	274,4	Contrato de concesión CTM. 280 MVA.
12	LSE-050 Onocora 220 kV - Tintaya 220 kV	300	588	Contrato de concesión ATN. 600 MVA.
13	TSE-26A Quencoro 220kV - Quencoro 138kV	220	147	Contrato de concesión ATN. 150 MVA.

Asimismo en la presente fijación, se ha uniformizado el factor de potencia igual a 0,98, para convertir las capacidades de MVA a MW, para todas las instalaciones de transmisión.

Anexo I

Costo de Operación y Mantenimiento de REP

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de Red de Energía del Perú S.A. (REP) que forman parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Cabe indicar que en la presente fijación tarifaria, no corresponde la actualización del VNR, dado que la misma se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013 y mayo 2014, según correspondía.

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES mantiene el VNR vigente de las instalaciones de REP que forman parte del SPT, toda vez que su actualización corresponderá efectuarse en la fijación tarifaria de mayo 2017 y mayo 2018, según corresponda. En cuanto al COyM de dichas instalaciones, se presenta el valor consignado en el Cuadro N° I.1.

Cuadro No. I.1

Propuesta Inicial de COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	4 265 888

I.2 Observaciones a la propuesta inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 30 de diciembre de 2014, Osinergmin, a través del Informe N° 0661-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuesto para las instalaciones de REP, las cuales se resumen a continuación:

- Se observó que existen vinculaciones incorrectas en los archivos de cálculo del VNR y COyM, es decir, se hace la vinculación a archivos en direcciones ajenas a las carpetas presentadas. Asimismo, se observó que no se adjuntan los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación. Al respecto, se requirió revisar las vinculaciones y adjuntar la relación de archivos faltantes.
- En relación al Valor Nuevo de Reemplazo utilizado en esta fijación tarifaria, únicamente para el cálculo de los inductores; se observó que mediante Oficio N° 1205-2014-MEM-DGE, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la construcción de la variante de la LT 220 kV Talara-Piura

para el retiro de la zona arqueológica de Sojo y Tangarara y que dicha construcción no ha sido considerada para determinar los inductores correspondientes a la presente fijación tarifaria. Al respecto, se requirió presentar la justificación respectiva.

- En relación al archivo fuente que justifica los resultados obtenidos para el COyM, se observó que existen dos archivos similares: "Formularios COyM - REP 2015.xls" y "COyM REP 2015.xlsx". Al respecto, se requirió indicar cuál es el archivo final a considerar en la revisión.

Asimismo, se observó que el archivo "Formularios COyM - REP 2015.xls" hace referencia al archivo "COyM REP 2015.xlsx" con una ubicación errónea, por lo cual no se puede realizar la trazabilidad.

- En relación a los archivos correspondientes al cálculo de COyM ("COyM REP 2015.xlsx" y "Formularios COyM - REP 2015.xls"), se observó que estos contienen errores del tipo "#N/A" por lo que se requirió revisar e incluir todos los archivos a los que se vinculan para evitar este tipo de errores que impiden el trazado correcto de los cálculos.
- Se observó que REP no ha uniformizado el tipo de cambio para todos los cálculos realizados por lo que se requirió revisar y actualizar el tipo de cambio, según corresponda.
- En relación a los rubros que componen los COyM, se observó que estos presentan incrementos hasta en 18% respecto a la regulación vigente; por lo cual, se requirió se explique en detalle las razones por las cuales en unos casos los valores se reducen, mientras que en otros se incrementan.
- Se observó que los costos unitarios de diversos recursos consignados en la hoja "M-002" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se encuentran en valores y sin sustento alguno. Al respecto, se requirió incluir el sustento mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones u otros que validen los valores consignados.
- Se observó que todas las hojas consideradas en el archivo "Formularios COyM - REP 2015.xls", presentan información en valores, sin ninguna vinculación. Al respecto se requirió referenciar los valores mostrados a efectos de realizar la trazabilidad de los mismos.
- Se observó que el análisis de costos unitarios de operación de centro de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se encuentra en valores lo cual no permite verificar el sustento de la remuneración mensual del operador de centro de control y el auxiliar técnico. Al respecto, se requirió incluir el sustento y vincular los valores mostrados de manera que pueda realizarse la trazabilidad de los mismos.
- Se requirió detallar el sustento con que se formula la tabla "NUMERO DE MANIOBRAS POR CANTIDAD DE CELDAS" contenida entre las celdas "W61:AC70" de la hoja "AUX-405" del archivo "COyM REP-2015.xlsx". Asimismo, se indicó que dichos valores deben guardar coherencia con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

- En relación a la hoja M-405 del archivo “Formularios COyM - REP 2015.xls”, se observó que los valores mostrados no se encuentran referenciados, lo que impide la trazabilidad de los mismos.
- En relación a los costos unitarios de mano de obra empleados para la determinación del COyM, los cuales se consignan en la hoja “M-401” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que estos se encuentran en valores impidiendo al trazabilidad de los mismos.
- Se observó que los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión consignados en la hoja “M-102” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, están multiplicados por el factor “1,03”. Al respecto, se requirió incluir el sustento de dicho factor o en su defecto realizar las correcciones respectivas.
- En relación a los costos de mantenimiento consignados en las hojas “M-101-LT”, “M-202-01”, “M-301-01” y “M-302-01” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que estos se encuentran en valores impidiendo su trazabilidad. Al respecto, se requirió incluir el sustento de dichos valores y presentar el desarrollo de costos de cada una de las actividades de mantenimiento.
- En relación a los porcentajes de SPT y/o SST considerados en la hoja “M-202-01” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que no se indica el origen y/o referencia de dichos porcentajes, observándose solamente valores. Al respecto, se requirió indicar el sustento de los valores presentados y/o corregir de ser el caso.
- En relación al resumen de costos de mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones, registrados en la hoja “M-303” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que la información mostrada se encuentra en valores lo cual no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Además, se observó que dichos valores son diferentes a los obtenidos en el detalle de módulos de mantenimiento. Al respecto, se requirió revisar el cálculo e incluir la vinculación de dichos valores.
- En relación a la hoja “M-501” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que la remuneración mensual para los cargos gerenciales y de jefaturas, se ha incrementado hasta en 109% sin sustento alguno. Asimismo, se observó que para los otros cargos, el haber mensual no ha sido actualizado conforme corresponde. Al respecto, se requirió sustentar los valores propuestos indicando la fuente correspondiente dado que los mismos obedecen a la modificación del código de registro (COD REG). Asimismo, se requirió considerar la encuesta de sueldos publicada por la empresa PriceWaterHouseCooper en lo referente al costo de personal.
- En relación a la remuneración anualizada del Directorio, consignada en la hoja “M-503” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, se observó que se está calculando con el factor de anualización para gastos mensuales, cuando debería utilizarse el factor de anualización para remuneraciones. Al respecto, se requirió explicar el criterio empleado o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas. Asimismo, se requirió fundamentar la utilización de la hoja de cálculo “M-503 adic”, que forma parte de su propuesta.

- Se observó que en las hojas “M-504” y “M-510” del archivo “COyM REP-2015.xlsx”, los montos anuales se presentan en valores sin sustento y que dichas hojas contienen los mismos conceptos pero sus montos asignados a cada uno de ellos no coinciden. Al respecto, se requirió sustentar dichos valores y presentar las razones para considerar montos distintos.

I.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES 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 la absolución a las observaciones planteadas por Osinergmin.

- En relación a las vinculaciones incorrectas de los archivos de cálculo del VNR y COyM, se señala que el archivo “VNR-REP-2015.xls” corresponde a la última fijación tarifaria de mayo 2014, el cual se ha utilizado como referencia para el presente estudio y que, considerando que en el 2015 no se realizará la actualización de ninguna instalación de transmisión del SPT de REP, no corresponde presentar archivos ya que estos obran en la base de datos de Osinergmin.
- En relación a la inclusión de la variante de la LT 220 kV Talara-Piura para el retiro de la zona arqueológica de Sojo y Tangarara como parte del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) utilizado para el cálculo de los Inductores, se señala que en este proceso de fijación tarifaria no corresponde actualizar el VNR del SPT de REP. Además, se señala que al ser el VNR un concepto que optimiza las instalaciones existentes, la variante señalada no tendría impacto sobre el VNR vigente.
- En relación al archivo fuente que justifica los resultados obtenidos para el COyM, se señala que el archivo “Formularios COyM-REP 2015.xls” es usado como interface para uniformizar la presentación de los formularios del COyM de las empresas integrantes del Subcomité de Transmisores, mientras que el archivo “COyM REP 2015.xlsx” es donde se han realizado los cálculos de cada rubro. Además, señala que en este contexto, ambos archivos se encuentran vinculados y sus resultados deben ser idénticos, por lo que la ubicación errónea que se señala en la observación queda corregida.
- Respecto a los errores del tipo “#N/A”, observados en los archivos “COyM REP 2015.xlsx” y “Formularios COyM - REP 2015.xls”, se señala que se ha procedido a la revisión de los mismos, eliminándose los errores del tipo “#N/A”.
- En relación al tipo de cambio, se señala que se han uniformizado todos los valores del tipo de cambio de la hoja “M-003-LT-01” del archivo “COyM REP 2015.xlsx”. Asimismo, se señala que se ha actualizado el archivo completo con el tipo de cambio venta de fecha 31 de diciembre de 2014 equivalente a 2,989 S./US\$.
- En relación a los incrementos en los rubros que componen los COyM, REP no explica las razones de dichos incrementos y se limita a señalar que el rubro correspondiente a mantenimiento del centro de control y telecomunicaciones ha sufrido un ajuste, debido a que el cálculo

considera que el sistema de comunicaciones del centro de control de respaldo tiene el mismo costo que el principal, teniendo en cuenta que ambos se encuentran en Lima. Además, se señala que en la anterior fijación tarifaria, el cálculo del COyM en este rubro consideraba que el centro de control de respaldo se encontraba en Arequipa y sólo llegaban las señales de las subestaciones de la región Sur, lo cual varió al haberse trasladado el centro de control de respaldo a Lima. Asimismo, como parte de su respuesta, se presenta un cuadro con las variaciones actualizadas, en donde se observa que las variaciones se incrementaron.

- Respecto a los costos unitarios de los recursos empleados para la determinación del COyM, se señala que los costos unitarios utilizados corresponden a los de la última fijación tarifaria de mayo 2014, los cuales solamente han tenido un reajuste por inflación equivalente al 3,2%, informado por el INEI.
- Respecto a los valores sin vínculos, utilizados en el archivo "Formularios COyM - REP 2015.xls", se señala que se ha revisado el archivo "Formularios COyM-REP 2015.xls", a fin de no tener información en valores, sino de vinculaciones desde el archivo "COyM REP 2015.xlsx".
- Respecto al análisis de costos unitarios de operación de centros de control, se señala que se han actualizado los costos de los operadores del centro de control conforme la estructura de las hojas de cálculo usadas en la última fijación tarifaria del año 2014 y que las remuneraciones se han mantenido, habiendo sido actualizadas sólo por el índice de inflación anual de 3,2% informado por el INEI.
- En relación al número de maniobras por cantidad de celdas, se señala que se ha mantenido la estructura considerada en los cálculos de la última fijación tarifaria del año 2014, por lo que los valores presentados mantienen la frecuencia anual de operación programada y no programada.
- Respecto a las referencias requeridas para realizar la trazabilidad en la hoja M-405 del archivo "Formularios COyM-REP 2015.xlsx", se señala que dicho archivo es una interface y que las referencias se pueden seguir en la hoja M-405 del archivo "COyM REP-2015.xlsx".
- En relación a los costos unitarios de mano de obra consignados en la hoja "M-401" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se señala que dichos costos corresponden a la última fijación tarifaria de mayo 2014, considerando únicamente su actualización por la inflación equivalente al 3,2% informado por el INEI.
- Respecto al factor "1,03" que multiplica los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión, consignados en la hoja "M-102" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se señala que dicho factor se estimó para la inflación de 3% en el país para el año 2014. Sin embargo de acuerdo a las estadísticas del INEI, la inflación alcanzó el 3,20%.
- En relación a los costos de mantenimiento consignados en las hojas "M-101-LT", "M-202-01", "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se señala que se ha mantenido la estructura considerada en las hojas de cálculo del COyM de la última fijación tarifaria del 2014 y que

REP ha considerado estos valores como información base para actualizarlos por la inflación anual informada por el INEI.

- Respecto a los porcentajes de SPT y/o SST, los cuales se encuentran en valores, se señala que se ha mantenido la estructura considerada en las hojas de cálculo del COyM de la última fijación tarifaria del año 2014, por lo que se ha considerado dichos valores como información base para actualizarlos por la inflación anual informada por el INEI.
- En relación al resumen de costos de mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones, registrados en la hoja "M-303" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se señala que se ha verificado y corregido los valores que presentaban algunas diferencias y que ello ha sido actualizado en el archivo "COyM REP-2015 Rev1.xlsx".
- Respecto a la remuneración mensual para los cargos gerenciales y de jefaturas, se señala que la propuesta considera uniformizar los haberes de Gerentes y Jefes, conforme al archivo "Costo Recurso Personal.xls" usado por Osinerghmin en la última fijación tarifaria del año 2014 y que se actualiza conforme al siguiente detalle:
 - o Gerentes (Operaciones, Transmisión y Comercial) en USD 11 215.
 - o Jefes (Unidad de Análisis Operativo, Centro de Control, Unidades de Transmisión y Departamento de Mantenimiento Especializado) en USD 8 281.

Asimismo, señala que la variación del 109% no refleja un incremento, sino una uniformidad con el resto de jefaturas de las áreas operativas de una empresa de la envergadura de REP.

Además, menciona que sería conveniente que Osinerghmin ponga a disposición de las empresas que sustentan el COyM, la encuesta de PWC a efectos de transparencia y utilización de una misma fuente, año y edición.

Adicionalmente, señala que en el organigrama de REP (el cual presenta como parte de su respuesta) existen más dependencias que las consideradas en los formatos de Osinerghmin.

- En relación a la remuneración anualizada del Directorio, se señala que si se revisa los cálculos del COyM de los últimos años, se puede apreciar que la remuneración del Directorio siempre ha sido afectada por el factor de anualización para Gastos, debido a que las Dietas que perciben los miembros del Directorio no corresponden a rentas de 5ta categoría, ya que no son personal de planilla de la empresa. Asimismo, señala que la hoja de cálculo "M-503 adic" se utilizó para calcular los costos de gestión de personal del SST y que dicho cálculo se insertará en una columna dentro de la misma hoja "M-503", por lo que se ha eliminado del nuevo archivo "COyM REP 2015 Rev1.xlsx".
- Respecto a los montos anuales registrados como valores en las hojas "M-504" y "M-510" del archivo "COyM REP-2015.xlsx", se señala que se ha mantenido la estructura considerada en las hojas de cálculo del COyM de la última fijación tarifaria del año 2014, por lo que se ha considerado estos

valores como información base para actualizarlos por la inflación anual informada por el INEI. Asimismo, se señala que se ha revisado los montos asignados en el archivo actualizado "COyM REP-2015.xlsx".

