

**ANEXO A**

**PROPUESTA TARIFARIA DE REP, REGULACIÓN TARIFA EN  
BARRA,**

**MAYO 2013 – ABRIL 2014**

Lima, 31 de octubre de 2012

**CS - 181 - 12011142**

Ingeniero

**Luis Velazco**

Representante del Sub – Comité de Transmisores del COES

**SUB – COMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES**

Calle Juan de La Fuente N° 453 Urb. San Antonio

Miraflores.-

**Asunto: Información para el Estudio de Transmisores del COES para Fijación Tarifaria 2013 - 2014**

Estimado ingeniero Velazco:

Me dirijo a usted para hacerle llegar adjunto al presente, documentación para el Estudio de Fijación Tarifaria correspondiente al periodo mayo 2013 – abril 2014..

Al respecto, se adjunta 01 CD conteniendo lo siguiente:

- Propuesta de Tarifas SPT de REP
- Propuesta de Tarifas SPT de CTM
- Propuesta de Tarifas SPT de ISA PERÚ
- Propuesta de Tarifas SGT de CTM.

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente,



Ing. Luis Lazo Velarde  
Gerente de Negocios



Adj. Lo indicado



**PROPUESTA TARIFARIA DE REP**  
**REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2013- ABRIL 2014**

**Octubre 2012**

## INFORME

### **PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2013- ABRIL 2014**

#### **1 OBJETIVO**

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2013 - Abril 2014, y detallar la metodología empleada para su cálculo y de los componentes que lo conforman.

#### **2 ANTECEDENTES**

- Con fecha 05 de setiembre de 2002, el Estado Peruano y Red de Energía del Perú suscribieron el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR, cuyo objeto es establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas para la Explotación del Sistema de Transmisión, y la prestación del Servicio por el plazo de treinta (30) años contados desde la fecha de Cierre, la ejecución de los compromisos de Inversión y la devolución de todos los bienes de la Concesión al Estado al producirse la caducidad de la Concesión.
- Con fecha 31 de marzo del 2006, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante las Partes), suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión (Primera Adenda de Modificación), para el tratamiento de las Ampliaciones, en la cual se establecen los procedimientos y criterios a seguir para la Fijación de

Tarifas y Compensaciones de las instalaciones de los proyectos de ampliación.

- Con fecha 26 de julio del 2006, las Partes suscribieron la Adenda para Modificación del Contrato de Concesión (Segunda Adenda de Modificación), mediante el cual se precisó el tratamiento de los ingresos adicionales a la RAG y se modificó el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión en el cual se establecen los criterios generales para el pago de remuneraciones de la Sociedad Concesionaria. Además se introduce una Cláusula Transitoria para regularizar la remuneración de las instalaciones que generan Ingresos adicionales a la RAG correspondientes a los contratos de servicios de transmisión con CNP Energía S.A. y Cahua S.A., y recuperar el monto pagado por concepto de Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF).
- Con fecha 28 de mayo de 2007, las Partes suscribieron la Minuta Aclaratoria, mediante la cual se da mayor precisión respecto de la forma y mecanismos aplicables al pago de la Remuneración Anual por Ampliaciones.
- Con fecha 7 de agosto de 2007, las Partes suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión (Tercera Adenda de Modificación), mediante la cual modifican el numeral 5.2 del Anexo N° 7 respecto al pago de la remuneración anual correspondiente a los consumidores. Asimismo, se modifica el numeral 10 respecto a las instalaciones que generan ingresos adicionales a la RAG.

#### **Ampliación N° 1**

- El 31 de marzo del 2006 las Partes suscribieron la Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Primera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 1 que comprende el "Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y

Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la subestación San Juan hasta la futura subestación Chilca REP”.

- Asimismo, con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron 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. En este sentido la Ampliación N° 1 quedó establecida como dos proyectos, cada una con sus propias fechas de inicio de operaciones y remuneraciones:
  - Proyecto 1: Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP.
  - Proyecto 2: Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan

### **Ampliación N° 2**

- El 26 de julio del 2006 las Partes suscribieron la Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante la Segunda Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión 220 kV Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1 y Ampliación de las Subestaciones Asociadas”.
- Con fecha 24 de abril de 2008, se suscribió la adenda a la Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones, mediante la cual se establecen las condiciones para el reconocimiento económico por los gastos correspondientes a la Reparación y Solución de Deficiencias de

Cimentación de postes existentes, como parte de las obras de la Ampliación N° 2.

### **Ampliación N° 3**

- Con fecha 16 de mayo de 2007, las Partes suscribieron la Tercera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Tercera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 3 que comprende el Proyecto “Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona, y Juliaca”.

### **Ampliación N° 4**

- El 16 de mayo de 2007 las Partes suscribieron la Cuarta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Cuarta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 4 que comprende el Proyecto “Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV”.
- Con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron la Adenda modificatoria de la Cuarta Cláusula Adicional, con la finalidad de modificar el plazo para la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 4 de 16 a 20 meses.

### **Ampliación N° 5**

- Con fecha 21 de enero de 2009, las Partes suscribieron la Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Quinta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 5 que comprende el Proyecto “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”.

