

**ANEXO A**

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

**MAYO 2014 – ABRIL 2015**

Lima, 24 de enero de 2014

CS-009-14011142

Ingeniero  
**Luis Lazo Velarde**  
Representante del Sub – Comité de Transmisores del COES  
**Sub – Comité de Transmisores del COES**  
Av. Juan de Arona N° 720  
San Isidro.-



**Asunto: Absolución de Observaciones del Estudio Técnico Económico**

**Ref : Oficio N° 0015-2014-GART**

Estimado ingeniero Lazo:

Me dirijo a usted, para hacerle llegar adjunto al presente, la absolución de las observaciones el Estudio de Fijación Tarifaria correspondiente al periodo de mayo 2014 a abril 2015, emitidas por OSINERGMIN mediante el oficio de la referencia.

Al respecto, se adjunta 01 CD conteniendo lo siguiente:

- Propuesta actualizada de Tarifas SPT de REP.
- Propuesta actualizada de Tarifas SPT de CTM.
- Propuesta actualizada de Tarifas SPT de Isa Perú.

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente,



Ángel Fredy Asmat Siquero  
Jefe de Departamento de Comercialización

Adj. Lo indicado



PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ  
REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2014- ABRIL 2015



**PROPUESTA TARIFARIA DE REP  
REGULACIÓN TARIFA EN BARRA MAYO 2014- ABRIL 2015**

**Enero 2014**

## INFORME

### **PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2014- ABRIL 2015**

#### **1 OBJETIVO**

El presente informe tiene como objetivo determinar las Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de REP correspondiente al Periodo Tarifario Mayo 2014 - abril 2015, 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”.

### **Ampliación N° 15**

- Con fecha 20 de febrero de 2013, las Partes suscribieron la Décimo Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Quinta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 15 que comprende “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”, “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” e “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.”

### **Ampliación N° 16**

- Con fecha 11 de julio de 2013, las Partes suscribieron la Décimo Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Décimo Sexta Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 16 que comprende “Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV, Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV y Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA”.

## **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

##### 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

<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.

<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.

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

La RA<sub>1</sub>(n) en aplicación del artículo 139º 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 79º 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<sub>2</sub>(n), será establecido por el OSINERGMIN como la diferencia entre la RA(n) y la RA<sub>1</sub>(n).

El pago de la RA<sub>2</sub>(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<sub>SST</sub>(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 N° 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de la RA<sub>SST</sub>(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<sub>SPT</sub>(n), de conformidad con las leyes aplicables.
- c) Se calcula la suma de la RA<sub>SST</sub>(n) + RA<sub>SPT</sub>(n).

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

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

- 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.

#### **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*

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

*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.*

*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

MMj : 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  $RA_{SST}(n)$ .

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

$RA_1(n)$  : 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, ni con recálculos derivados de la liquidación anual de ingresos por los Sistemas Secundarios de Transmisión, 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 2014-Abril 2015

### 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	2013-05	14/06/2013	2.723	13,904,152.16	11,746,840.71	25,650,992.87	0.00	25,650,992.87	9,420,122.24	10,451,366.06
2	2013-06	12/07/2013	2.771	12,718,016.23	8,261,189.70	20,979,205.93	0.00	20,979,205.93	7,570,987.34	8,320,847.05
3	2013-07	14/08/2013	2.798	13,557,029.94	9,854,085.00	23,411,114.94	0.00	23,411,114.94	8,367,088.97	9,109,360.81
4	2013-08	13/09/2013	2.777	13,560,503.82	10,008,124.17	23,568,627.99	0.00	23,568,627.99	8,487,082.46	9,153,146.99
5	2013-09	14/10/2013	2.772	13,634,985.60	9,987,211.95	23,622,197.55	0.00	23,622,197.55	8,521,716.29	9,104,111.84
6	2013-10	14/11/2013	2.8	13,628,987.40	10,222,829.65	23,851,817.05	0.00	23,851,817.05	8,518,506.09	9,015,139.46
7	2013-11	13/12/2013	2.769	13,555,787.98	10,199,761.77	23,755,549.75	0.00	23,755,549.75	8,579,107.89	8,993,932.81
8	2013-12	14/01/2014	2.801	13,516,990.91	10,267,672.56	23,784,663.47	0.00	23,784,663.47	8,491,489.99	8,818,402.34
9	2014-01	14/01/2014	2.801	13,516,990.91	10,267,672.56	23,784,663.47	0.00	23,784,663.47	8,491,489.99	8,735,512.87
10	2014-02	14/01/2014	2.801	13,516,990.91	10,267,672.56	23,784,663.47	0.00	23,784,663.47	8,491,489.99	8,653,402.52
11	2014-03	14/01/2014	2.801	13,516,990.91	10,267,672.56	23,784,663.47	0.00	23,784,663.47	8,491,489.99	8,572,063.98
12	2014-04	14/01/2014	2.801	13,516,990.91	10,267,672.56	23,784,663.47	0.00	23,784,663.47	8,491,489.99	8,491,489.99
										107,418,776.72