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

Cuadro No. I.2
Propuesta Final de COyM del SPT de REP

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	4 365 074

I.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

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

I.4.1. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el Subcomité de Transmisores del COES y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular, para ello se han considerado las siguientes 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 3,058 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 30 de enero de 2015, en forma preliminar.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), se han utilizado los valores vigentes de VNR, los mismos que fueron actualizados con los Módulos Estándares de Inversión aprobado con Resolución N° 016-2015-OS/CD.

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

Conforme ya fue indicado en las fijaciones de los años anteriores, 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 la absolución 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, los cuales están a disposición de cualquier interesado en la respectiva página web.

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

En cuanto a los costos de mantenimiento del Centro de Control Principal y de Respaldo, conforme a lo indicado en la absolución a las observaciones, se ha considerado para el Centro de Control de Respaldo las mismas actividades consideradas para el Centro de Control Principal, con excepción de las actividades “limpieza de RTU’s” y “Diagnóstico y reparación de RTU’s”, toda vez que estas actividades ya se encuentran consideradas dentro de las actividades de mantenimiento predictivo y preventivo del Centro de Control Principal. El detalle de dichos costos se puede verificar en el archivo “MODULO DE MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL (Respaldo).xls” que forma parte de los archivos de cálculo.

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 fijación de tarifas del año 2014, 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 2015. Cabe indicar que los resultados de dicha encuesta están debidamente publicados con todos los archivos de cálculo en la página web de Osinerghmin.

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 2013.

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.

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 Resolución Ministerial 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.

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 mantenido los mismos porcentajes de prima determinados en la fijación del año 2014, que correspondió al 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\$ 4 022 962, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° I.4
COyM del SPT de REP (en US\$) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	431 259
Operación CC	42 819
Operación de Subestaciones	388 440
MANTENIMIENTO	1 320 578
Líneas de Transmisión	916 409
Subestaciones	354 764
Mantenimiento CC Y TEL	49 405
GESTIÓN	2 117 529
Personal	988 904
No Personales	1 128 625
Costos No Personales sin Seguros	698 161
SEGUROS	430 464
SEGURIDAD	153 596
Sub Total COyM	4 022 962
VNR	137 218 695
COyM/VNR	2,93%

Anexo J

Costo de Operación y Mantenimiento de ETESELVA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de la empresa Eteselva S.R.L. (ETESELVA) 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 la misma se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

J.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES 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	1 141 107

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 30 de diciembre de 2014, Osinergmin, a través del Informe N° 0661-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de ETESELVA, las cuales se resumen a continuación:

- Se observó que los archivos correspondientes al COyM han sido presentados con nombres que no corresponden a la fijación actual. Al respecto, a fin de evitar confusiones, se requirió renombrar los archivos con nombres que correspondan a la actual fijación tarifaria.
- Se observó que existe vinculación incorrecta entre los archivos de cálculo del VNR y COyM, presentados como parte del ESTUDIO, es decir, se hace vinculación o referencia de archivos ubicados en direcciones ajenas a las carpetas presentadas. Asimismo, se observó que no se adjuntan los

archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación, lo cual no permite su trazabilidad y revisión. Al respecto, se requirió revisar y adjuntar la relación de archivos faltantes.

- En relación al tipo de cambio utilizado en la propuesta, se observó que éste se encuentra desactualizado y que se ha utilizado un tipo de cambio idéntico a la propuesta de la fijación anterior. Al respecto, se requirió actualizar según corresponda.
- En relación al informe presentado por ETESELVA, se observó que se encontraron capítulos repetidos y errores de redacción. Además, se observó que lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo. Al respecto, se requirió revisar dicho informe y realizar las respectivas correcciones. Asimismo, a manera de ejemplo se observaron las siguientes inconsistencias:
 - o El resumen ejecutivo es similar a los antecedentes, cuando el resumen ejecutivo debe reflejar la metodología aplicada y sintetizar los resultados obtenidos.
 - o ETESELVA debe corregir el pie de página, debido a que su Informe hace referencia un periodo pasado.
 - o Existen errores de redacción; por ejemplo en el punto 2.5.1, se hace mención a un Transformador “Zig Zig”, cuando debiera ser “Zig zag”; asimismo, en el punto 2.5.2, se hace mención a un seccionador "tripular", cuando debiera ser “tripolar”; asimismo, se mencionó que los errores observados en la actual propuesta, son idénticos a los indicados en la fijación anterior. Al respecto, se requirió realizar una revisión integral del informe.
 - o En los numerales 4.6.1, 4.6.2 y 4.6.3 del informe, se indica que se emplearon los costos actualizados de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2012. Al respecto, se requirió explicar el empleo de costos referidos a módulos que no se encuentran vigentes o, de ser el caso, realizar las correcciones en su propuesta. Además, se señaló que a la fecha, se dispone de una Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2014.
 - o Los valores mostrados en el cuadro 4.9-1 (Resultados) de su Informe, difieren con los datos alcanzados en la “Hoja1” del archivo “Resumen Eteselva.xlsx”, la misma que contiene información registrada en valores (sin vínculos y/o referencias), imposibilitando realizar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se requirió corregir e incluir la vinculación de dichos valores.
- En relación a los rubros que componen el COyM, se observó que estos presentan incrementos mayores al 150% respecto a los costos considerados en la regulación vigente. Al respecto, se requirió revisar dichos costos y explicar dichas variaciones, máxime si se tiene en cuenta que el VNR no se ha modificado.

- En relación a los rubros que componen el COyM, se observó variaciones considerables en lo que respecta a operación de subestaciones y mantenimiento de subestaciones, centro de control y telecomunicaciones. Al respecto, se requirió que ETESELVA sustente dichos montos.
- En relación al rubro de operación de centros de control, se observó que ETESELVA ha considerado un porcentaje de dedicación a la transmisión del 100%, el mismo que se encuentra en valores y no cuenta con sustento ("Formulario M-401.xls", hoja "M-405"). Al respecto, se requirió el sustento del valor propuesto, toda vez que en la fijación vigente se ha obtenido un porcentaje de participación del 76,47%, en función al número de señales dedicadas para cada actividad del grupo económico.
- Se observó que en la hoja "Resumen SE" del archivo "Formulario M-401.xls"; para la asignación de costos de operación entre empresas, se ha calculado un porcentaje dedicado al SPT de 49,4%, cuando el valor vigente es de 37,15%. Al respecto, se requirió al SUBCOMITE sustentar el valor propuesto.

Asimismo, se precisó que la dedicación al Sistema Principal de Transmisión, es la misma en la Operación del Centro de Control y el Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control. En ese sentido, se requirió que la empresa sustente la diferencia entre dichos rubros.

- En relación a la descripción de actividades que realiza ETESELVA en la hoja "M-402" del archivo "Formulario M-401.xls" (actividades de operación), se observó que la mayoría corresponden a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica cuando tales actividades no pueden ser consideradas como actividades de operación. Al respecto, se requirió justificar la propuesta y, de ser el caso, corregir donde corresponda.
- Se observó que ETESELVA ha presentado un formato para el análisis de costos unitarios para las subestaciones de Paramonga, Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, el cual difiere con la nomenclatura y codificación de las partidas aprobadas en la fijación vigente. Al respecto, se requirió que se indique qué partidas se ha incluido y/o modificado sobre la base de los formatos utilizados en la fijación tarifaria del año 2014.
- En relación al costo de mantenimiento anual de líneas de transmisión, se observó que ETESELVA ha considerado valores que difieren de los valores vigentes (en el orden del 35%). Al respecto, se requirió explicar y justificar estas diferencias o, en su defecto, realizar las correcciones donde corresponda.
- En relación al análisis de costos de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión para la región costa, se observó que ETESELVA ha considerado un tipo de cable de guarda (1 EHS) para las actividades "Reparación de Conductores o Cable de Guarda" y "Cambio de Conductores o de Cable de Guarda". Al respecto, se señaló 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 ese sentido, se requirió revisar cada una de las actividades consideradas para el mantenimiento de las líneas de

transmisión a fin de que los costos totales reflejen actividades que realmente se realizan para cada módulo.

- Se observó que ETESELVA ha considerado en su cálculo del costo de mantenimiento anual de subestaciones, valores que difieren significativamente con respecto a los valores vigentes. Al respecto, se requirió explicar y justificar las diferencias o, en su defecto, realizar las correcciones donde corresponda.
- Se observó que ETESELVA ha considerado en su cálculo del costo de mantenimiento anual del centro de control, un monto que difiere en 26% con respecto al valor vigente. Al respecto, se requirió explicar y justificar las diferencias o, en su defecto, realizar las correcciones donde corresponda.
- En relación a la gestión de personal, se observó que ETESELVA ha incluido un analista de compras dedicado a la transmisión. Al respecto, se requirió sustentar la inclusión de dicho analista o, en su defecto, corregir donde corresponda.
- 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 entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio, lo cual difiere del criterio establecido en la regulación tarifaria del 2014 y que ha sido utilizado en las diferentes fijaciones tarifarias. Al respecto, se requirió que el SUBCOMITE presente los respectivos sustentos que validen el criterio propuesto por ETESELVA.
- En cuanto a la revisión efectuada a la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observó que la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación. Al respecto, se requirió que el SUBCOMITE presente la justificación pertinente o, de ser el caso, realice las correcciones respectivas en su propuesta.
- En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observó que estos no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME. Al respecto, se requirió justificar el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial.
- Se observó que el factor del ITF determinado en la hoja "alternativas no personales" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista y que ETESELVA ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, se requirió justificar la utilización de dicho factor o, en su defecto, realizar las correcciones respectivas en su propuesta.

Asimismo, se señaló que el Informe del Tributarista, mencionado en la presente observación, fue tratado en las fijaciones anteriores y que para mayor detalle se puede acceder al Informe Legal N° 0154-2011-GART, disponible en la Página Web de Osinergmin.

- 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 2014, resultó 0,246%. Al respecto, se requirió presentar el sustento correspondiente y, de ser el caso, corregir la prima (%) donde corresponda.

J.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES 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 Osinerghmin.

- En relación a los nombres de los archivos correspondientes al COyM, ETESELVA señala que ha subsanado las observaciones realizadas por Osinerghmin, considerando el archivo COyM ETESELVA 2014.
- En relación a la vinculación incorrecta entre los archivos de cálculo del VNR y COyM, presentados como parte del ESTUDIO, ETESELVA señala que ha subsanado las observaciones realizadas por Osinerghmin.
- En relación al tipo de cambio utilizado en la propuesta, se señala que se ha subsanado las observaciones realizadas por Osinerghmin.
- En relación al informe presentado por ETESELVA, en donde se observó capítulos repetidos y errores de redacción y que lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo, ETESELVA señala lo siguiente:
 - o En relación al resumen ejecutivo, se señala que se ha subsanado las observaciones realizadas por Osinerghmin.
 - o En relación al pie de página de su informe, se señala que se ha subsanado las observaciones realizadas por Osinerghmin.
 - o Respecto a los errores de redacción, ETESELVA señala que ha corregido los errores de digitación observados por Osinerghmin.
 - o En relación al empleo de costos referidos a módulos que no se encuentran vigentes, ETESELVA 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 el Osinerghmin 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.
 - o Respecto a la observación relacionada a los valores mostrados en el cuadro 4.9-1 (Resultados) de su Informe, ETESELVA no respondió dicha observación.

- Respecto al incremento en los rubros que componen el COyM, se señala que el cálculo realizado por ETESELVA en el presente proceso es similar respecto a los años anteriores. No obstante, ETESELVA señala que ha realizado la revisión de sus costos y que los resultados son mostrados en el informe, en el que se observa que las diferencias persisten, siendo la principal diferencia los costos de gestión (personal y no personal).
- Respecto a las variaciones considerables en los costos de operación y mantenimiento de subestaciones, centro de control y telecomunicaciones, se señala que el cálculo realizado por ETESELVA en el presente proceso es similar respecto a los años anteriores.
- Respecto al porcentaje de dedicación a la transmisión utilizado en el rubro de operación de centros de control, ETESELVA señala que se le debe reconocer el 100% de los costos de módulos de telecomunicación y centro de control, ya que se ha empleado el concepto de empresa modelo, según lo establecido por Osinergmin. Esta empresa modelo incluye un centro de control mediano de acuerdo a la cantidad de subestaciones que opera la empresa.
- Respecto a la asignación de costos de operación entre empresas, ETESELVA señala que es incorrecto lo manifestado por el Osinergmin, toda vez que el VNR de ETESELVA fue recalculado en la Fijación de Precios en Barra mayo 2013 – abril 2014.
- Respecto a la descripción de actividades de operación realizadas en la hoja "M-402" del archivo "Formulario M-401.xls", ETESELVA señala que ha eliminado las actividades no correspondientes a la operación de subestaciones, recalculando el Formulario M-402. Sin embargo, señala que Osinergmin en el rubro "Mantenimiento de Subestaciones" solo considera el mantenimiento del equipamiento y no el de la infraestructura civil, la cual es necesaria.
- Respecto al análisis de costos unitarios para las SET's Paramonga, Vizcarra, Tingo María y Aguaytía, ETESELVA señala que ha basado su propuesta en partidas reales empleadas en la operación de sus instalaciones y que no necesariamente son las mismas que las utilizadas por Osinergmin.
- Respecto al costo de mantenimiento anual de líneas de transmisión, se señala que los precios unitarios empleados en su propuesta tarifaria fueron actualizados al 31 de octubre de 2014 y que Osinergmin, en la hoja "M-101-LT-01", actualizó sus precios unitarios al 31 de enero de 2009. Es decir, ETESELVA está utilizando los mismos elementos pero con tipos de cambio actualizados.
- Respecto a los cables de guarda utilizados en el análisis de costos de las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión para la región costa, ETESELVA señala que de la revisión realizada a dicha actividad se ha verificado que no ha empleado cable de guarda.
- En relación al cálculo del costo de mantenimiento anual de subestaciones, señala que las diferencias obedecen a que Osinergmin, en el archivo "COyM ETESELVA-2014.xls" con el que calculó el COyM de ETESELVA para la fijación del año 2014, consideró hojas con información en valores,

específicamente para el caso de la hoja "M-202-01", lo que no permitió que se actualicen los módulos de mantenimiento descritos en la hoja "M-201-01".

- Respecto al cálculo del costo de mantenimiento anual del centro de control, en el cual se observó que el monto difiere en 26% con respecto al valor vigente, ETESELVA señala que la respuesta a esta observación es similar a la respuesta de la observación referida al incremento de los costos de operación de centros de control.
- Respecto al analista de compras dedicado a la transmisión, se señala que ETESELVA ha considerado un analista de compras y Osinermin un asistente administrativo y que ambos trabajadores tienen las mismas funciones y sueldos similares.
- En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%) para el rubro "Transmisión", señala que el porcentaje de dedicación ha sido calculado en función al valor de los activos de ETESELVA respecto al valor total de los activos de todas las empresas del Grupo Aguaytía y que estos índices se han calculado con la información de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013.