### **Ampliación N° 6**

- Con fecha 30 de noviembre de 2009, las Partes suscribieron la Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Sexta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 6 que comprende el Proyecto “Segundo Circuito Línea de Transmisión 220 Kv Chiclayo Oeste – Piura Oeste y Ampliación de las subestaciones asociadas”.

### **Ampliación N° 7**

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Séptima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 7 que comprende el Proyecto “Adecuación Integral de las Subestaciones: Chavarria, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal”.

### **Ampliación N° 8**

- Con fecha 12 de mayo de 2010, las Partes suscribieron la Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Octava Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 8 que comprende el Proyecto “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)”.

### **Ampliación N° 9**

- Con fecha 12 de noviembre de 2010, las Partes suscribieron la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Novena Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 9 que comprende el Proyecto “Segundo circuito Línea de Transmisión 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 “Ampliación de la capacidad de Transformación de las Subestaciones: Huacho y Chiclayo Oeste”.

#### **Ampliación N° 10**

- Con fecha 15 de junio de 2011, las Partes suscribieron la Décima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 10 que comprende la “Implementación del Reactor Serie entre las barras de 220 kV de las Subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y de la Resistencia de neutro del Autotransformador e la SE Chilca 500/220 kV” y “ Segunda etapa de ampliación de la Subestación Independencia 60 kV”.

#### **Ampliación N° 11**

- Con fecha 15 de junio de 2011, las Partes suscribieron la Undécima Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Undécima Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 11 que comprende “Cambio de la configuración en 220 kV de Barra simple a doble Barra de la SE Pomacocha”, “Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA” y “Cambio de configuración en 138 kV de Barra simple a doble barra de la Subestación Tintaya”.

#### **Ampliación N° 12**

- Con fecha 10 de febrero de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Segunda Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Segunda Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 12 que comprende “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV “T” a “Pi” de la Subestación Ayaviri”.

### **Ampliación N° 13**

- Con fecha 15 de mayo de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Tercera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Tercera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 13 que comprende “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 “Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste”.

### **Ampliación N° 14**

- Con fecha 27 de julio de 2012, las Partes suscribieron la Décimo Cuarta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Cuarta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 14 que comprende “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”.

## **3 ASPECTOS LEGALES**

- (a) **El Artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)**, establece que:

*“En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.*

*El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.*

*Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.”*

(b) **Sexta Disposición Complementaria de la Ley N° 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”:**

**“Sexta.- Armonización del marco legal de transmisión**

*La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.*

*Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del 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 el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22° de la presente Ley.*

*Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley”.*

- (c) **Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR**, mediante el cual se estipulan los criterios y procedimientos para la determinación, recaudación, actualización y liquidación anual de la Remuneración Anual garantizada y la Remuneración Anual por Ampliaciones, así como de los componentes que lo conforman.

Asimismo, en el Anexo N° 7 numeral 2, referente a la clasificación de las instalaciones se establece:

*“El conjunto de instalaciones de transmisión de ETECEN y ETESUR, y en general de todas las instalaciones materia del Contrato de Concesión incluyendo las instalaciones correspondientes a las Ampliaciones convenidas entre el Concedente y la Sociedad Concesionaria<sup>1</sup>, será dividido en dos grupos:*

- **Instalaciones de Generación:** *las conforman las instalaciones pertenecientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión, cuya remuneración por aplicación de lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, corresponda ser asumida por uno o más titulares de generación.*
- **Instalaciones de Demanda:** *las conforman las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas; así como, las instalaciones pertenecientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión no considerados en el párrafo anterior.”*

#### **4 METODOLOGÍA DE CALCULO Y RECAUDACIÓN DE LOS INGRESOS**

<sup>1</sup> Texto adicionado mediante la Quinta cláusula de la Primera Adenda de Modificación del Contrato de Concesión, suscrita el 31 de marzo del 2006.

#### 4.1 REMUNERACIÓN ANUAL (RA)<sup>2</sup>

La Remuneración Anual será igual a:

$$RA(n) = RAG(n) + RAA(n)$$

RAG: Remuneración Anual Garantizada

RAA: Sumatoria de la remuneración anual de todas las ampliaciones

La RA comprende los siguientes conceptos:

$$RA(n) = RA_1(n) + RA_2(n)$$

RA<sub>1</sub>(n): Que se pagará mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación.

RA<sub>2</sub>(n): Que estará a su vez compuesta por:

- RA<sub>SST</sub>: Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que serán pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.
- RA<sub>SPT</sub>: Ingreso Tarifario Esperado y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que será pagados por los consumidores de acuerdo a la Leyes Aplicables.

##### 4.1.1 Pago de los Generadores

El monto en el año de la parte de la RA(n) que corresponda ser pagado por las instalaciones de Generación RA<sub>1</sub>(n), a ser establecido por el

<sup>2</sup> Según lo establecido en la Primera Adenda de Modificación del Contrato de Concesión para el tratamiento de las Ampliaciones, suscrito con fecha 31 de marzo del 2006.

OSINERGMIN, deberá ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen dichas instalaciones de transmisión.

La  $RA_1(n)$  en aplicación del artículo 139° del Reglamento de la LCE, es igual al 100% del Costo Medio Anual de las instalaciones que conforman el grupo de instalaciones de generación. El pago de estas compensaciones se efectuará en Moneda Nacional y en doce cuotas iguales considerando una tasa mensual equivalente a la tasa de actualización prevista en el Artículo 79° de la LCE. Los titulares de generación, en este caso pagarán dichas compensaciones directamente a la Sociedad Concesionaria.

En aplicación de lo anterior, la fórmula para determinar las mensualidades será la siguiente:

$$RA_{1m}(n) = RA_1(n) \times i_m / i$$

$$i_m = (1+i)^{(1/12)} - 1$$

i: Tasa de actualización anual prevista en el artículo 79° LCE.

#### 4.1.2 Pago de los Consumidores

En el año n, el componente de la  $RA(n)$  que corresponda ser pagado por el grupo de instalaciones de la demanda  $RA_2(n)$ , será establecido por el OSINERGMIN como la diferencia entre la  $RA(n)$  y la  $RA_1(n)$ .

El pago de la  $RA_2(n)$  será asumido por los consumidores del sistema eléctrico interconectado nacional, de acuerdo al procedimiento que se indica a continuación:

- a) Se determina las compensaciones<sup>3</sup> correspondientes a las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de aplicación a la demanda  $RA_{SST}(n)$ , de conformidad con las leyes aplicables y

<sup>3</sup> Las compensaciones corresponden a los ingresos por concepto de peajes de los sistemas secundarios de transmisión e ingresos tarifarios correspondientes.

en particular según lo establecido en el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 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<sup>4</sup> correspondientes a las instalaciones del sistema Principal de Transmisión  $RA_{SPT}(n)$ , de conformidad con las leyes aplicables.
- c) Se calcula la suma de la  $RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n)$ .
- 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 aun 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 el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la  $RA_2(n)$ .

#### **4.2 REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG)**

De acuerdo a lo establecido en la Cláusula Décimo Tercera del Contrato de Concesión, la RAG queda fijada en USD 58 638 000, la cual será reajustada anualmente según la variación del índice “Finished Goods Less Food and Energy” (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de Estados Unidos de América.

---

<sup>4</sup> Las compensaciones corresponden a los ingresos por concepto de peajes de los sistemas secundarios de transmisión e ingresos tarifarios correspondientes.

#### 4.3 REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA)

Corresponde a la sumatoria de las remuneraciones de cada una de las inversiones en Ampliaciones convenidas por el Concedente y la Sociedad Concesionaria, mediante la suscripción de una Cláusula Adicional al Contrato de Concesión.

La remuneración correspondiente a cada Ampliación que en su conjunto integran la RAA, expresada en Dólares Americanos, será reajustada anualmente, para entrar en vigor el 1 de mayo de cada año, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de la respectiva Ampliación, por la variación en el índice “Finished Goods Less Food and Energy” (serie ID: WPSSOP3500). El índice inicial a considerar será el vigente al mes de entrada en operación comercial de la respectiva ampliación. Para su actualización se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible a la fecha que corresponda efectuar la regulación de tarifas de transmisión según las Leyes Aplicables.

#### 4.4 INSTALACIONES QUE GENERAN INGRESOS ADICIONALES A LA RAG

La Segunda Adenda de Modificación, agrega la definición de “Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG” materia del numeral 1.2. de la Cláusula Primera del Contrato:

***“Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG:***

*Son aquellas instalaciones materia de los contratos por servicios de transmisión cedidos a la Sociedad Concesionaria según lo establecido en el Anexo 11 numeral 11.1.1, cuyas remuneraciones son adicionales a la RAG e independientes de la RAA, de conformidad con lo establecido en el Anexo 7.”*

Así mismo, el numeral 10 del Anexo N° 7 del Contrato de Concesión<sup>5</sup> en referencia a la remuneración de Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG establece que:

*“La remuneración por las Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG se regirá de acuerdo con lo establecido por las Leyes Aplicables y los respectivos contratos por servicios de transmisión cedidos a la Sociedad Concesionaria, de conformidad con lo establecido en el Anexo 11.1.1 del Anexo N° 11, según corresponda en aplicación de las reglas de numeral 10.0. Las obligaciones del Concedente relacionadas a la regulación de la remuneración de Instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG, materia de este numeral 10.0, no establecen ninguna garantía del Concedente ante incumplimiento de pago de los usuarios de la remuneración de dichas instalaciones, cuyo riesgo de cobranza es asumido exclusivamente por la Sociedad Concesionaria. En consecuencia, el Concedente no garantiza el pago de los Ingresos Adicionales.*

*En el caso particular de las instalaciones correspondientes a los contratos por servicios de transmisión del numeral 11.1.1 del Anexo N° 11 que consignan una fecha determinada de finalización, la remuneración por dichas instalaciones tendrá calidad de ingreso adicional a la RAG solo mientras solo mientras dichos contratos se mantengan vigentes. Al día siguiente de terminada su vigencia, ya sea por cumplimiento de la fecha pactada de finalización o por cualquier otra causa que determine su vencimiento con anterioridad a dicha fecha, dicha remuneración será considerada parte de la RAG.*

<sup>5</sup> Modificado mediante la Adenda suscrita el 7 de agosto de 2007.