Asimismo, señala que el criterio de asignación por ventas es errado, ya que las tres empresas del Grupo Aguaytía desarrollan actividades distintas y tienen ingresos diferentes.

Además, menciona que sin perjuicio de lo anterior, para determinar los costos de personal de ETESELVA asignando los costos del personal del Grupo Aguaytía en función a las ventas, Osinermin, debe considerar todas las áreas y la totalidad del personal del Grupo Aguaytía y no solo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a ETESELVA frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

- *Respecto a que la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación, ETESELVA señala que ha empleado el concepto de empresa modelo de transmisión, según lo establecido por Osinermin y que 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 de necesario para estas áreas, que garantice una operación eficiente y confiable de las instalaciones de transmisión.*

Además, señala que sin perjuicio de lo anterior, para determinar los costos del personal de ETESELVA asignando los costos del personal del Grupo Aguaytía en función a las ventas, Osinermin debe considerar todas las áreas y la totalidad del personal del Grupo Aguaytía y no solo las correspondientes a una empresa de transmisión modelo, ya que esto perjudica a ETESELVA frente a otras empresas dedicadas exclusivamente a la transmisión.

- Respecto a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), ETESELVA señala que la resolución R.M. N° 197-94-EM/VME, no es de

aplicación para el caso de empresas que no presentan ampliaciones y/o modificaciones en su sistema de transmisión, pudiendo corresponder su aplicación a empresas de distribución que se encuentran en continuo cambio. Asimismo, señala que el otro 25% no es considerado por el Osinerghmin en ninguna inversión o estudio.

- Respecto a que el factor del ITF no ha sido afectado por el 70% (cuando así lo indica el informe del tributarista), ETESELVA no respondió lo requerido en la presente observación y se limitó a solicitar al Osinerghmin que presente el informe del tributarista referido para así poder evaluar y contrastar el empleo de los porcentajes utilizados.
- Respecto al porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión, se señala que se ha considerado la observación planteada por Osinerghmin.

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	1 140 235

J.4 Análisis y Propuesta de Osinerghmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES 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 y los análisis realizados por Osinerghmin 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 3,058 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 30 de enero de 2015 en forma preliminar.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), Osinerghmin ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución N° 053-2013-OS/CD, el mismo que fue actualizado con los Módulos Estándares de Inversión aprobado por la Resolución N° 016-2015-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.

Respecto a la hoja "M-101-LT-01", para lo cual ETESELVA señala que contiene precios unitarios al 31 de enero de 2009, cabe señalar que la información registrada en dicha hoja no forma parte del cálculo final de costos de mantenimiento de líneas de transmisión.

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 2015.

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, 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, 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, se ha mantenido los mismos porcentajes de prima determinados en la fijación del año 2014, que correspondió al 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. Además, en la observación realizada a la propuesta inicial correspondiente a la presente fijación tarifaria, se le indicó que este aspecto fue tratado en las fijaciones anteriores y que para mayor detalle la empresa podía acceder al Informe Legal N° 0154-2011-GART, disponible en la Página Web de Osinergmin. En consecuencia, ETESELVA no debe estar solicitando dicho informe en cada proceso de fijación tarifaria, toda vez que se le ha dado todas las facilidades para acceder al informe del tributarista.

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\$ 649 943, según el detalle que se muestra en el Cuadro N° J.3:

Cuadro N° J.3

COyM del SPT de ETESELVA (en US\$) – Análisis de Osinerghin

OPERACIÓN	66 564
Operación CC	37 364
Operación de Subestaciones	29 200
MANTENIMIENTO	187 461
Líneas de Transmisión	88 563
Subestaciones	39 913
Mantenimiento CC y TEL	58 986
GESTIÓN	374 038
Personal	188 545
No Personales	185 493
Costos No Personales sin Seguros	116 243
SEGUROS	69 251
SEGURIDAD	21 881
Sub Total COyM	649 943
VNR	21 642 013
COyM/VNR	3,00%

Anexo K

Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de 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 la misma se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

K.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES mantiene el VNR vigente de las instalaciones de ANTAMINA 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° K.1.

Cuadro N° K.1

Propuesta Inicial de COyM del SPT de ANTAMINA

DESCRIPCION	TOTAL (US\$)
COyM	22 243

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 30 de diciembre de 2014, Osinergmin, a través del Informe N° 0661-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuesto para las instalaciones de ANTAMINA, las cuales se resumen a continuación:

- En relación al archivo correspondiente al VNR de ANTAMINA que correspondía actualizar únicamente para los inductores, se observó que este ha sido presentado con el nombre "VNR-ANTAMINA-2014.xls" cuando corresponde al cálculo de la fijación tarifaria 2015; en ese sentido, se requirió renombrar el mismo como "VNR-ANTAMINA-2015.xls".

Asimismo, se requirió que el archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls" sea renombrado como "COyM-ANTAMINA-2015.xls".

- Respecto al archivo de cálculo "VNR-ANTAMINA-2014.xls", se observó que no se adjuntan los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación, lo cual no permite su trazabilidad y revisión. Al respecto, se requirió revisar y adjuntar la relación de archivos faltantes.
- Se observó que el archivo "VNR-ANTAMINA-2014.xls" contiene errores del tipo "#N/A" y "#¿NOMBRE?". Al respecto, se requirió revisar e incluir todos los archivos a los cuales se hacen vinculaciones para evitar este tipo de errores que impiden realizar el trazado correcto de los cálculos.
- En relación a la hoja "RESUMEN" del archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls", se observó que presenta un cuadro titulado SISTEMA DE TRANSMISIÓN ETESELVA. Al respecto, se requirió corregir el título del cuadro, toda vez que la información mostrada corresponde a la empresa ANTAMINA.
- En relación al cálculo del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) presentado en la hoja "ITF" del archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls", se observó que no se han actualizado los periodos que corresponden al cálculo del factor "ITF". Al respecto, se requirió explicar la utilización de dicho periodo o, en su defecto, realizar la corrección donde corresponda.
- Se observó que los rubros que componen los COyM, presentan incrementos hasta en 16% respecto a los considerados en la regulación vigente. Al respecto, se requirió explicar en detalle las razones por las cuales en algunos casos los valores se reducen, mientras en otros se incrementan.
- Se observó que el precio unitario considerado para el operador de centro de control y el auxiliar técnico en la hoja "M-403" del archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls", hacen referencia al precio en obra (por unidad) presentado en la hoja "M-002" para el cual se utiliza un valor (precio base) que no hace referencia a ningún otro, por lo cual no es posible realizar la trazabilidad del mismo. Al respecto, se requirió indicar la fuente a través del cual se obtienen los valores de precio base.
- Se observó que el costo unitario considerado en la hoja "M-402" del archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls", hace referencia al precio en obra (por unidad) presentado en la hoja "M-002", para el cual se utiliza un valor (precio base) que no hace referencia a ningún otro, por lo cual no es posible realizar la trazabilidad del mismo. Al respecto, se requirió indicar la fuente a través del cual se obtienen los valores de precio base.

Asimismo, se indicó que para la determinación de los costos unitarios de operación, se debe considerar la frecuencia anual de operación programada y no programada, las cuales deben guardar coherencia con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo; en base a ello, se requirió indicar si se ha considerado dicho criterio y se presente los archivos de sustento.

- En relación a los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas “M-301-01” y “M-302-01” del archivo “Formularios COyM-ANTAMINA.xls”, se observó que se hace referencia a valores ubicados en la hoja “M-002” que no se encuentran referenciados, lo cual no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se requirió incluir el sustento de dichos valores.
- Se observó que no se han actualizado los costos de gestión de personal (remuneración mensual) consignados en la hoja “M-501” del archivo “Formularios COyM-ANTAMINA.xls”. Al respecto, se requirió actualizar dichos costos debidamente vinculados tomando como referencia el tipo de empresa.
- Se observó que en las hojas “M-504” y “M-510” del archivo “Formularios COyM-ANTAMINA.xls”, los montos anuales se presentan en valores que carecen de sustento, los mismos que deben ser presentados.

Asimismo, se observó que ambas hojas contienen los mismos conceptos pero sus montos asignados no coinciden; además, se observó que se ha determinado el costo de personal sin seguros como la suma de los montos totales de las hojas “M-504” y “M-510”. Ante ello, se requirió explicar los criterios asumidos en los cálculos correspondientes.

K.3 Respuesta a Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES 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.

- Respecto al nombre de los archivos de cálculo de la fijación tarifaria 2015, se señala que por un error involuntario los archivos correspondientes al VNR y COyM de ANTAMINA fueron nombradas haciendo referencia al año 2014. Al respecto, se señala que se ha procedido a renombrar los archivos haciendo referencia al año 2015.
- Respecto a los archivos faltantes relacionados con el archivo de cálculo “VNR-ANTAMINA-2014.xls”, se señala que se ha revisado y corregido las vinculaciones y se ha incluido los archivos faltantes.
- Respecto a los errores del tipo “#N/A” y “#¿NOMBRE?” observados en el archivo “VNR-ANTAMINA-2014.xls”, se señala que se ha revisado y corregido las vinculaciones de las diferentes celdas para corregir los errores de este tipo.
- En relación a la hoja “RESUMEN” del archivo “Formularios COyM-ANTAMINA.xls”, se señala que por un error involuntario la hoja resumen hacía referencia a otro sistema de transmisión y que se ha procedido a corregir el título del formulario.
- Respecto al Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se señala que se ha actualizado los periodos correspondientes al cálculo del factor

ITF; no obstante, la actualización de dichos periodos no tiene incidencia en los cálculos.

- Se señala que la disminución de costos para la operación de centros de control se debe a que las operaciones de centro de control han disminuido por efecto del incremento del tipo de cambio, dado que los costos de la mano de obra están en soles y al referirlos a dólares estos son menores y se menciona que el tipo de cambio en la fijación de mayo de 2014 era de 2,809 (31/03/2014) y que cuando se efectuó el informe el tipo de cambio era de 2,918 (30/10/2014).

Asimismo, se señala que respecto al incremento en la operación de subestaciones, este se debe al incremento en los costos de los materiales, equipos y herramientas, cuyas fuentes se encuentran señaladas en la hoja "M-001".

- Se señala que el precio unitario considerado para el operador de centro de control y el auxiliar técnico corresponde a los valores empleados por Osinerghmin en la fijación de tarifas de mayo de 2014 y que dichos valores han sido actualizados en función a la información contenida en el archivo "Costo Recurso Personal.xls" que por error involuntario no fue incluido.
- Se señala que los costos unitarios utilizados en la hoja "M-402" hacen referencia a los costos unitarios de operación y que dicha hoja está vinculada a la hoja "M-401" en donde se efectúa el análisis de costos unitarios por cada actividad; además, se señala que la hoja "M-401" está vinculada con la hoja "M-002", la cual contiene los precios unitarios de los recursos y que a su vez está vinculada a la hoja "M-001", la cual contiene el análisis de los precios unitarios de los recursos de acuerdo a la información recopilada de las diferentes fuentes disponibles (revista COSTOS, SODIMAC, entre otras) y que aquellos valores de la hoja "M-002" que no tienen vinculación se debe a que se está usando los valores calculados por Osinerghmin en la fijación de mayo del año 2014.

Asimismo, señala que respecto a la determinación de costos unitarios de operación, se ha considerado la frecuencia anual de operación programada y no programada de acuerdo a lo aprobado por Osinerghmin en la fijación de tarifas de mayo del año 2014.

- Se señala que los costos unitarios utilizados en la hoja "M-301" y "M-302" hacen referencia a los módulos de mantenimiento de equipos de telecomunicaciones y centros de control y que dichas hojas están vinculadas a la hoja "M-004" en donde se resume las actividades de mantenimiento; además, se señala que la hoja "M-004" está vinculada con la hoja "M-003" y esta a su vez está vinculada con la hoja "M-002" que contiene los precios unitarios de los recursos. Asimismo, se señala que la hoja "M-002" está vinculada a la hoja "M-001" la cual contiene el análisis de precios unitarios de los recursos de acuerdo a la información recopilada de las diferentes fuentes disponibles (revista COSTOS, SODIMAC, entre otras) y que aquellos valores de la hoja "M-002" que no tienen vinculación se debe a que se está usando los valores calculados por Osinerghmin en la fijación de mayo del año 2014.
- Respecto a la remuneración mensual consignada en la hoja "M-501" del archivo "Formularios COyM-ANTAMINA.xls", se señala que por un error

involuntario no se hizo la actualización ni vinculación de dicha hoja y que se está incluyendo los costos actualizados así como el archivo “Costo Recurso Personal.xls”, que contiene el análisis de los costos de gestión de personal.

- Respecto a las hojas “M-504” y “M-510” del archivo “Formularios COyM-ANTAMINA.xls”, se señala que si bien dichas hojas contienen varios conceptos similares o iguales, estos están referidos a actividades diferentes ya que la hoja “M-504” está referida a los costos de gestión no personales, mientras que la hoja “M-510” está referida a los costos de administración no personales (costos indirectos de transmisión). En consecuencia, 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.

Asimismo, respecto a los valores empleados en las hojas “M-504” y “M-510”, señala que estos corresponden a la información utilizada por Osinerghin en el proceso de fijación tarifaria del año 2014. En ese sentido, indica que es Osinerghin quien debe sustentar el uso de dichos valores.

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	22 143

K.4 Análisis y Propuesta de Osinerghin

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES 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 y los análisis realizados por Osinerghin sobre el particular, para ello se han 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 3,058 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 30 de enero de 2015, de manera preliminar.

- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), Osinergmin ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución N° 053-2013-OS/CD, los mismos que fueron actualizados con los Módulos Estándares de Inversión aprobado con Resolución N° 016-2015-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

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

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

Costos de gestión

Para el cálculo de la participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la información de inversión consignada en la página Web de ANTAMINA, los ingresos estimados en función a la producción declarada el año 2013, la información obtenida del documento "REPORTE MINERIA 2014" 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 2015.

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.

Respecto a los costos de seguros, se ha mantenido los mismos porcentajes de prima determinados en la fijación del año 2014, que correspondió al 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\$ 20 086, según el detalle que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. K.3
COyM del SPT de ANTAMINA (en US\$) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	2 328
Operación CC	105
Operación de Subestaciones	2 223
MANTENIMIENTO	7 507
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	7 342
Mantenimiento CC y TEL	166
GESTIÓN	8 562
Personal	4 027
No Personales	4 536
Costos No Personales sin Seguros	1 679
SEGUROS	2 857
SEGURIDAD	1 688
Sub Total COyM	20 086
VNR	920 541
COyM/VNR	2,18%

Anexo L

Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABAN

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (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 la misma se realizó en la fijación tarifaria de mayo 2013.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el Subcomité de Transmisores del COES 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	35 768

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el procedimiento regulatorio, con fecha 30 de diciembre de 2014, Osinergmin, a través del Informe N° 0661-2014-GART, comunicó por escrito sus observaciones al estudio técnico económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

- En relación a los archivos correspondientes al COyM, se observó que estos han sido presentados con nombres que no corresponden a la fijación actual cuando dichos archivos corresponden a los cálculos de la

fijación tarifaria 2015. En ese sentido, a fin de evitar confusiones, se solicitó renombrar los archivos con nombres que correspondan con la actual fijación.