*En el caso particular de las instalaciones correspondientes a los contratos por servicios de transmisión del numeral 11.1.1 del Anexo N° 11 que consignan fecha de finalización “indeterminado”, la remuneración por dichas instalaciones será calculada de conformidad con lo estipulado en los respectivos contratos. A falta de contrato vigente, sea cual fuese o haya sido la causa y/o fecha de terminación del contrato, la remuneración de dichas instalaciones que corresponde pagar a los usuarios de las mismas, será calculada de conformidad con las Leyes Aplicables. En cualquier caso, las remuneraciones de las instalaciones a que se refiere el presente párrafo, constituyen siempre ingresos adicionales a la RAG durante la vigencia de la Concesión, mientras dichas instalaciones estén en funcionamiento”.*

#### **4.5 RECUPERACIÓN DEL ITF**

La Segunda Adenda de Modificación, introduce la Cláusula Transitoria para recuperar el monto pagado por concepto de Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) durante el año anterior, mientras dicho impuesto se encuentre vigente.

Así mismo señala que como parte de su informe anual de liquidación de la RAG, La Sociedad Concesionaria presentará el cálculo y sustento del monto pagado por ITF durante el periodo de liquidación que concluye el 30 de abril de cada año, con excepción del cálculo al 30 de abril de 2007 cuyo periodo de cálculo se computará desde el 1 de marzo de 2004, fecha de inicio de la vigencia del ITF. La liquidación del ITF pagado por la Sociedad Concesionaria durante el periodo respectivo, será expresada en Dólares de los Estados Unidos de América.

#### 4.6 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN ANUAL

Antes del 30 de abril del año  $n$ , el OSINERGMIN efectuará un cálculo de liquidación anual con el objeto de garantizar la equivalencia de los montos mensuales que corresponde facturar y la RA ( $n$ ).

Para el cálculo de la liquidación se aplicará el procedimiento descrito en el Anexo 7 del Contrato de Concesión, empleando la siguiente fórmula:

$$L(n) = RA(n) - \sum_{j=1}^{12} MM_j (1+i_m)^{12-j}$$

$$i_m = (1+i)^{1/12} - 1$$

Donde:

$L(n)$  : Liquidación correspondiente al año  $n$

$MM_j$  : Monto mensual del mes  $j$  definido como la suma correspondiente de las cantidades que, para cada mes  $j$ , corresponde facturar por  $RA_1(n)$  y la  $RA_{SPT}(n)$  más la cantidad percibida por la  $RA_{SST}(n)$ .

$$MM_j = RA_1(n) + RA_{SPT}(n) + RA_{SST}(n)$$

$RA_1(n)$  : Remuneración correspondiente a compensaciones facturables a los titulares de generación.

$RA_{SPT}(n)$  : Ingreso Tarifario esperado y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que serán pagados por los consumidores de acuerdo con las Leyes aplicables.

$RA_{SST}(n)$  : Ingresos percibidos por la Sociedad Concesionaria correspondiente a compensaciones por Sistemas Secundarios de transmisión asociados a demanda.

Estos ingresos percibidos: (i) no incluyen los montos que debiéndose cobrar conforme a las Leyes Aplicables no

hayan sido percibidos y se encuentren en procesos de controversia o acciones legales de cobranza seguidos por la Sociedad concesionaria, y (ii) si incluyen los montos percibidos durante el periodo de liquidación que correspondan a compensaciones devengadas en periodos anteriores. En ningún caso se consideran los Ingresos Adicionales a la RAG.

- i : Tasa de actualización a que se refiere el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Adicionalmente, una vez establecido los costos y gastos auditados más los intereses intercalarios correspondientes a los Proyectos de Ampliación, el procedimiento de cálculo de liquidación deberá utilizar la RAA definitiva para dichas ampliaciones, es decir, se deberá modificar la RAA provisional que se empleará inicialmente, conforme se describe en el numeral 4.2 de la Primera Adenda de Modificación al Contrato de Concesión, y con ello liquidar cualquier diferencia generada entre la remuneración provisional y la definitiva.

## **5 CÁLCULOS**

En vista que a la fecha no se cuenta con toda la información actualizada, ni con las variables económicas definitivas para la determinación de la Remuneración Anual y de sus componentes, se presentarán los cálculos y resultados preliminares, hasta que se cuente con la información actualizada.

## 5.1 Remuneración Anual Mayo 2013-Abril 2014

### 5.1.1 Liquidación Anual de ingresos

	Período de Facturación	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio S./US \$	Monto Mensual RA1 S/.	Monto Mensual RA2 S/.	Total Facturado RA S/.	Montos pendientes de pago (RASST) S/.	Total Percibido RA S/.	Total Percibido US\$	Valor actualizado al 30 abril US\$
1	2012-05	14/06/2012	2.672	12,594,447.80	8,008,364.74	20,602,812.54	0.00	20,602,812.54	7,710,633.44	8,554,735.34
2	2012-06	13/07/2012	2.628	12,621,093.38	9,236,561.61	21,857,654.99	0.00	21,857,654.99	8,317,220.32	9,140,989.81
3	2012-07	14/08/2012	2.616	12,505,336.67	8,581,573.19	21,086,909.86	0.00	21,086,909.86	8,060,745.36	8,775,840.45
4	2012-08	14/09/2012	2.598	12,334,432.78	8,557,699.40	20,892,132.18	0.00	20,892,132.18	8,041,621.32	8,672,726.15
5	2012-09	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,701,391.00
6	2012-10	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,619,601.39
7	2012-11	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,538,580.56
8	2012-12	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,458,321.31
9	2013-01	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,378,816.45
10	2013-02	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,300,058.91
11	2013-03	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,222,041.66
12	2013-04	12/10/2012	2.587	12,249,861.11	8,820,627.16	21,070,488.27	0.00	21,070,488.27	8,144,757.74	8,144,757.74
										<b>102,507,860.77</b>

RA a Liquidar Año 11 (Res. 057-2012-OS/CD y Res. 114-2012) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 10 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (US\$) (A)
<b>98,453,211</b>	98,123,614	102,507,861	<b>-4,384,247</b>

### 5.1.2 Recuperación del ITF

#### - ITF de ingresos y gastos RA

Tasa anual de actualización	12%
Tasa mensual de actualizaci	0.95%

Mes		Tipo de Cambio	Facturación Mensual US \$	Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
11	2012-05	14/06/2012	2.672	20,602,812.54	7,710,633.44	0.0001180	1,009.44
10	2012-06	13/07/2012	2.628	21,857,654.99	8,317,220.32	0.0001180	1,078.61
9	2012-07	14/08/2012	2.616	21,086,909.86	8,060,745.36	0.0001180	1,035.53
8	2012-08	14/09/2012	2.598	20,892,132.18	8,041,621.32	0.0001180	1,023.36
7	2012-09	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	1,026.74
6	2012-10	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	1,017.09
5	2012-11	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	1,007.53
4	2012-12	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	998.06
3	2013-01	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	988.68
2	2013-02	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	979.39
1	2013-03	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	970.18
0	2013-04	12/10/2012	2.587	21,070,488.27	8,144,757.74	0.0001180	961.06
* Valor al 30 de abril de 2013				Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2013 US\$		<b>12,095.67</b>	

### - ITF de ingresos y gastos adicionales RAG

N°		Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)			
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
11	2012-05	2.672	362,538.20	0.0001180	42.78	47.46
10	2012-06	2.628	366,217.71	0.0001180	43.21	47.49
9	2012-07	2.616	381,045.29	0.0001180	44.96	48.95
8	2012-08	2.598	371,751.43	0.0001180	43.87	47.31
7	2012-09	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	47.35
6	2012-10	2.587	439,033.61	0.0001180	51.80	54.83
5	2012-11	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	46.46
4	2012-12	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	46.02
3	2013-01	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	45.59
2	2013-02	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	45.16
1	2013-03	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	44.74
0	2013-04	2.587	375,572.75	0.0001180	44.32	44.32
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2013 US\$						<b>565.67</b>

### 5.1.3 Actualización de la RAG

Preliminarmente se está determinando la RAG actualizada con el último índice Finished Goods Less Food and Energy definitivo disponible.

RAG actualizada = 58'638,000 x 1.2255 = US\$ 71'859,911

#### Indice Finished Goods Less Food and Energy

	RAG	
INICIAL	149.90	ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b> Índice preliminar setiembre 2012
VARIACIÓN	22.55%	

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5	
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0	
2004	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5	
2005	155.4	155.3	155.6	156.0	156.4	156.2	156.8	156.9	157.1	156.8	156.8	156.8	
2006	157.5	158.0	158.4	158.5	158.9	159.0	158.1	158.7	159.2	158.5	159.9	160.0	
2007	160.2	160.9	160.9	161.0	161.4	161.7	162.1	162.3	162.3	162.9	163.4	163.4	
2008	164.1	164.8	165.0	165.8	166.3	166.5	167.5	168.3	168.9	170.4	170.3	170.7	
2009	171.0	171.1	171.4	171.5	171.4	172.0	171.6	172.1	171.9	171.6	172.2	172.2	
2010	172.7	172.7	173.0	173.1	173.6	173.8	174.1	174.4	174.7	174.4	174.3	174.7	
2011	175.5	175.9	176.4	176.9	177.2	177.8	178.7	179.0	179.5	179.5	179.6	180.0	
2012	181.0	181.2	181.6	181.8	182.0	182.5(P)	183.3(P)	183.7(P)	183.7(P)				

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

#### 5.1.4 Actualización y cálculo de la RAA

La RAA se determina como la suma de las remuneraciones anuales de todas las ampliaciones.

##### 1. Ampliación N° 1

La remuneración Anual de la Ampliación N° 1 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría presentado en la regulación de Tarifas en Barra 2008-2009. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14:

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = 5'534,908 x 1.1340 = US\$ 6'276,313

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = 126,973 x 1.1249 = US\$ 142,835

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 1)		
INICIAL	162.00	jul-07
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	13.40%	

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 2)		
INICIAL	163.30	dic-07
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	12.49%	

##### 2. Ampliación N° 2

La remuneración Anual de la Ampliación N° 2 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14:

. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 08 de marzo de 2008.

Rem. Actualizada 2 = 5'515,743 x 1.1127 = US\$ 6'137,142

AMPLIACIÓN N° 2		
INICIAL	165.10	mar-08
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	11.27%	

### 3. Ampliación N° 3

La remuneración Anual de la Ampliación N° 3 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de febrero de 2009.