- Se observó que existe una vinculación incorrecta entre los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del ESTUDIO, es decir, se hace la vinculación a archivos en direcciones ajenas a las carpetas presentadas. Asimismo, se observó que no se adjuntan los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación, lo cual no permite su trazabilidad y revisión. Al respecto, se solicitó revisar el ESTUDIO y adjuntar los archivos faltantes, los cuales fueron indicados en el Cuadro N° 10 del Informe N° 0661-2014-GART.
- Respecto al cálculo de inductores correspondiente a la presente fijación, se observó que SAN GABÁN ha utilizado información de los Estados Financieros del año 2012; sin embargo, en su propuesta ha alcanzado como sustento los estados financieros auditados al año 2013. Al respecto, se requirió que SAN GABÁN actualice los cálculos realizados en base a los Estados Financieros del 2013.
- En relación al informe presentado por SAN GABAN, se observó capítulos repetidos y errores de redacción; asimismo, se observó que lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo. Al respecto, se requirió que dicho informe sea revisado a fin de realizar las respectivas correcciones y se presentó a manera de ejemplo las siguientes inconsistencias:
 - o El pie de página del ESTUDIO hace referencia a un periodo pasado. Se requirió corregir el pie de página.
 - o El resumen ejecutivo es idéntico a los antecedentes. Se requirió desarrollar el resumen ejecutivo de manera tal que refleje la metodología aplicada y sintetice los resultados obtenidos.
 - o En los numerales 4.6.1, 4.6.2 y 4.6.3, se indica que se emplearon los costos actualizados de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2012. Asimismo, se hace referencia a costos empleados por Osinergmin en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014. Al respecto, se solicitó explicar el empleo de costos referidos a fijaciones que no se encuentran vigentes o, de ser el caso, realizar las correcciones respectivas en su propuesta. Asimismo, se señaló que a la fecha, se dispone de una Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2014.
 - o En el punto B “remuneraciones” del capítulo 4.7, se indica que las remuneraciones reconocidas a San Gabán, corresponden a la “última” fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012; sin embargo, la última fijación de Precios en Barra corresponde al periodo mayo 2014 – abril 2015. Al respecto, se solicitó explicar el uso de las remuneraciones correspondiente a la fijación de tarifas del año 2011 o, en su defecto, se realicen las correcciones respectivas en su propuesta.

- Respecto a los rubros que componen los COyM, se observó que estos experimentan incrementos superiores al 210% respecto a los costos considerados en la regulación vigente. Al respecto, se requirió revisar dichos costos y explicar dichas variaciones, especialmente en lo que respecta a la operación y mantenimiento que son rubros que experimentan variaciones hasta de 279%.
- Se observó que el SUBCOMITE no indica en el análisis de costos unitarios, la fuente de donde provienen los costos consignados; por ejemplo, en la hoja "M-002", del archivo "Formulario M-401.xls", para el jefe de operaciones no se ha alcanzado la fuente que justifique dicho costo. Al respecto, se requirió justificar la propuesta dada incluyendo la fuente correspondiente.
- En relación al archivo "Formulario M-401.xls", se observó que para determinar el costo de Operación del Centro de Control, se hace referencia a diversas hojas de cálculo que no forman parte de la propuesta presentada por SAN GABÁN, lo cual no permite efectuar la trazabilidad del mismo. Al respecto, se requirió realizar las correcciones en las vinculaciones y presentar los archivos a los que se hace referencia.
- En relación a la descripción de actividades que realiza SAN GABAN en el archivo "Formulario M-401.xls, hoja M-402", se observó que la mayoría corresponden a actividades inherentes al mantenimiento de equipos e infraestructura civil y eléctrica cuando tales actividades no pueden ser consideradas como actividades de operación. Asimismo, se señaló que de las actividades descritas, las que sí están relacionadas con la operación son: las maniobras de equipos por mantenimiento o fallas, conforme se ha reconocido en la regulación vigente. Al respecto, se requirió justificar la propuesta y, de ser el caso, corregir donde corresponda. Asimismo, se indicó que estas observaciones se han formulado en fijaciones anteriores y que no se ha presentado la justificación correspondiente.
- En relación a las actividades de operación de subestaciones propuestas por SAN GABAN en la hoja "M-402" del archivo "Formulario M-401.xls", se observó que se consideran frecuencias mensuales para las diferentes actividades cuando existen actividades que no necesariamente tienen una frecuencia mensual como las maniobras de equipos. Al respecto, se requirió justificar el criterio aplicado o, en su defecto, realizar la corrección donde corresponda.
- En relación a la hoja "M-201" del archivo "Formularios M-201.xls", se observó que SAN GABÁN incluyó nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno, por ejemplo: "MANTENIMIENTO DE LA SE (Código MSE-138SIU3C1EDBSE-C2C3I1A1)". Al respecto, se requirió revisar las hojas de cálculo y presentar la justificación correspondiente para incluir nuevas actividades de mantenimiento de subestaciones, en la etapa que corresponda.
- Se observó que en las hojas "M-301" y "M-302" del archivo "Formularios M-301.xls", SAN GABÁN incluyó nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno, entre ellas: pruebas a antena parabólica, cable coaxial y accesorios (Código MTOPRD004TC) dentro del mantenimiento predictivo correspondiente al módulo de telecomunicaciones, etc. Al respecto, se

requirió revisar las hojas de cálculo y presentar la justificación correspondiente para incluir nuevas actividades de mantenimiento correspondientes al Centro de Control y Telecomunicaciones.

- En relación a 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, se observó que estos han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio, lo cual difiere del criterio establecido en la regulación tarifaria del 2014, el mismo que ha sido utilizado en las diferentes fijaciones tarifarias. Al respecto, se requirió que el SUBCOMITE presente los sustentos pertinentes que validen el criterio propuesto por SAN GABÁN de manera objetiva.
- En relación a la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observó que la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación. Al respecto, se requirió presentar la justificación pertinente o, de ser el caso, corregir en donde corresponda.
- En relación a los datos consignados en la hoja "gastos no personales depurado" del archivo "gastos_gestion_mod.xls", se observó que SAN GABÁN no ha presentado la fuente de los gastos de la cadena de gestión. Al respecto, se requirió presentar la justificación correspondiente o, en su defecto, utilizar la información de los estados financieros auditados al 2013, los mismos que fueron entregados a Osinergmin, en virtud del Artículo 59° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Se observó que los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME (literal c del numeral 5.1), denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, se requirió justificar el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada Resolución Ministerial. Asimismo, se señaló que esta observación es reiterativa y que a la fecha no se ha presentado la justificación correspondiente.
- En relación al factor del ITF determinado en la hoja "alternativas no personales" del archivo "gastos gestión_mod.xls", se observa que este no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista y que SAN GABÁN ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, se requirió justificar la utilización de dicho factor o, en su defecto, se corregir donde corresponda.
- Se observó que el porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado y que la empresa ha presentado un valor correspondiente al año 2013. Al respecto, se requirió presentar el sustento correspondiente y, de ser el caso, corregir donde corresponda.

L.3 Absolución de Observaciones

El Subcomité de Transmisores del COES 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 ninguna de las carpetas presentadas por SAN GABÁN se ha incluido el archivo "COyM SAN GABAN 2013.xlsx", por lo tanto, SAN GABAN no puede renombrar el archivo.
- Respecto a las vinculaciones incorrectas entre los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del ESTUDIO, se señala que el error no es de vinculación sino de ruta o dirección y que esto ocurre al renombrar la carpeta origen donde se encuentran los archivos involucrados. Al respecto, se señala que para evitar este error se ha renombrado la carpeta origen como "\Anexo F - SAN GABAN\".

Asimismo, se señala que los archivos "Costo Recurso Personal.xls", "I-402 (Res Recursos OC y Mont).xls", "I-403-LLTT.xls", "RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS" y "VNR-SAN GABÁN-2014.xls" fueron empleados por Osinergmin en la fijación de tarifas en Barra 2014-2015 y que el archivo "VNR-SAN GABÁN-2013.xls", fue empleado por Osinergmin en la fijación de tarifas en Barra 2013-2014. Al respecto, se señala que la información existente en estos archivos no ha sido modificada por SAN GABÁN y que tan solo es empleada como referencia para el cálculo del COyM de SAN GABÁN, razón por la cual no incluye los archivos mencionados. Asimismo, se señala que dichos archivos se encuentran en la carpeta "\Datos Osinergmin\" y que Osinergmin debe tener el sustento de la información de dichos archivos.

- Respecto al cálculo de inductores correspondiente a la presente fijación, se señala que no es correcto que se haya presentado los Estados Financieros del 2013 y que la propuesta fue hecha con los Estados Financieros 2012. Sin embargo, la propuesta se actualizará con los Estado Financieros 2013.
- En relación al informe presentado por SAN GABAN, en donde se observó capítulos repetidos y errores de redacción y que lo descrito en dicho informe no guarda coherencia con lo indicado en las hojas de cálculo, SAN GABÁN señala lo siguiente:
 - o Ha corregido el pie de página de su informe.
 - o Respecto al resumen ejecutivo, se señala que no es correcto lo manifestado por Osinergmin y que el resumen ejecutivo no es idéntico a los antecedentes, ya que adicionalmente contiene la descripción de las instalaciones del SPT y se detalla los resultados obtenidos en el estudio.
 - o Respecto a los costos actualizados de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión, se señala que los archivos empleados en el cálculo del COyM son los últimos publicados por Osinergmin y que los errores encontrados en los numerales

indicados son de texto. Asimismo, se solicita a Osinerghmin una revisión de los archivos de cálculo presentados y no se limite únicamente a evaluar el informe en archivo Word.

- Respecto al punto B “remuneraciones” del capítulo 4.7, en donde se observó que SAN GABAN no ha considerado la última fijación de Precios en Barra corresponde al periodo mayo 2014 – abril 2015, se señala que como absolución a dicha observación se debe ver la respuesta a la observación 10.4.
- En relación al incremento superior al 210% en los rubros que componen los COyM respecto a los costos considerados en la regulación vigente, SAN GABAN se limita a indicar que considerando las actualizaciones realizadas el COyM propuesto, este asciende a US\$ 29 478,00 y presenta un nuevo cuadro de diferencias entre COyM propuesto y vigente, en donde se observa que los montos han disminuido respecto a su propuesta inicial.
- Respecto a la fuente utilizada para el análisis de costos unitarios, se señala que la hoja “M-002” del archivo “Formulario M-002.xls”, se encuentra vinculada con el archivo “Formulario M-001.xls” y este archivo se encuentra vinculado a los archivos “I-402 (Res Recursos OC y Mont).xls”, “I-403-LLTT.xls”, “RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS” pertenecientes a Osinerghmin y que SAN GABAN ha empleado para obtener los costos de recursos.

Asimismo, se señala que respecto al “Formulario M-401.xls”, este se encuentra vinculado con el archivo “RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS” perteneciente a Osinerghmin y para el caso específico el costo del Jefe de Operaciones, se ha considerado la siguiente vinculación “=+[RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS]Recursos Ope CC!\$C\$8”.

- En relación al archivo “Formulario M-401.xls”, se señala que dicho archivo se encuentra vinculado con los archivos “Formulario M-202.xls”, “Formulario M-303.xls”, (ubicados en \COYM\Mantenimiento\Subestaciones) “gastos gestión_mod.xls” (ubicado en \COYM\Gestion) y “RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS” (ubicado en \COYM\Datos Osinerghmin). Además, se señala que en la propuesta inicial ha presentado estos archivos, tanto así que algunos de estos han sido observados, por lo que solicita a Osinerghmin realizar una revisión adecuada de la información remitida.
- En relación a la descripción de actividades que realiza SAN GABAN en el archivo “Formulario M-401.xls, hoja M-402” (actividades de operación), se señala que ha tomado en cuenta lo observado por Osinerghmin.
- En relación a las frecuencias mensuales consideradas para las diferentes actividades de operación de subestaciones (hoja “M-402” del archivo “Formulario M-401.xls”), se señala que esto se debe a que las actividades de operación son calculadas para un período de un año o 12 meses, tal como se calcula el COyM y no necesariamente corresponde a la cantidad de veces que se puedan realizar en ese período de tiempo.

- En relación a la hoja “M-201” del archivo “Formularios M-201.xls”, en donde se observó que SAN GABÁN incluyó nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno, se señala que no es correcto que SAN GABÁN haya incluido nuevas actividades de mantenimiento y que son las mismas actividades que ha propuesto en fijaciones anteriores y son las que realiza en el mantenimiento de sus instalaciones.
- En relación a las hojas “M-301” y “M-302” del archivo “Formularios M-301.xls”, en donde se observó que SAN GABÁN incluyó nuevas actividades de mantenimiento sin sustento alguno, se señala que no es correcto que SAN GABÁN haya incluido nuevas actividades de mantenimiento y que son las mismas actividades que ha propuesto en fijaciones anteriores y son las que realiza en el mantenimiento de sus instalaciones.
- En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), se señala que no es correcto lo indicado por Osinerghmin, ya que se está tomando los mismos criterios y que las diferencias se presentan debido a que SAN GABÁN considera los costos de inversión fijados por Osinerghmin en la Resolución N° 067-2014-OS/CD (SPT) y Resolución N° 054-2013-OS/CD (SST).

Además, se señala que en los comentarios de las celdas “J14” (412 000 000) y “E2” (149 900 000), Osinerghmin indica que son valores tomados de la Memoria Anual 2012; sin embargo, producto de la revisión de la Memoria Anual 2012 de SAN GABÁN, ha podido apreciar que dichos valores no existen y que los montos en miles de nuevos soles, para el caso de Infraestructura es 406 400 y para venta es 149 926.

Asimismo, se señala que sin perjuicio de lo indicado y a sugerencia de Osinerghmin ha recalculado sus inductores con los datos de la Memoria Anual 2013.

- En relación a la hoja “M-502” del archivo “gastos gestión_mod.xls”, en donde se observó que la Gerencia de Operaciones, la Unidad de Seguridad Integral y el Centro de Control no tienen participación en el rubro de Generación, se señala que la Gerencia de Operaciones y la Unidad de Seguridad Integral sí consideran participación en Generación.

Asimismo, se señala que para el caso del Centro de Control, por error se le asignó el porcentaje de participación en la Generación a la Unidad de Transmisión y que se ha corregido asignando la participación de la Transmisión en la Unidad de Centro de Control (14,30 %) y Unidad de Transmisión (100,00 %).

- En relación a los datos consignados en la hoja “gastos no personales depurado” del archivo “gastos_gestion_mod.xls”, en donde se observó que SAN GABÁN no ha presentado la fuente de los gastos de la cadena de gestión, se señala que estos gastos son los realizados por la empresa SAN GABÁN en el período 2011 actualizados para esta fijación y 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 los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja “M-502” del archivo “gastos gestión_mod.xls”, en

donde se observó que dichos tiempos no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME, se señala que la hoja mencionada si está afectada por el porcentaje indicado y que Osinergmin debe verificar lo indicado en las columnas “D” y “E”.