Rem. Ampliación3 = US\$ 2'597,480 x 1.0730 = US\$ 2'783,133

AMPLIACIÓN N° 3		
INICIAL	171.20	feb-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	7.30%	

### 4. Ampliación N° 4

La remuneración Anual de la Ampliación N° 4 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 16 de enero de 2009

Rem. Ampliación 4 = US\$ 767,462 x 1.0743 =US\$ 824,461

AMPLIACIÓN N° 4		
INICIAL	171.00	ene-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	7.43%	

### 5. Ampliación N° 5

La remuneración Anual de la Ampliación N° 5 ya ha quedado establecida, de acuerdo al Informe de Auditoría. Por lo tanto, corresponde su actualización para el periodo tarifario Mayo 13-

Abril 14. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio 9 de enero de 2011.

Rem. Ampliación 5 = US\$ 767,462 x 1.0467 =US\$ 6'998,970

AMPLIACIÓN N° 5		
INICIAL	175.50	ene-11
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	4.67%	

### 6. Ampliación N° 6

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 6 con el Valor de Inversión estimado de la Sexta Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 18 de agosto de 2011.

Rem. Ampliación 6 = US\$ 3'420,389 x 1.0263=US\$ 3'510,198

AMPLIACIÓN N° 6		
INICIAL	179.00	ago-11
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	2.63%	

### 7. Ampliación N° 7

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 7 con el Valor de Inversión estimado de la Séptima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 12 de enero de 2012

Rem. Ampliación 7 = US\$ 3'689,297 x 1.0138= US\$ 3'740,198

AMPLIACIÓN N° 7		
INICIAL	181.20	feb-12
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	1.38%	

### 8. Ampliación N° 8

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 8 con el Valor de Inversión estimado de la Octava Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 21 de setiembre de 2011.

Rem. Ampliación 8 = US\$ 493,153 x 1.0234= US\$ 504,692

AMPLIACIÓN N° 8		
INICIAL	179.50	sep-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>183.70</b>	<b>sep-12</b>
VARIACIÓN	2.34%	

### 9. Ampliación N° 9

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 9 con el Valor de Inversión estimado de la Novena Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha real de inicio de operaciones 14 de octubre de 2012.

Remuneración Ampliación 9 = US\$ 4'824,476

### 10. Ampliación N° 10

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 10 con el Valor de Inversión estimado de la Décima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 15 de marzo de 2013.

Remuneración Ampliación 10 = US\$ 775,443

### 11. Ampliación N° 11

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 11 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando

la fecha preliminar de inicio de operaciones el 15 de enero de 2013.

Remuneración Ampliación 11 = US\$ 923,329

### **12. Ampliación N° 12**

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 12 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 10 de noviembre de 2013.

Remuneración Ampliación 11 = US\$ 1'124,640

### **13. Ampliación N° 13**

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 13 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 15 de febrero de 2014.

Remuneración Ampliación 11 = US\$ 1'995,481

### **14. Ampliación N° 14**

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 14 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 27 de abril de 2014.

Remuneración Ampliación 11 = US\$ 2'582,097

REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) (Mayo 13-Abril 14)