- En relación al factor del ITF determinado en la hoja “alternativas no personales” del archivo “gastos gestión_mod.xls”, en donde se observó que este no había sido afectado por el 70%, según informe del tributarista, se señala que ha considerado lo solicitado por Osinergmin.
- Respecto al porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión, se señala que el porcentaje empleado corresponde a la Fijación de Tarifas en Barra período 2014 – 2015 (igual a 0,298%); sin embargo, se ha corregido el texto que indicaba Fijación 2013 – 2014 por el texto Fijación 2014 – 2015.

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	29 478

L.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el Subcomité de Transmisores del COES 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 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 3,058 para el tipo de cambio de dólares a soles, correspondiente al 30 de enero de 2015, en forma preliminar.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT (inductores), Osinergmin ha utilizado los valores de VNR consignados en la Resolución N° 053-2013-OS/CD, el mismo que fue actualizado con los Módulos Estándares de Inversión aprobado por la Resolución N° 016-2015-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 tiempos de dedicación por actividad principal (%), para el rubro "Transmisión", estos son determinados en función a los ingresos totales declarados por las empresas en sus estados financieros (2013 para la presente fijación tarifaria), manteniendo el criterio establecido en la regulación tarifaria del 2014 y el mismo que ha sido utilizado en las diferentes fijaciones tarifarias.

Respecto a los otros aspectos relacionados con 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\$ 22 270 según el detalle que se muestra en el Cuadro N° L.3.

Cuadro N° L.3

COyM del SPT de SAN GABÁN (en US\$) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	1 407
Operación CC	602
Operación de Subestaciones	804
MANTENIMIENTO	6 089
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 138
Mantenimiento CC y TEL	951
GESTIÓN	13 166
Personal	8 472
No Personales	4 694
Costos No Personales sin Seguros	2 877
SEGUROS	1 817
SEGURIDAD	1 609
Sub Total COyM	22 270
VNR	556 278
COyM/VNR	4,00%

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)⁵⁰ del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR (en adelante “CONTRATO”) y el Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, aprobado mediante Resolución N° 336-2004-OS/CD (en adelante el “PROCEDIMIENTO”).

Asimismo, se han tomado en cuenta las Resoluciones N° 067-2014-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 RAG⁵¹ 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 13 corresponde al periodo mayo 2014 – abril 2015 y el año 14 corresponde al periodo mayo 2015 – abril 2016.

⁵⁰ 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.

⁵¹ Monto anual de US\$ 58 638 000,00.

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2015 - abril 2016 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

	Descripción	Monto US\$
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 “P” 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 Juan⁵²; así mismo, dicha Ampliación comprende el

⁵² 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

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

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 Osinerghmin.

Con base a lo anterior, el monto estimado de la RAA, expresado al 30 de abril de 2015, asciende a un total de US\$ 52 981 913.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 14 (2015-2016)

Conforme a lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo N° 7 del CONTRATO, Osinerghmin 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 189,3, correspondiente al valor preliminar del mes de octubre de 2014 (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 $189,3/149,9 = 1,2628419$; en consecuencia se tiene:

$$\text{RAG (14)} = \text{US\$ } 58\,638\,000 \times 1,2628419 = \text{US\$ } 74\,050\,523$$

Asimismo, el valor de la RAA actualizada, asciende a US\$ 52 981 913⁵³. 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 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.

⁵³ Este valor es el resultado de la aplicación de las últimas Adendas al CONTRATO.

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:

$$RA = US\$ 74 050 523 + US\$ 52 981 913 = US\$ 127 032 436$$

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, con fecha 21 de enero de 2014, REP presentó, mediante documento CS-002-15011142, su propuesta de liquidación para el período mayo 2014-abril 2015 en base a la información disponible hasta diciembre 2014. Cabe señalar que el PROCEDIMIENTO prevé un Reajuste de la Liquidación con la información de los meses de enero hasta abril de 2015, que presente REP en los plazos establecidos en el mismo.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2014 a abril de 2015 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 2015 US\$	Saldo de liquidación	
			RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US \$			Mensual US\$	Valor presente a Abril 2015
1 Mayo	13/06/2014	2,793	13 500 736,47	12 193 334,69	25 694 071,16	9 199 452,62	8 949 793,04	10 206 539,19	-249 659,57	-276 990,42
2 Junio	14/07/2014	2,786	13 441 099,07	11 927 959,91	25 369 058,98	9 105 907,75	8 949 793,04	10 007 791,87	-156 114,70	-171 576,90
3 Julio	14/08/2014	2,795	13 468 424,59	12 045 145,62	25 513 570,21	9 128 289,88	8 949 793,04	9 938 090,34	-178 496,84	-194 331,87
4 Agosto	12/09/2014	2,860	13 477 753,58	11 889 185,94	25 366 939,52	8 869 559,27	8 949 793,04	9 565 640,51	80 233,77	86 530,50
5 Septiembre	14/10/2014	2,905	13 582 097,62	11 949 810,16	25 531 907,78	8 788 952,76	8 949 793,04	9 389 611,94	160 840,28	171 832,51
6 Octubre	14/11/2014	2,935	13 697 037,71	12 390 267,37	26 087 305,08	8 888 349,26	8 949 793,04	9 406 544,68	61 443,78	65 025,99
7 Noviembre	12/12/2014	2,965	13 806 022,07	12 385 158,76	26 191 180,83	8 833 450,53	8 949 793,04	9 260 573,67	116 342,51	121 968,01
8 Diciembre	14/01/2015	2,994	13 804 596,07	12 393 853,43	26 198 449,50	8 750 317,13	8 949 793,04	9 087 194,02	199 475,91	207 155,50
9 Enero	14/01/2015	2,994	13 917 646,97	12 393 853,43	26 311 500,40	8 788 076,29	8 949 793,04	9 040 622,26	161 716,76	166 364,07
10 Febrero	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 989 775,69	128 223,71	130 688,64
11 Marzo	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 905 275,37	128 223,71	129 440,40
12 Abril	14/01/2015	2,994	14 017 925,14	12 393 853,43	26 411 778,57	8 821 569,33	8 949 793,04	8 821 569,33	128 223,71	128 223,71
Total								112 619 228,87	580 453,04	564 310,13

LIQUIDACIÓN TOTAL

RA a Liquidar Año 13 (Res. 068-2014-OS/CD) (US\$) (A)	Recalculo Ampliaciones Menores y RAA (USD) al 30/04/15 (B)	Recalculo RAG a Liquidar Año 13 (US\$) al 30/04/15 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$) al 30/04/15 (E)	Liquidación US\$ al 30/04/15 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/15 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/15 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/15 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 14 (USD) al 30/04/16 (J)
113 183 539	0	113 183 539	112 619 229	564 310	13 289	464	578 062	647 430

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 14) (USD) al 30/04/16 (K)	RAA al 30/04/16 (USD) (L)	RA al 30/04/16 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 14 (USD) al 30/04/16 (J)	RA año 14 al 30/04/16 (USD) (M+J)
74 050 523	52 981 913	127 032 436	647 430	127 679 866

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\$ 113 183 539.

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 2015, asciende a US\$ 564 310.

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 2014 – abril 2015 a la RA del periodo mayo 2014 – abril 2015; dicho monto comprende US\$ 13 289 por ingresos de la RA y US\$ 464 por ingresos adicionales a la RAG, con lo cual el reajuste de liquidación asciende a US\$ 578 062.

$$\text{US\$ } 578\ 062 = 564\ 310 + 13\ 289 + 464$$

Este monto, expresado al 30 de abril de 2016, es igual a US\$ 578 062.

El detalle del cálculo efectuado se muestra en los cuadros siguientes:

Cuadro No. M.19
ITF de Ingreso por la RA

N°	Mes	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente				Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*	
			US \$	RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.				Total US \$
11	Mayo	13/06/2014	2,793	13 500 736	12 193 335	25 694 071	9 199 453	0,0001180	1 086	1 204
10	Junio	14/07/2014	2,786	13 441 099	11 927 960	25 369 059	9 105 908	0,0001180	1 074	1 181
9	Julio	14/08/2014	2,795	13 468 425	12 045 146	25 513 570	9 128 290	0,0001180	1 077	1 173
8	Agosto	12/09/2014	2,860	13 477 754	11 889 186	25 366 940	8 869 559	0,0001180	1 047	1 129
7	Septiembre	14/10/2014	2,905	13 582 098	11 949 810	25 531 908	8 788 953	0,0001180	1 037	1 108
6	Octubre	14/11/2014	2,935	13 697 038	12 390 267	26 087 305	8 888 349	0,0001180	1 049	1 110
5	Noviembre	12/12/2014	2,965	13 806 022	12 385 159	26 191 181	8 833 451	0,0001180	1 042	1 093
4	Diciembre	14/01/2015	2,994	13 804 596	12 393 853	26 198 450	8 750 317	0,0001180	1 033	1 072
3	Enero	14/01/2015	2,994	13 917 647	12 393 853	26 311 500	8 788 076	0,0001180	1 037	1 067
2	Febrero	14/01/2015	2,994	14 017 925	12 393 853	26 411 779	8 821 569	0,0001180	1 041	1 061
1	Marzo	14/01/2015	2,994	14 017 925	12 393 853	26 411 779	8 821 569	0,0001180	1 041	1 051
0	Abril	14/01/2015	2,994	14 017 925	12 393 853	26 411 779	8 821 569	0,0001180	1 041	1 041
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2015 US\$									13 289	
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2016 US\$									14 883	

Cuadro No. M.20
ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

N°	Mes	Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)			
			US \$	Facturación Mensual	Factor ITF	ITF US\$
11	Mayo	2,793	320 917	0,0001180	38	42
10	Junio	2,786	300 449	0,0001180	35	39
9	Julio	2,795	308 589	0,0001180	36	40
8	Agosto	2,860	291 161	0,0001180	34	37
7	Septiembre	2,905	296 494	0,0001180	35	37
6	Octubre	2,935	318 025	0,0001180	38	40
5	Noviembre	2,965	366 130	0,0001180	43	45
4	Diciembre	2,994	305 154	0,0001180	36	37
3	Enero	2,994	305 154	0,0001180	36	37
2	Febrero	2,994	305 154	0,0001180	36	37
1	Marzo	2,994	305 154	0,0001180	36	36
0	Abril	2,994	305 154	0,0001180	36	36
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2015 US\$						464
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2016 US\$						519

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo mayo 2015 – abril 2016 resulta en US\$ 127 679 866, expresado al 30 de abril de 2016, 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	74 050 523
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	52 981 913
Total RAA (2015-2016)	127 032 436
Liquidación Anual de la RAG (May-14-Abr-15)	632 027
Saldo a favor del ITF de Mayo 14 a Abril 15	14 883
Recuperación del ITF Adic a la RAG	519
Total RA (2015-2016)	127 679 866

M.3 Remuneración de la RA

De acuerdo con el CONTRATO, Osinergmin debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores, para asegurar que la RAG debidamente ajustada y la RA sean íntegramente pagadas a REP. Para este fin, en el Anexo N° 7 del CONTRATO se establecieron las siguientes consideraciones:

- La RA(n) comprende los siguientes conceptos: RA1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación (Pago de los Generadores) y la RA2(n) que debe ser pagada por los consumidores finales por el SPT y SST.
- El monto de la RA1(n) que corresponde ser pagado por las instalaciones de Generación, debe ser establecido por Osinergmin, antes del 30 de abril del año “n”. Este monto debe ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de dichas instalaciones de transmisión. Asimismo, se establece que el procedimiento para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales se debe basar en la determinación de los “Factores de Distribución Topológicos”⁵⁴.
- 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

⁵⁴ “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 Osinerghmin, 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 (14)

A fin de estimar el monto anual del pago de los titulares de generación, para el periodo mayo 2015 – abril 2016, se ha visto por conveniente considerar las compensaciones señaladas en el Anexo N° 9 del proyecto de resolución, publicado mediante Resolución 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 (14), asciende a la suma de US\$ 57 971 766, expresado al 30 de abril de 2016.

M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(14)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(14)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 14, RA2(14), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(14) = RA(143) - RA1(14)$$

Donde:

RA2(14): Componente de la RA correspondiente al año 14, asignado a la demanda.

RA(14): Es la RA actualizada al año 14 determinada en M.3.

RA1(14): Componente de la RA correspondiente al año 14, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(14), para el año 14, es igual a US\$ 69 708 100.

Cuadro No. M.22

Determinación del Pago de los Consumidores – RA2(14)

Concepto	(US\$)
Remuneración Anual (14)	127 679 866
Pago generadores RA1 (14)	57 971 766
Pago consumidores RA2 (14)	69 708 100

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RA_{SST}(14)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RAG2(14) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(14): 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}(14): 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 2015 – abril 2016, los ingresos por peajes del SST serían US\$ 21 111 261 (US\$ 1 415 534 por concepto de Ingreso Tarifario y US\$ 19 695 727 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\$ 23 425 698. La suma

de ambos montos resulta en US\$ 44 536 959, que es menor a la RA2(14), en US\$ 25 171 141. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados. En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en US\$ 48 596 839.

Cuadro N° M.23
Determinación de la RA_{SST} y RA_{SPT} (14)

Concepto	Sin Reajuste
	US\$
RA	127 679 866
RA1	57 971 766
RA2	69 708 100
RA2 SST	21 111 261
ITA	1 415 534
PSST	19 695 727
RA2 SPT	48 596 839

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 2014, 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 2014, con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera. Señala que dichos factores se determinaron en función del tipo de cambio e índices de precios al por mayor para moneda nacional y el índice PPI para moneda extranjera. Manifiesta, además, que los valores finales de estas variables son los correspondientes al 31.12.2014 y, que deberán ser actualizados al 31.03.2015.

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 2014:

- 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° 016-2015-OS/CD (MOD_INV_2015). Dicho Precio FOB, se ha obtenido mediante la utilización directa de los costos de elementos (equipamiento de transmisión) que son parte de la mencionada Base de Datos.
- b. Los costos de la Fijación Tarifaria del año 2014 correspondiente a “Transporte y Seguro Marítimo, Aranceles ad-valorem, Gastos de desaduanaje, Transporte local, etc.”, fueron escalados con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera de manera similar a lo descrito en lo correspondiente al costo de la “Central Térmica”.

En la propuesta del SCG, la suma del monto de inversión total de la Central Térmica más el de la Conexión Eléctrica asciende a 61,7 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 la TG3 de la CT Kallpa (98 millones de US\$) o el caso de la TG8 de la CT Santa Rosa (85 millones de US\$), 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 haciendo uso de la publicación del “PRICE WATERHOUSE” al 31-01-2014 y además indica que se modifica el rubro de “Factor de Beneficios sociales” (ítem CTS). Así mismo, menciona que para el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento se actualizó el monto regulado por Osinerghmin en la fijación tarifaria de 2014, 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

Previamente al análisis de la propuesta del SCG, se precisa que con relación a 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 2014, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSSOP3500 entre marzo de 2014 y enero de 2015⁵⁵ 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 2014 considerando la variación del IPM y del tipo de cambio entre marzo de 2014 y febrero de 2015.

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 elementos de transmisión que son parte de la Base de Datos de los Módulos Estándar de Transmisión. Adicionalmente a este precio FOB, en la propuesta del SGC se agrega los costos de partidas que se aprobaron en la regulación del año 2014; lo que significa que únicamente se está actualizando los costos de equipamiento establecidos en la Fijación Tarifaria del año 2014. En

⁵⁵ Valor más reciente al 31 de enero de 2015

ese sentido, se ha validado la mencionada actualización en la determinación del precio FOB.

Por lo que, para la presente regulación, se aplicó el mismo criterio de la regulación del año 2014, 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 2014”, aprobada mediante Resolución N° 016-2015-OS/CD. Para el resto de partidas se consideraron los mismos costos de la regulación del año 2014.

- 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 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 2014 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio de marzo de 2014 y enero de 2015. En cuanto a los Gastos Generales - Utilidad Contratista, estos se determinan como el 10% de las partidas antes señaladas, manteniendo el mismo criterio al reconocido en los costos de la Central Termoeléctrica.

Con relación a los “Intereses Durante la Construcción” se ha empleado la Tasa TAMEX vigente al 31 de enero de 2015, de 7,60%, 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. Los Costos Fijos de Personal y Otros se actualizaron haciendo uso de la publicación del “PRICE WATERHOUSE” vigente al 31-01-2014 sin que se presente el correspondiente sustento del porqué de su utilización y de la no utilización de los costos aprobados en la fijación tarifaria del año 2014.
 - ii. Asimismo, se modificó el rubro “Factor de Beneficios sociales” (ítem CTS), sin presentar sustento del por qué se realiza el cálculo de dicho factor con dos sueldos por año y no como se aprobó en la regulación del año 2014.

En ese sentido, se han actualizado los valores aprobados en la fijación tarifaria del 2014, de acuerdo con el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD, (en adelante “el Procedimiento”), razón por la cual no se considera todo lo propuesto por el SCG.

- d. En cuanto a la “Tasa de Indisponibilidad Fortuita” de la unidad de punta y el “Margen de Reserva Firme Objetivo” (MRFO) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se verifica que el SCG no ha actualizado la “Potencia Efectiva (MW) de la planta de Reserva Fría de Talara”, conforme indica el documento COES/D/DP-610-2014 emitido por el COES. Al respecto, se ha procedido a actualizar la mencionada potencia,

por lo que se ha modificado el “Margen de Reserva Firme Objetivo” (MRFO) propuesto por el SCG, puesto que adicionalmente también se ha modificado la proyección de la Máxima Demanda del año 2015 (como se verifica e en el presente informe).

Por lo mencionado, se ha procedido a determinar estos costos de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, conforme se detalla en las secciones N.3 y N.4 del presente Anexo.

N.2 Capacidad ISO y Precio FOB

Se obtuvo el Precio Básico de Potencia conforme a la aplicación del Procedimiento habiéndose actualizado el valor de la Tasa activa promedio en moneda extranjera, TAMEX al 31 de enero de 2015, 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 enero de 2015, 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 Procedimiento⁵⁶: V94.2, SGT5-2000E, AE94.2K, M701DA, 7FA, M501F3.

⁵⁶ 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):

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

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:

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

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.

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 158,74 MW y un precio FOB_{TG} de 41 673 miles US\$, de conformidad con lo 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		AE94.2K		M701DA		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						nd
2 GTWH 2007/2008		nd	37 800,00	168,00		nd	34 033,00	144,09				nd
3 GTWH 2009		nd	40 853,00	168,00		nd	36 386,00	144,09				nd
4 GTWH 2010		nd	38 625,10	168,00		nd	34 464,80	144,09				nd
5 GTWH 2012 (2)	42 945,20	157,00	44 892,00	166,00	46 412,10	170,00	40 271,10	144,09	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	38 590,00	144,09	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	36 748,98	144,09	46 747,90	184,91	46 342,40	185,40

CE_{ISO}	158,74	MW
------------	--------	----

Valor FOB_{TG}	41673	miles US \$
------------------	-------	-------------

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal, se mantienen los costos establecidos en la regulación de mayo de 2014, escalándolos con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera, tal y como se indica en el literal c) del numeral N.1.2 del presente Anexo. 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 eléctrico 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 \$		291 692,10
Total anual	US \$		1 049 906,30

Como se puede apreciar, para la determinación de los costos fijos de personal, se considera la estructura de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, de acuerdo con lo que establece el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia. Es así que, adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos, el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas

áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (apoyo que puede estar dado, entre otros, por las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se ha actualizado el valor de los Seguros Multiriesgos, los cuales como en anteriores regulaciones corresponden al 5% del costo total de inversión en la central de punta y su conexión al sistema.

N.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El literal a) del numeral 8.2.2 del Procedimiento señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento (“CFOyM”) en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (igual a 151,1 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:

$$a = 1, \quad b = 0,068, \quad c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

$OBLOH$ = $NAN \cdot HOA$ = Horas Operación carga base

HOD = $b \cdot OBLOH$ = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)

NAN = Numero de arranques normales = 200

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

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 enero 2015 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a enero 2015⁵⁷, mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a US\$ 757 055, conforme se muestra en el Cuadro No. N.4.

⁵⁷ Fecha más reciente de los indicadores, disponible al 31 de enero de 2015.

Cuadro No. N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 151,1 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\$)	6 168	8 001	8 826	9 716	10 474	11 383	12 090	13 978	14 768	15 641	16 380	17 201	17 893	19 922
Anualidad (KUS\$)	826	1 071	1 182	1 301	1 402	1 524	1 619	1 871	1 977	2 094	2 193	2 303	2 396	2 667
Energía Anual (MWh)	30 218	60 436	90 654	120 872	151 090	181 308	211 526	241 744	271 962	302 181	332 399	362 617	392 835	423 053
Mant. Unitario (Mills/KWh)	27,33	17,72	13,03	10,76	9,28	8,41	7,65	7,74	7,27	6,93	6,60	6,35	6,10	6,30
CFNC Fijo (KUS\$/año)	757,055													

N.5 Resultados Finales

Asimismo de acuerdo con el Procedimiento, corresponde incluir el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) que han sido aprobados mediante la Resolución N° 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 187,34 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 23,04%.

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 80,97 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		41 673,49		41 673,49
Repuestos iniciales	2,50%	1 041,84		1 041,84
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 666,94		1 666,94
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		355,06	355,06
Transporte local			211,31	211,31
Montaje electromecánico		584,57	1 076,44	1 661,02
Pruebas y puesta en marcha			509,81	509,81
Supervisión		265,63	489,22	754,86
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			295,75	295,75
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125,55	125,55
Obras civiles			1 851,71	1 851,71
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 424,65	1 424,65
Suministro de sistema contra incendio			184,89	184,89
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 186,65	1 186,65
Intereses Durante la Construcción (1)	4,89%	2 211,46	377,00	2 588,46
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		47 443,94	8 088,06	55 532,00

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 297,19		2 297,19
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	91,89		91,89
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		19,11	19,11
Transporte local			19,39	19,39
Obras civiles			38,12	38,12
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135,82	135,82
Supervisión			49,78	49,78
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24,31	24,31
Intereses Durante la Construcción (1)	4,89%	116,80	14,01	130,81
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		2 505,88	300,54	2 806,42

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})		6 351,74	1 082,82	7 434,56

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})		311,09	37,31	348,40

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)		1 049,91	1 049,91
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOM)	757,06		757,06
Participación	77,37%	22,63%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)	11,38	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	49,03	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	60,41	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	63,47	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	80,97	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	158,74	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	151,1	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	23,04%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,55%	

(1) Tamex = 7,6016% vigente al 31.01.2015

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 la producción y transporte de gas natural sin considerar límites o congestiones de acuerdo a la extensión del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016, conforme lo señala la Décima Disposición Complementaria de la Ley N° 30115, que fue publicada el 02 de diciembre de 2013.

Asimismo, para el año 2017, el Subcomité de Generadores ha sustentado que la empresa Transportadora de Gas Perú (TGP), mediante oficio TGP/GECO/INT-10664-2014 que adjunto a la ABSOLUCIÓN, ampliará su capacidad de transporte hasta 920 MMPCD a partir de setiembre de 2016, con lo cual se estima que no habría restricciones de operación de las centrales de Gas natural de Camisea por falta de capacidad de transporte de gas natural.

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 N° 651-2008-OS/CD, el cual fue modificado mediante Resolución 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 CCUPE⁵⁸ de acuerdo a lo que establece el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado por Resolución 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;

⁵⁸ 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	154,11	7 801,20	1 807,64	62,35
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	153,20	9 028,35	1 851,17	71,01
Factor a aplicar	0,0791			
Tipo de Cambio	3,058 S./US\$			
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,10 S./kW-mes			

Cargo unitario (S./kW-mes) por MW dual	0,000375
--	----------

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%⁵⁹ 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.

⁵⁹ 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:

- Borrás 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 enero de 2015 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 Rosa⁶⁰ (que suponen una potencia calificada como dual de 506,981 MW⁶¹) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,190 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:

⁶⁰ Calificadas como duales mediante Resoluciones N° 2926-2009-OS/GFE, N° 069-2010-OS/GFE y N° 3-2014-OS/GFE (para las unidades TG7, UT15 y UT16 de Santa Rosa y las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla).

⁶¹ Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SICOES).

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁶², 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.

$CUCSS0_{NRF}$: 0,190 S/./kW-mes

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

DP : Potencia efectiva del total de las Unidades Duales al último día útil del mes previo, en MW, de acuerdo con lo publicado en el Sistema de Información del COES.

DPo : 506,981 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 enero de 2015. 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

⁶² 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 Puerto Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD se modificó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue aprobada mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, con la finalidad de precisar en ésta la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante “CUCSS”) que, de manera diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por PROINVERSION bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales.

Conforme lo establece el Procedimiento para las unidades que integran una planta de Reserva Fría (RF), se tiene que determinar los cargos CUCSS para las centrales de Reserva Fría que se encuentran en operación o que ingresarán en operación comercial en el periodo de la presente regulación. En este sentido, corresponde establecer el cargo CUCSS de las Plantas de Reserva Fría de Talara e Ilo que se encuentran en operación, así como las Plantas de Reserva Fría de Puerto Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa, que se prevé ingresarán el año 2015⁶³.

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

⁶³ Las plantas de Puerto Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa, se considera que entrarán en operación en junio, setiembre y noviembre de 2015, respectivamente.

valor publicado al último día del mes anterior aun cuando sea preliminar.

IPPo = 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.

TCO = 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 enero de 2015 de forma preliminar, se tiene que no corresponde actualizar los Precios de oferta de estas centrales, en el trimestre de mayo – julio 2015, 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 Enero 2015				213,906582	190,3	3,058
	Factor	Variación				
Planta Ilo	1,0096	+0,96%				
Planta Talara	1,0064	+0,64%				

En el caso, de las Plantas de Reserva Fría de Pucallpa, Puerto Maldonado y Puerto Eten 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 enero de 2015 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 presentó su Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-009-2015 “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 diciembre 2014.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta el mes de diciembre 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 diciembre 2014

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de enero a abril de 2015, 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 2015 – Abril 2016, 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 Mayo 2015 - Abril 2016	S/.	5 594 525
Saldo a Abril 2015	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	5
CUCSS por RF de Pucallpa	S/./kW-mes	0,200

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 Mayo 2015 - Abril 2016	S/.	4 515 397
Saldo a Abril 2015	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	7
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S/./kW-mes	0,115

Nota: El cargo se aplicará cuando la planta entre en operación comercial

Cuadro No. P.5
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Eten

Planta Puerto Eten		
Potencia	MW	200
Precio por Potencia	US\$/MW-mes	7 627
Estimado Mayo 2015 - Abril 2016	S/.	46 646 732
Saldo a Abril 2015	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	10
CUCSS por RF de Eten	S/./kW-mes	0,832

Nota: El cargo se aplicará cuando la planta entre en operación comercial

Cuadro No. P.6
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	187,34
Precio por Potencia - Contrato	US\$/MW-mes	7 815
Estimado Mayo 2015 - Abril 2016	S/.	53 726 247
Saldo a Abril 2015	S/.	2 304 285
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	S/./kW-mes	0,833

Cuadro No. P.7
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Ilo

Planta ILO		
Potencia	MW	460
Precio por Potencia - Contrato	US\$/MW-mes	7 190
Estimado Mayo 2015 - Abril 2016	S/.	121 368 350
Saldo a Abril 2015	S/.	6 524 987
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	S./kW-mes	1,901

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 N° 001-2009-OS/CD y 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 mediante el Informe COES D/DO/SPR-IT-004-2015 “Compensación estimada por costos variables superiores al costo marginal y para cubrir los retiros sin contratos – Periodo enero – 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”⁶⁴.

Los resultados se describen a continuación.

⁶⁴ Décima. Prorrógase la vigencia del Decreto de Urgencia N° 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 2015 – abril 2016 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 30 956 miles de US\$ entre mayo 2015 y abril 2016.

Cuadro No. Q.1

CVOA-CMg	Miles de US\$
May-15	525
Jun-15	491
Jul-15	653
Ago-15	740
Sep-15	1 729
Oct-15	687
Nov-15	799
Dic-15	469
Ene-16	3 907
Feb-16	3 344
Mar-16	4 777
Abr-16	12 833
Total	30 956

Asimismo, se incluye la estimación al 30 de abril de 2015 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido con la estimación efectuada para los

meses de enero a abril de 2015, considerando el tipo de cambio al 30 de enero de 2015.

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 2015 - Abril 2016)	SI.	94 662 626
Saldo Acumulado a Abril 2015	SI.	- 14 224 605
Máxima Demanda Ventas 2015	MW	5 605,79
Tipo de Cambio (30.01.15)	SI./US\$	3,058
Periodo de Recuperación	meses	12
Cargo Unitario CVOA-CMg	SI./kW-mes	1,196

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

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-15	-67
Jun-15	-69
Jul-15	-61
Ago-15	-47
Sep-15	-42
Oct-15	-57
Nov-15	-58
Dic-15	-69
Ene-16	-56
Feb-16	-37
Mar-16	-37
Abr-16	-37
Total	-636

Asimismo, se considera la estimación al 30 de abril de 2015 del saldo que aún quedaría pendiente de pago, obtenido de la estimación efectuada para los meses de enero a abril de 2015, considerando el tipo de cambio al 30 de enero de 2015.

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 2015 - Abril 2016)	S/.	- 1 946 125
Saldo Acumulado a Abril 2015	S/.	- 2 605 643
Máxima Demanda Ventas 2015	MW	5 605,79
Tipo de Cambio (30.01.15)	S/./US\$	3,058
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 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 la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables; asimismo, el 23 de agosto de 2011 y el 12 de diciembre de 2013 se efectuaron la Segunda y Tercera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente.