Periodo	Mes	Ampliación N° 1 (USD)		Ampliación N° 2 (USD)		Ampliación N° 3 (USD)		Ampliación N° 4 (USD)		Ampliación N° 5 (USD)		Ampliación N° 6 (USD)		Ampliación N° 7 (USD)		Ampliación N° 8 (USD)		Ampliación N° 9 (USD)		Ampliación N° 10 (USD)		Ampliación N° 11 (USD)		Ampliación N° 12 (USD)		Ampliación N° 13 (USD)		Ampliación N° 14 (USD)	
		Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
11	may-13	507,583	563,149	485,284	538,409	220,388	244,514	65,193	72,330	553,431	614,017	277,563	307,848	295,750	328,126	39,908	44,276	381,487	423,249	61,317	66,029	73,011	81,003	-	-	-	-	-	-
10	jun-13	507,583	557,856	485,284	533,348	220,388	242,216	65,193	71,650	553,431	608,245	277,563	305,054	295,750	325,042	39,908	43,860	381,487	419,271	61,317	67,390	73,011	80,242	-	-	-	-	-	
9	jul-13	507,583	552,612	485,284	528,335	220,388	239,839	65,193	70,976	553,431	602,528	277,563	302,186	295,750	321,967	39,908	43,448	381,487	415,330	61,317	66,756	73,011	79,488	-	-	-	-	-	
8	ago-13	507,583	547,418	485,284	523,369	220,388	237,684	65,193	70,309	553,431	596,855	277,563	299,346	295,750	318,960	39,908	43,040	381,487	411,426	61,317	66,129	73,011	78,740	-	-	-	-	-	
7	sep-13	507,583	542,273	485,284	518,449	220,388	235,450	65,193	69,648	553,431	591,254	277,563	296,532	295,750	315,962	39,908	42,635	381,487	407,569	61,317	65,507	73,011	76,000	-	-	-	-	-	
6	oct-13	507,583	537,175	485,284	513,576	220,388	233,236	65,193	68,964	553,431	585,697	277,563	293,745	295,750	312,952	39,908	42,234	381,487	403,728	61,317	64,892	73,011	77,267	-	-	-	-	-	
5	nov-13	507,583	532,126	485,284	508,749	220,388	231,044	65,193	68,345	553,431	580,192	277,563	290,984	295,750	310,050	39,908	41,837	381,487	399,833	61,317	64,282	73,011	76,541	62,250	65,260	-	-	-	
4	dic-13	507,583	527,124	485,284	503,967	220,388	228,872	65,193	67,703	553,431	574,738	277,563	288,249	295,750	307,136	39,908	41,444	381,487	396,174	61,317	63,677	73,011	75,821	88,929	92,363	-	-	-	
3	ene-14	507,583	522,170	485,284	499,230	220,388	226,721	65,193	67,066	553,431	569,336	277,563	285,539	295,750	304,249	39,908	41,054	381,487	392,450	61,317	63,079	73,011	75,108	88,929	91,465	-	-	-	
2	feb-14	507,583	517,261	485,284	494,537	220,388	224,590	65,193	66,436	553,431	563,984	277,563	282,855	295,750	301,389	39,908	40,669	381,487	388,761	61,317	62,486	73,011	74,403	88,929	90,625	78,895	80,399	-	
1	mar-14	507,583	512,389	485,284	489,889	220,388	222,479	65,193	65,811	553,431	558,683	277,563	280,197	295,750	298,556	39,908	40,286	381,487	385,107	61,317	61,899	73,011	73,703	88,929	86,773	157,789	159,286	-	
0	abr-14	507,583	507,583	485,284	485,284	220,388	220,388	65,193	65,193	553,431	553,431	277,563	277,563	295,750	295,750	39,908	39,908	381,487	381,487	61,317	61,317	73,011	73,011	88,929	88,929	157,789	157,789	27,223	
<b>RAA Mayo 13-Abril 14 - (USD)</b>		<b>6,419,148</b>		<b>6,137,142</b>		<b>2,787,133</b>		<b>824,461</b>		<b>6,998,670</b>		<b>3,616,198</b>		<b>3,746,198</b>		<b>594,692</b>		<b>4,824,478</b>		<b>775,443</b>		<b>923,329</b>		<b>618,424</b>		<b>397,475</b>		<b>27,223</b>	

\*Valores expresados al 30 de abril de 2014

TOTAL (US\$) 38,388,311  
Valor Futuro\* - expresado a abril 2014

La RAA para el periodo Mayo 2013-Abril 2014 (preliminar) es de US\$ 38'388,311

### 5.1.1 RA Mayo 2013-Abril 2014

RA = RAG + RAA + Liquidación Total

Liquidación = Liquidación ingresos + Recup. ITF + R. Ampliación Menor

## RESUMEN

1) **LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2011-ABRIL 2012**

Liquidación de la RAG Mayo 11- Abril 12	(4,384,247)
Recuperación del ITF de Mayo 11 - Abril 12	12,661
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
<b>LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)</b>	<b>(4,371,585)</b>

<b>LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 10 (US\$)</b>	<b>(4,896,176)</b>
--	--------------------

2) **REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 12 - ABRIL 13**

RAG actualizada	71,859,911
RAA Mayo 2011-Abril 2012	38,388,311
Liquidación anual	-4,896,176
<b>REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 11 - ABRIL 12 (US\$)</b>	<b>105,352,046</b>

### 5.2 Costo Total de Transmisión SPT (Determinación del VNR y COYM)

a) VNR

Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (Propuesto)			
	SPT	SST	Total
Líneas de Transmisión	86,257,515	511,617,428	597,874,943
Subestaciones	35,899,981	218,482,425	254,382,407
Control de Control	962,000	5,659,986	6,621,986
<b>Total VNR</b>	<b>123,119,497</b>	<b>735,759,839</b>	<b>858,879,336</b>

### b) COyM

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>254,690</b>	<b>1,692,647</b>	<b>1,947,337</b>
Operación CC	41,804	243,805	285,609
Operación de Subestaciones	212,886	1,448,843	1,661,729
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,488,104</b>	<b>5,696,338</b>	<b>7,184,443</b>
Líneas de Transmisión	1,063,545	3,344,163	4,407,708
Subestaciones	358,494	1,966,875	2,325,370
Mantenimiento CC Y TEL	66,065	385,300	451,365
<b>GESTIÓN</b>	<b>2,275,036</b>	<b>13,316,822</b>	<b>15,591,858</b>
Personal	1,066,345	6,218,849	7,285,194
No Personales	1,208,691	7,097,974	8,306,664
Costos No Personales sin Seguros	869,831	5,072,953	5,942,784
SEGUROS	338,860	2,025,021	2,363,880
<b>SEGURIDAD</b>	<b>191,754</b>	<b>1,102,141</b>	<b>1,293,895</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,209,584</b>	<b>21,807,949</b>	<b>26,017,533</b>
VNR	123,119,497	735,759,839	858,879,336
COyM/VNR	3.42%	2.96%	3.03%