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 2014 – abril 2015, y como resultado se determinaron los siguientes cargos consignados en la Resolución N° 067-2014-OS/CD:

Cuadro N° R.1

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. La Joya	0,081
C.H. Carhuaquero IV	0,152
C.H. Caña Brava	0,037
C.T. Huaycoloro	0,094
C.H. Purmacana	0,008
C.H. Huasahuasi I	0,058
C.H. Huasahuasi II	0,055
C.H. Nuevo Imperial	0,030
C.S. Repartición Solar 20T	0,315
C.S. Majes Solar 20T	0,316
C.S. Tacna Solar 20T	0,404
C.S. Panamericana Solar 20T	0,408
C.H. Yanapampa	0,031
C.H. Las Pizarras	0,133
C.E. Marcona	0,248
Total	2,580

En ese sentido, considerando sus respectivas liquidaciones, corresponde determinar las Primas que les serán aplicables a estas centrales conforme al procedimiento establecido en la Norma; por otro lado, corresponde también la primera determinación de Primas a las centrales que fueron puestas en operación comercial a partir del 01 de mayo de 2014 o tienen previsto su ingreso antes del 30 de abril de 2015. Para lo cual se considerará el periodo comprendido desde su inicio en operación hasta el 30 de abril de 2015:

Cuadro N° R.2

Central	Fecha de Operación Comercial
C.E. Talara	30.08.2014
C.E. Cupisnique	30.08.2014
C.H. Runatullo III	22.11.2014
C.H. Runatullo II	24.12.2014
C.S. Moquegua FV	31.12.2014
C.H. Canchaylo	31.12.2014
C.T. La Gringa V	31.03.2015 ⁶⁵

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

⁶⁵ Mediante carta S/N del 17 de febrero de 2015, la Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C. informó que la fecha prevista de puesta en operación comercial de la central es el 31 de marzo de 2015, por lo cual corresponde incluir en el cálculo de la Prima RER.

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 contrato⁶⁶).
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 contrato⁶⁷).
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 contrato⁶⁸).
5. Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril).
6. La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

⁶⁶ **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.

⁶⁷ **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.

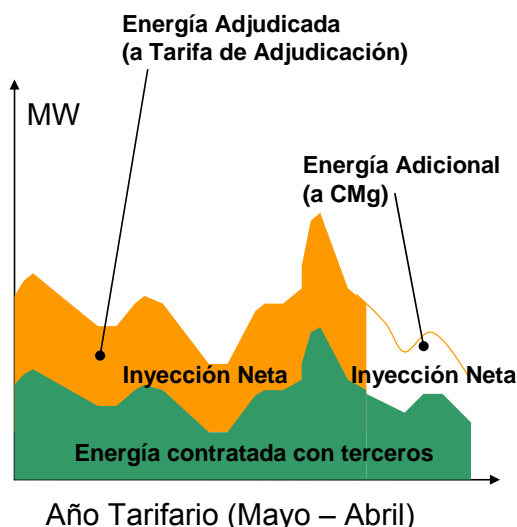
Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada durante el Plazo de Vigencia correspondiente, aplicando la fórmula de actualización establecida en las Bases a partir de la puesta en operación comercial.

⁶⁸ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

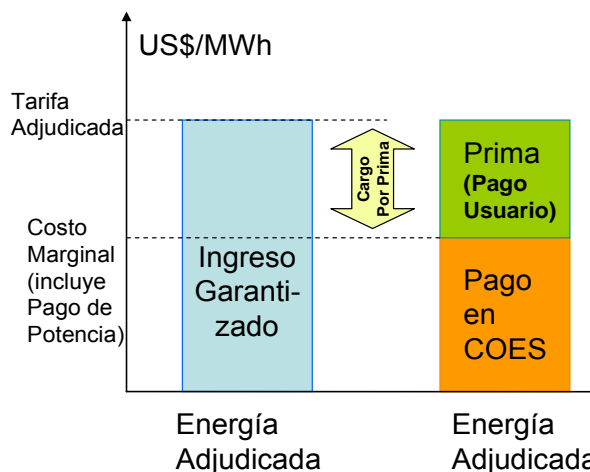
Todo lo anterior se muestra gráficamente en las siguientes figuras para mejor entendimiento.

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.

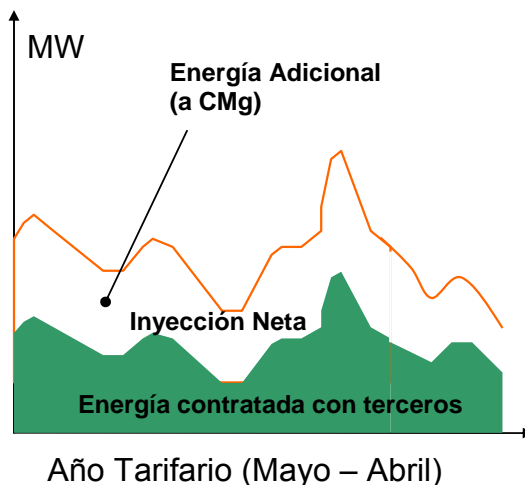
Figura N° 2



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-010-2015 "Estimación de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables febrero 2015 - abril 2015", así como las proyecciones de generación y de costos marginales realizadas por el COES en el Programa de Mediano de Plazo de la Operación del SEIN de febrero 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 enero a abril 2015, 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 de biomasa La Gringa V, tomando en cuenta la fecha prevista de puesta en operación comercial para el 31.03.2015, así como las proyecciones de generación reportadas.

4. Se ha considerado para la fórmula de actualización de la tarifa de adjudicación de las centrales RER, el índice IPP publicado al mes de enero 2015 (190,3), de manera preliminar.

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 2015 – abril 2016, 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 2015 – abril 2016 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- b) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2014 – abril 2015, considerando una proyección de energía para los meses de enero a abril 2015.
- 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.3

Central	Cargo por Prima* S/./kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,127
C.H. Santa Cruz II	0,058
C.H. Santa Cruz I	0,054
C.H. Poechos 2	0,085
C.H. Roncador	0,040
C.H. Carhuaquero IV	0,171
C.H. Caña Brava	0,035
C.H. La Joya	0,112
C.T. Huaycoloro	0,117
C.H. Purmacana	0,003
C.H. Huasahuasi I	0,077
C.H. Huasahuasi II	0,075
C.H. Nuevo Imperial	0,039
C.S. Repartición Solar 20T	0,353
C.S. Majes Solar 20T	0,353
C.S. Tacna Solar 20T	0,413

Central	Cargo por Prima* S./kW-mes
C.S. Panamericana Solar 20T	0,460
C.H. Yanapampa	0,045
C.H. Las Pizarras	0,172
C.E. Marcona	0,307
C.E. Talara	0,591
C.E. Cupisnique	1,433
C.H. Runatullo III	0,237
C.H. Runatullo II	0,167
C.S. Moquegua FV	0,240
C.H. Canchaylo	0,040
C.T. La Gringa V	0,051
Total	5,855

*Tipo de Cambio al 30.01.2015 (3,058)

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 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 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 2015.

S.1 Estimación de los Costos a Compensar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 0136-2015-GART ha calculado el Monto Estimado a Compensar para el período mayo 2015 – abril 2016 en US\$ 9 172 211 o su equivalente de S/. 28 048 621 considerando el tipo de cambio al 30 de enero de 2015⁶⁹.

⁶⁹ Tipo de cambio = 3,058 S/./US\$.

Cuadro No. S.1
Monto a Compensar

DESCRIPCION	EGESUR	EGASA	EDEGEL	ENERSUR	KALLPA	SDF ENERGI A	FENIX POWER	TERMO CHILCA	TERMO SELVA	TOTAL (US\$)
Saldo a Compensar (Período Marzo 2014-Abril 2015)	76	7 059	17 877	86 107	93 235	739	8 361	12 739	-320	225 873
Monto Teórico a Compensar (Período Mayo 2015-Abril 2016)	78 997	378 115	2 151 348	2 027 803	2 328 981	176 719	1 088 304	449 886	266 185	8 946 338
Monto Total a Compensar (Período Mayo 2015-Abril 2016)	79 073	385 174	2 169 225	2 113 911	2 422 216	177 458	1 096 665	462 625	265 864	9 172 211

S.2 Determinación del Cargo Unitario por Compensación FISE

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.3 del Artículo 4° de la Ley N° 29852, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, denominado Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

El Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, se determina como el cociente del Monto a Compensar del 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.

MC⁷⁰ : Monto a Compensar del Período en Evaluación, expresado en S/.

Dmax : Máxima demanda de ventas del año, expresada en MW.

⁷⁰ 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° 0118-2014-GART de la División de Gas Natural, el monto a liquidar ascienda a US\$ 932 577.

De otro lado, cabe señalar que en la liquidación efectuada no se incluye el período desde el 23 de diciembre de 2012 hasta el 03 de enero de 2013, debido a que durante dicho período, el precio máximo de referencia del Gas Natural para la generación eléctrica incluía el recargo FISE, el cual fue retirado mediante Comunicado N° 001-2013-GART, de fecha 10 de enero de 2013, cuya aplicación para fines tarifarios se da a partir del 04 de enero de 2013. Por lo mencionado, no corresponde compensar a los generadores en el período señalado anteriormente.

n : Período de regulación de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE para el periodo mayo 2015 – abril 2016, es 5 605,79 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse en el período mayo 2015 – abril 2016 resulta ser de **0,417 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
EGESUR	0,9%
EGASA	4,2%
EDEGEL	23,7%
ENERSUR	23,0%
KALLPA	26,4%
SDF ENERGÍA	1,9%
FENIX POWER	12,0%
TERMOCHILCA	5,0%
TERMOSELVA	2,9%
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

Cargo por compensación CASE

El Artículo 2° la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, señala que las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética, pueden ser beneficiarias del Mecanismo de Ingresos Garantizados.

Por otro lado, mediante Resolución Suprema N° 054-2014-EM, se otorgó a la Sociedad Concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. la Concesión del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” y se aprobó el respectivo Contrato de Concesión del Sistema de Transporte correspondiente al Tramo A y Tramo B, los cuales comprenden el STG, STL y GSP.

Respecto al Adelanto de Ingresos Garantizados, la cláusula 14.6 del referido Contrato de Concesión señala que los conceptos que son materia de recaudación de los Adelantos de Ingresos Garantizados son el CASE, SISE y las Tarifas Reguladas de Gas, los cuales serán recaudados, atendiendo a los lineamientos contemplados en la citada cláusula y conforme al procedimiento que Osinergmin apruebe para dicho efecto.

Asimismo, en el literal iii del numeral 2.2. de la Ley N° 29970, se establece, entre otros, que los Ingresos Garantizados Anuales es cubierto mediante los ingresos provenientes del cargo adicional al peaje del Sistema Principal de Transmisión, denominado “Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética” (CASE).

En vista que en el presente año corresponde iniciar la recaudación del monto correspondiente al Adelanto de Ingresos Garantizados que permitirá pre-pagar el costo de servicio y atenuar el incremento tarifario producto de las nuevas inversiones.

En ese sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor correspondiente al cargo CASE, que será aplicable a partir de mayo de 2015.

T.1 Estimación del Monto a recaudar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 139-2015-GART ha calculado el Monto Total Estimado a recaudar para el período mayo 2015 – abril 2016 en US\$ 33 399 952 o su equivalente de S/. 102 137 053 considerando el tipo de cambio al 30 de enero de 2015⁷¹.

⁷¹ Tipo de cambio = 3,058 S/./US\$.

El monto a Recaudar por $CASE_{GE}$ se muestra en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	EGESUR	EGASA	EDEGEL	ENERSUR	KALLPA	SDF ENERGIA	FENIX POWER	TERMO CHILCA	TOTAL (US\$)
Monto Total a Compensar (Período Mayo 2015-Abril 2016)	70 057	321 862	1 832 766	1 730 536	1 983 829	150 416	926 576	383 911	7 399 952

Además, el monto para determinar el CASE para el Adelanto de Ingresos Garantizados del Sistema Integrado ($CASE_{SI}$) es de US\$ 26 000 000.

T.2 Determinación del Cargo Unitario por CASE

El cargo CASE, se determina como el cociente del Monto a recaudar del Período en Evaluación, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$CCASE = \frac{MC}{D_{\max} * n * 1000}$$

Donde:

CCASE : Cargo CASE en S/./kW-mes.

MC : Monto a recaudar 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.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del cargo CASE para el periodo mayo 2015 – abril 2016, es 5 605,79 MW.

Como resultado, los cargos $CASE_{SI}$ y $CASE_{GE}$ a aplicarse en el período mayo 2015 – abril 2016 resultan ser:

$CASE_{SI} = 1,182 \text{ S/./kW-mes}$

$CASE_{GE} = 0,336 \text{ S/./kW-mes}$

T.3 Transferencia del Monto Recaudado

El COES determinará la transferencia del Monto Recaudado por aplicación del cargo $CASE_{GE}$, considerando las siguientes proporciones:

Cuadro No. T.1

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
EGESUR	0,9%
EGASA	4,4%
EDEGEL	24,8%
ENERSUR	23,4%
KALLPA	26,8%
SDF ENERGÍA	2,0%
FENIX POWER	12,5%
TERMOCHILCA	5,2%
Total a Compensar	100,0%

Para el caso del CASE_{SI} se transferirá al Fideicomiso Recaudador-Pagador, señalado en el Contrato de Concesión “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” y según lo determinado en las Resoluciones N° 148-2014-OS/CD y N° 043-2015-OS/CD.

T.4 Reajuste

El Reajuste se efectuará de acuerdo a los criterios establecidos en el “Procedimiento de Cálculo de las Tarifas y Cargos Tarifarios del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano”.

Anexo U

Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial

Con la finalidad de dar cumplimiento a las Sentencias emitidas por el Poder Judicial, en los procesos seguidos por la empresa Enersur S.A. (“Enersur”) y la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (“San Gabán”) se emitieron la Resolución N° 242-2014-OS/CD y la Resolución 258-2014-OS/CD⁷², respectivamente.

En las citadas resoluciones se dispuso que los saldos a devolver a Enersur y San Gabán, respectivamente, deban ser considerados como un cargo adicional al Peaje del Sistema Principal de Transmisión a ser aplicado en un plazo de 12 meses, para el periodo mayo 2015 – abril 2016, junto a la fijación de los Precios en Barra.

En ese sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor correspondiente a los cargos CMJ-ens y CMJ-sg, que serán aplicables a partir de mayo de 2015.

U.1 Estimación del Monto a recaudar

En base a la Resolución N° 242-2014-OS/CD (en adelante “Resolución 242”), el saldo a favor de Enersur es de S/. 16 144 804,57, que se obtiene de aplicar la metodología para determinar su saldo total a favor con la información remitida por dicha empresa, mediante carta N°: ENR/1095-2014, y la empresa Red de Energía del Perú S.A., mediante carta CS-167-14011142, de acuerdo como lo dispone el Artículo 2° de la Resolución 242.

En base a la Resolución N° 258-2014-OS/CD (en adelante “Resolución 258”), el saldo a favor de San Gabán es de S/. 10 121 531, que se obtiene de aplicar la metodología para determinar su saldo total a favor con la información remitida por dicha empresa, efectuada mediante carta EGESG No. 028-2015-GG, tal como lo dispone el Artículo 2° de la Resolución 258.