### c) Costo Total de Transmisión - CTT (aVNR+COyM)

El Costo Total de Transmisión determinado como la suma de la anualidad del VNR (aVNR) más el COyM da como resultado:

$$CTT = aVNR + COyM = 15'284,505 + 4'209,584 = US\$ 19'494,089$$

## 6 RESULTADOS

### 6.1 Costo Total de Transmisión

$$RA(n) = RAG(n) + RAA(n)$$

$$RA(n) = RA_1(n) + RA_2(n)$$

RA<sub>1</sub>(n) estimada : Valor estimado con las nuevas compensaciones vigentes a partir de febrero 2010

$$RA_2(n) \text{ estimada} = RA(n) - RA_1(n)$$

$$RA_2(n) \text{ estimada} = RA_{SST}(n) + RA_{SPST}(n)$$

Siguiendo el procedimiento descrito en el numeral 4.1 del presente informe:

**Metodología para el Ajuste de la RA**

(a)	RASST (n)=	16,107,382	
	RASST IT (n)=	22,307	
	RASST Peaje (n)=	16,085,075	
(b)	RASPT (n)=	19,494,089	(CTT= aVNR + COyM)
(c)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	35,601,471	
(d)	c)> RA2 (n)	No	
	Reajuste del RASST(n)		
	Usuarios Regulados	54% Anuario OSINERGMIN	54%
	Usuarios Libres	46% Anuario OSINERGMIN	46%
	Reducción en las Tarifas SST regulados:	0.00%	
	RA Peaje SST (n) =	16,085,075	
	RA IT SST (n) =	22,307	
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	47,807,138	
	RASPT (n)=	31,699,756	Reajustado

**DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 12 - ABRIL 13 (En US\$)**

<b>RA</b>	<b>105,352,046</b>
RA 1	57,544,908
RA 2	47,807,138
RA SST	16,107,382
ITA SST	22,307
PSST	16,085,075
RA SPT	31,699,756
Tipo de Cambio:	2.598

---

**Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2012-Abril 2013 es de US\$ 31'699,756**

## 6.2 Fórmula de Actualización

$$\text{PCSPT 1} = \text{PCSPT 0} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TCo}$$

- PCSPT 1: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kWmes.
- PCSPT 0: Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- FAPCSPT: Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.
- FTC: Factor por variación del Tipo de Cambio.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" 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: Tipo de Cambio inicial. Se está considerando el del último día hábil de setiembre de 2012, igual S/. 2,598 por US Dólar.

## 7 OBSERVACIONES

Sigue pendiente de pago la facturación de Mayo a Diciembre de 2007 de ELECTRO SUR MEDIO, correspondiente al dictamen de OSINERGMIN respecto a la controversia entre REP y ELECTRO SUR MEDIO.

## 8 PLAN DE OBRAS

(1) Cláusula Adicional N° 10: Proyecto “Implementación del reactor serie 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 500/220 kV” y “Segunda etapa de ampliación de las subestación Independencia 60 kV”:

- 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 500/220 kV.
- Segunda etapa de ampliación de la subestación Independencia 60 kV que contempla la instalación de una nueva celda 60 kV y la reubicación de los equipos de la línea Pisco I 60 kV (L-6605) a un nuevo sector de la misma subestación.

(2) Cláusula Adicional N° 11: Proyecto “Cambio de la configuración en 220 kV de barra simple a doble barra de la subestación Pomacocha”, “Ampliación de la capacidad de transmisión de la L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA” y “Cambio de configuración en 138 kV de barra simple a doble barra de la subestación Tintaya”:

- Cambio en la configuración en 220 kV de barra simple a doble barra de la subestación Pomacocha.
- Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA.
- Cambio en configuración en 138 kV de barra simple a doble barra de la subestación Tintaya.

(3) Cláusula Adicional N° 12: Proyecto “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV “T” a “PI” de la Subestación Ayaviri”:

- Cambio de Configuración de “T” a “PI” del sistema de barras en 138 kV de la Subestación Ayaviri, incluyendo dos (02) celdas en 138 kV para entrada y salida de la configuración “PI”.
- Ampliación de Capacidad de Transformación de la Subestación Puno, que consiste en la instalación de un (01) transformador de potencia de 138/60/22,9/10kV, 40/40/20/\* MVA ((\* a definirse en la etapa de construcción), ONAF y sus celdas de conexión correspondientes en 138 kV, 60 kV y 22,9 kV.

(4) Cláusula Adicional N° 13: Proyecto “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 “Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste”:

- Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV, incluido el traslado del Reactor R-10 de 20 MVar y su celda de conexión en 220 kV de la Subestación Talara a la Subestación Pariñas.
- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA
- Instalación de Compensación reactiva 1x20 MVar en 60 kV en la Subestación Piura Oeste.

(5) Cláusula Adicional N° 14: Proyecto “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”:

- Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV con una configuración de doble barra y equipada de 04 celdas de línea en 220 kV y 01 celda en 220 kV para el acoplamiento de barras.
- Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte, que consiste en la instalación de un Autotransformador

de Potencia trifásico de 220/138/22,9kV y 100/100/20 MVA (ONAN) ,  
con sus respectivas celdas de conexión en 220 kV, 138 kV y 22,9  
kV.

## 9 CONCLUSIONES

Con los valores estimados de la RA Mayo 13 - Abril 14 y de sus  
componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el  
periodo Mayo 2013-Abril 2014 es de US\$ **31'699,756**.