U.2 Determinación del Cargo Unitario por CMJ

El cargo CMJ, se determina como el cociente del Monto a recaudar del Período en Evaluación, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la siguiente expresión:

⁷² Resolución modificada mediante Resolución 028-2015-OS/CD.

$$CMJ = \frac{MC}{D_{\max} * n * 1000}$$

Donde:

CMJ : Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial en S/./kW-mes.

MC : Monto a recaudar 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.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del cargo CMJ para el periodo mayo 2015 – abril 2016, es 5 605,79 MW.

Como resultado, los cargos CMJ-ens y CMJ-sg a aplicarse en el período mayo 2015 – abril 2016 resultan ser:

CMJ-ens = **0,240 S/./kW-mes**

CMJ-sg= **0,150 S/./kW-mes**

U.3 Transferencia del Monto Recaudado

El Monto Recaudado, como consecuencia de la aplicación del CMJ-ens y CMJ-sg, tendrá como destino las empresas Enersur y San Gaban, respectivamente.

U.4 Reajuste

El Cargo CMJ será reajustado trimestralmente.

Anexo V

Índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0

Series CUUR0000SA0
Id:
Not Seasonally Adjusted
Area: U.S. city average
Item: All items
Base 1982-84=100
Period:
Years: 2005 to 2015

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual	HALF1	HALF2
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	236.293	237.072	237.900	238.343	238.250	237.852	238.031	237.433	236.151	234.812	236.736	236.384	237.088
2015	233.707														

Series WPSSOP3500

Seasonally Adjusted

Group: Stage of processing

Item: Finished goods less food and energy

Base 198200

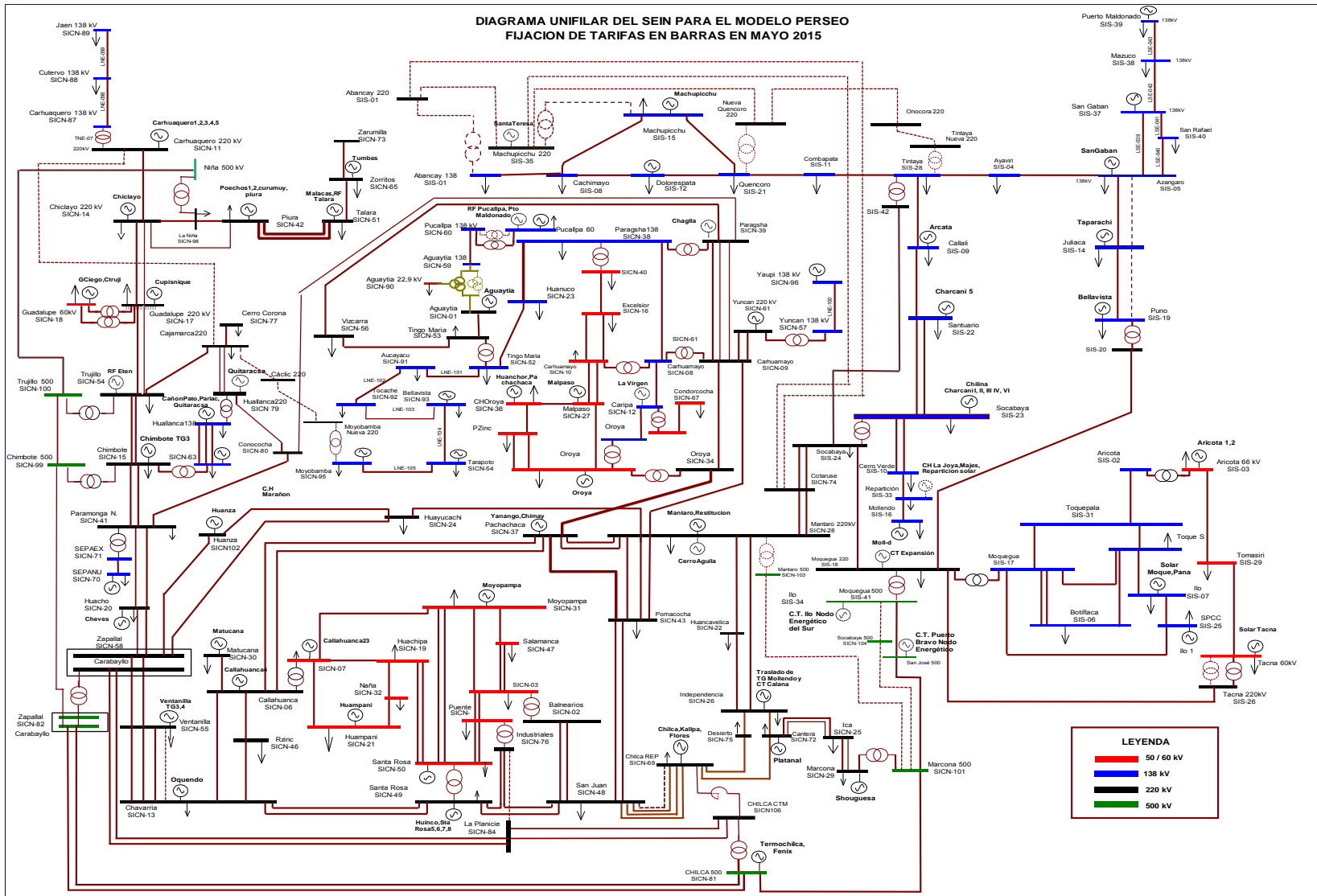
Years: 2005 to 2015

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
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	173.7	173.9	174.3	174.3	174.3	174.6	
2011	175.3	175.7	176.3	176.8	177.1	177.5	178.3	178.5	179.0	179.4	179.6	180.0	
2012	180.7	181.0	181.4	181.7	181.9	182.2	183.0	183.2	183.2	183.2	183.5	183.6	
2013	183.9	184.2	184.5	184.7	184.9	185.1	185.3	185.4	185.4	185.4	185.8	186.6	
2014	187.5	187.7	187.7	187.9	188.3	188.6	188.8	189.0	189.3	189.3	189.5	190.0	
2015	190.3												

Anexo W

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 : 01/02/2014 - 31/01/2015

RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Región	COLOMBIA Bolívar	COLOMBIA Bolívar	AUSTRALIA1 Gladstone	PROMEDIO
	Nombre	Carbón 24	Carbón 25	Carbón 16	
	Unidades	CB1	CB2	CB3	
FOB	US\$/ton	66.67	65.38	70.76	67.60
Flete (*)	US\$/ton	18.84	18.84	20.22	19.30
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	85.59	84.30	91.06	86.99
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		2.09	2.09	2.11	2.10
PPI	US\$/ton	87.69	86.39	93.17	89.08
PCS	Kcal/Kg	6,450	6,300	6,500	6,418
PPI Eq. PCI Standard	US\$/ton	84.83	85.57	89.45	86.61

DATOS CONSIDERADOS: FOB - Coal International Report: 01/02/14 al 31/01/15
 Estadísticas Import. Perú 01/02/14 al 31/01/15
 Estadísticas Import. Chile 01/10/11 al 30/06/14

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	30/01/2015	3.058

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

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

PRECIOS NETOS PETROPERÚ

LISTA COMB-04-2015
VIGENCIA A PARTIR DEL 30.01.2015

		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 Nº 6 (***)	PETROPERU INDUSTRIAL 500 (***)
12	TALARA	1.1100	1.3500	5.2000	4.9500	5.5400	5.5400	4.1500	4.0400
13	PIURA			5.5850	5.4300	5.8500	5.8500		
14	ETEN			5.5950	5.4400	5.8700	5.8700	4.4450	4.2800
18	SALAVERRY			5.6150	5.4900	5.9100	5.9100	4.4750	
19	CHIMBOTE				5.5050	5.9600	5.9600	4.4850	4.3850
25	SUPE			5.6100	5.4800	5.9300	5.9300	4.4450	4.3250
20	CALLAO	1.1100	1.3500	5.0200	4.8100			3.9600	3.8400
28	CONCHAN			5.0100	4.8000			3.9400	3.8200
35	C. DE PASCO			5.7750	5.6650	6.1900	6.1900		
31	PISCO			5.6450	5.4800	5.9700	5.9700		4.4150
41	MOLLENDO			5.5950	5.4600			4.4550	4.3450
47	JULIACA				5.7700				
49	CUSCO				5.8900				
45	ILO				5.4900	5.9700	5.9700	4.4650	
77	EL MILAGRO			5.9200	5.4900	5.9200	5.9200	4.7700	
67	TARAPOTO			6.0000	5.6900	6.1450	6.1450		

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

	RODAJE % (*)			8	8				
	ISC (Soles/Galón) (**)			1.0500	0.9300	1.2000	1.2000	0.3900	0.3800
	IGV %	18	18	18	18	18	18	18	18

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

	PLANTAS			GASOLINA SUPER 90 SP	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROPERU INDUSTRIAL Nº 6	
68	YURIMAGUAS				6.2100	7.3150	7.3150	5.1400	
63	IQUITOS			6.4400	5.8850	6.2900	6.2900	5.3600	
6A	PUCALLPA			6.3600	6.2650	6.6230	6.6230		
51	PTO. MALDONADO				7.1100				

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

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

GERENCIA COMERCIAL

REEMPLAZA LISTA COMB-03-2015
DE FECHA : 14.01.2015

(*) 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°316-2014-EF del 21.11.2014.

(***) 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 son comercializados desde el 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°29852, 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-04-2015
VIGENCIA A PARTIR DEL 30.01.2015

SOLES/GLN

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50 (**)	DIESEL B5 S-50 (**)	GASOHOL 97	GASOHOL 95	GASOHOL 90	GASOHOL 84
12	TALARA				5.8200	5.3600	5.0800
13	PIURA					5.7000	5.5200
14	ETEN					5.7300	5.5500
18	SALAVERRY				6.2300	5.7500	5.5800
19	CHIMBOTE						5.6100
25	SUPE	6.1800	6.1800			5.7500	5.6000
20	CALLAO	5.7900	5.7900	5.8700	5.6500	5.1700	4.9600
28	CONCHAN	5.7900	5.7900	5.8700	5.6500	5.1700	4.9600
35	C. DE PASCO					5.8900	5.7600
31	PISCO				6.2700	5.7700	5.5900
41	MOLLENDO	6.2300	6.2300			5.7400	5.5900
47	JULIACA	6.4800	6.4800				5.9000
49	CUSCO	6.5800	6.5800				6.0000
45	ILO	6.2200	6.2200		6.3300		5.6300
77	EL MILAGRO					6.0300	5.5800

IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			8	8	8	8
ISC (Soles/Galón) *	1.01	1.01	1.13	1.07	0.99	0.88
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	9.6200	9.6200

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

(*) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N°316-2014-EF del 21.11.2014.

(**) El ISC del Diesel B5 S-50, con un contenido de azufre menor o igual a 50 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 combustible será comercializado a partir del 01 de Enero del 2011.

GERENCIA COMERCIAL

ADDENDUM N° 2

LISTA COMB-04-2015

VIGENCIA A PARTIR DEL 30.01.2015

COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

	PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETROLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
12	TALARA	6.3300		4.5600
13	PIURA	6.4100		
14	ETEN	6.4300		4.6050
18	SALAVERRY	6.4700		4.6350
19	CHIMBOTE	6.5200		
25	SUPE	6.4900	6.7400	4.6050
20	CALLAO	6.3300	6.5800	4.4700
28	CONCHAN	6.3300	6.5800	4.4500
35	C. DE PASCO	6.7500		
31	PISCO	6.5300		
41	MOLLEDO		6.7900	4.6150
47	JULIACA		7.0200	
49	CUSCO		7.1400	
45	ILO	6.5300		4.6250
77	EL MILAGRO	6.4800		4.9300
67	TARAPOTO	6.7050		

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	7.8750		5.3700
63	IQUITOS	6.8500		5.4400
6A	PUCALLPA	7.1830		
51	PTO. MALDONADO		9.3300	

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 OSINERGHMIN 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 31-01-2015

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	5.32	3.50	3.38
Piura	5.55		
Eten	5.56		3.51
Salaverry	5.59	3.68	
Chimbote	5.63		3.58
Supe	5.61	3.66	3.54
Callao	5.51	3.37	3.25
Conchán	5.51	3.35	3.23
Cerro de Pasco	5.80		
Pisco	5.64		3.60
Mollendo	5.83	3.67	3.55
Juliaca	6.02		
Cuzco	6.09		
Ilo	5.64	3.68	
El Milagro	5.60	3.89	
Tarapoto	5.77		
Yurimaquas	6.64	4.15	
Iquitos	5.87	4.30	
Pucallpa	6.12		
Pto. Maldonado	8.36		
PR1P (Promedio Enero)	5.51	3.37	3.25

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	0.97	1.04	1.04
Piura	1.01		
Eten	1.01		1.08
Salaverry	1.02	1.09	
Chimbote	1.02		1.10
Supe	1.02	1.09	1.09
Callao	1.00	1.00	1.00
Conchán	1.00	1.00	1.00
Cerro de Pasco	1.05		
Pisco	1.02		1.11
Mollendo	1.06	1.09	1.09
Juliaca	1.09		
Cuzco	1.11		
Ilo	1.02	1.09	
El Milagro	1.02	1.16	
Tarapoto ⁽²⁾	1.05		
Yurimaquas	1.21	1.23	
Iquitos	1.07	1.28	
Pucallpa	1.11		
Pto. Maldonado	1.52		

* No Incluye Impuestos

** No Incluye Margen Comercial

(1) A partir de Enero 2011 se considera el Precio de Referencia del Diesel B5 en sustitución del Precio de Referencia del Diesel B2.

(2) Se ha eliminado el Factor de Ubicación Geográfica, ya que Petroperú no publica Precio de Residual 6 en Tarapoto desde la Lista de Precios del 20.09.2006.

Desde el 19.07.2010, debido al Decreto de Urgencia N°045-2010, se usan los PR1 como precios referenciales de los petróleos industriales, en sustitución de los precios promedio de importación y exportación.

Precios de Referencia (Soles/galón)

Planta	Referencia	Descuento Promedio	Residual 6
PUCALLPA	Pta Yurimaquas	-0.21	4.35

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

Anexo X

Relación de Información que sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 136-2015-GART “Liquidación del Periodo Anterior y Calculo de la Recaudación por Aplicación del FISE a los Generadores Eléctricos Usuarios de Transporte de Gas Natural por Ductos (Periodo Mayo 2015 – Abril 2016)”.
2. Informe N° 139-2015-GART “Calculo de la Recaudación por Aplicación del CASE” (Periodo Mayo 2015 – Abril 2016)”.
3. Informe N° 0129-2015-GART de la Asesoría Legal.
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 1159-2014-GART, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 1161-2014-GART, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
6. “Estudio Técnico Económico Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifarias periodo Mayo 2015 – Abril 2016” preparado por el Subcomité de Generadores del COES.
7. “Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Período Mayo 2015 – Abril 2016” preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
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 2014-2017.
10. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.