RA a Liquidar Año 12 (Res. 053-2013-OS/CD y Res. 135-2013 ) (US\$)	Recalculo RA a Liquidar Año 10 (US\$)	Valor actualizado de los montos facturados (US\$)	Liquidación de la RA (US\$) (A)
104,910,093	105,129,968	107,418,777	-2,288,808

### 5.1.2 Recuperación del ITF

#### - ITF de ingresos y gastos RA

Mes		Tipo de Cambio	Facturación Mensual	Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
N°	US \$						
11	2013-05	2.723	25,650,992.87	9,420,122.24	0.0001180	1,111.55	1,233.24
10	2013-06	2.771	20,979,205.93	7,570,987.34	0.0001180	893.36	981.84
9	2013-07	2.798	23,411,114.94	8,367,088.97	0.0001180	987.30	1,074.88
8	2013-08	2.777	23,568,627.99	8,487,082.46	0.0001180	1,001.45	1,080.05
7	2013-09	2.772	23,622,197.55	8,521,716.29	0.0001180	1,005.54	1,074.26
6	2013-10	2.800	23,851,817.05	8,518,506.09	0.0001180	1,005.16	1,063.76
5	2013-11	2.769	23,755,549.75	8,579,107.89	0.0001180	1,012.31	1,061.26
4	2013-12	2.801	23,784,663.47	8,491,489.99	0.0001180	1,001.97	1,040.55
3	2014-01	2.801	23,784,663.47	8,491,489.99	0.0001180	1,001.97	1,030.77
2	2014-02	2.801	23,784,663.47	8,491,489.99	0.0001180	1,001.97	1,021.08
1	2014-03	2.801	23,784,663.47	8,491,489.99	0.0001180	1,001.97	1,011.48
0	2014-04	2.801	23,784,663.47	8,491,489.99	0.0001180	1,001.97	1,001.97
* Valor al 30 de abril de 2014				Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2014 US\$			12,675.15

**- ITF de ingresos y gastos adicionales RAG**

N°		Tipo de Cambio US \$	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)			VF US\$*
			Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	
11	2013-05	2.723	320,941.09	0.0001180	37.87	42.02
10	2013-06	2.771	306,952.70	0.0001180	36.22	39.81
9	2013-07	2.798	313,210.61	0.0001180	36.96	40.24
8	2013-08	2.777	293,336.25	0.0001180	34.61	37.33
7	2013-09	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	37.43
6	2013-10	2.800	378,745.44	0.0001180	44.69	47.30
5	2013-11	2.769	324,324.34	0.0001180	38.27	40.12
4	2013-12	2.801	317,981.13	0.0001180	37.52	38.97
3	2014-01	2.801	317,981.13	0.0001180	37.52	38.60
2	2014-02	2.801	317,981.13	0.0001180	37.52	38.24
1	2014-03	2.801	317,981.13	0.0001180	37.52	37.88
0	2014-04	2.801	317,981.13	0.0001180	37.52	37.52
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2014 US\$						<b>475.44</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.

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.2375 = \text{US\$ } 72'564,036$$

RAG		
INICIAL	149.90	ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>185.50</b>	oct-13
VARIACIÓN	23.75%	

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
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	165.1	165.8	166.3	166.6	167.4	168.1	168.9	170.5	170.4	170.8	
2009	171.0	171.1	171.4	171.5	171.4	172.0	171.6	171.9	171.8	171.7	172.3	172.3	
2010	172.8	172.8	173.1	173.1	173.6	173.8	174.0	174.1	174.5	174.4	174.4	174.8	
2011	175.5	176.0	176.5	177.0	177.2	177.7	178.5	178.7	179.2	179.5	179.7	180.2	
2012	181.0	181.4	181.7	181.9	182.1	182.4	183.3	183.3	183.4	183.4	183.6	183.9	
2013	184.3	184.5	184.8	184.9	185.1	185.4	185.6	185.5	185.6(P)	185.9(P)	186.0(P)	186.5(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 14- Abril 15:

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = 5'534,908 x 1.1451 = US\$ 6'297,617

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = 126,973 x 1.1359 = US\$ 144,235

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 1)		
INICIAL	162.00	jul-07
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	14.51%	

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 2)		
INICIAL	163.30	dic-07
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	13.59%	

##### 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 14- Abril 15:

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

Rem. Actualizada 2 = 5'515,743 x 1.1236 = US\$ 6'169,368

AMPLIACIÓN N° 2		
INICIAL	165.10	mar-08
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	12.36%	

### 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 1.0835 = US\$ 2'814,442

AMPLIACIÓN N° 3		
INICIAL	171.20	feb-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	8.35%	

### 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 1.0848 =US\$ 832,540

AMPLIACIÓN N° 4		
INICIAL	171.00	ene-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	8.48%	

### 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 1.0570 =US\$ 7'047,908

AMPLIACIÓN N° 5		
INICIAL	175.50	ene-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	5.70%	

#### 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 1.0363=US\$ 3'616,060

AMPLIACIÓN N° 6		
INICIAL	179.00	ago-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	3.63%	

#### 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 1.0237= US\$ 3'592,641

AMPLIACIÓN N° 7		
INICIAL	181.20	feb-12
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	2.37%	

### 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 1.0334= US\$ 505,249

AMPLIACIÓN N° 8		
INICIAL	179.50	sep-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	oct-13
VARIACIÓN	3.34%	

### 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.

Rem. Ampliación 9 = US\$ 4'824,476x1.0115 = US\$ 4'879,718

AMPLIACIÓN N° 9		
INICIAL	183.40	oct-12
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	oct-13
VARIACIÓN	1.15%	

### 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 real de inicio de operaciones 29 de abril de 2013.

Rem. Ampliación 10 = US\$ 775,443 x 1,0032 = US\$ 777,960

AMPLIACIÓN N° 10		
INICIAL	184.90	abr-13
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>185.50</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	0.32%	

### 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 real de inicio de operaciones el 12 de julio de 2013.

Rem. Ampliación 11 = US\$ 923,329x1 = US\$ 923,329

AMPLIACIÓN N° 11		
INICIAL	184.90	abr-13
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	0.00%	

### 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 12 = 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 13 = 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 14 = US\$ 2'582,097

#### **15. Ampliación N° 15**

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 15 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 20 de marzo de 2015.

Remuneración Ampliación 15 = US\$ 7'314,090

#### **16. Ampliación N° 16**

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación N° 16 con el Valor de Inversión estimado de la Undécima Cláusula Adicional. Asimismo, se está considerando la fecha preliminar de inicio de operaciones el 11 de abril de 2015.

Remuneración Ampliación 16 = US\$ 1'589,335



PROPUESTA TARIFARIA DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ  
REGULACIÓN DE TARIFAS EN BARRA MAYO 2014- ABRIL 2015

Periodo	Mes	Ampliación N° 1 (USD)		Ampliación N° 2 (USD)		Ampliación N° 3 (USD)		Ampliación N° 4 (USD)		Ampliación N° 5 (USD)	
		Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
11	may-14	509,378	565,141	487,832	541,236	222,547	246,910	65,832	73,038	557,301	618,310
10	jun-14	509,378	559,829	487,832	536,149	222,547	244,589	65,832	72,352	557,301	612,498
9	jul-14	509,378	554,567	487,832	531,109	222,547	242,290	65,832	71,672	557,301	606,741
8	ago-14	509,378	549,354	487,832	526,117	222,547	240,013	65,832	70,998	557,301	601,038
7	sep-14	509,378	544,191	487,832	521,172	222,547	237,757	65,832	70,331	557,301	595,389
6	oct-14	509,378	539,075	487,832	516,273	222,547	235,522	65,832	69,670	557,301	589,792
5	nov-14	509,378	534,008	487,832	511,420	222,547	233,308	65,832	69,015	557,301	584,248
4	dic-14	509,378	528,989	487,832	506,613	222,547	231,115	65,832	68,366	557,301	578,757
3	ene-15	509,378	524,017	487,832	501,851	222,547	228,943	65,832	67,723	557,301	573,317
2	feb-15	509,378	519,091	487,832	497,134	222,547	226,791	65,832	67,087	557,301	567,928
1	mar-15	509,378	514,212	487,832	492,461	222,547	224,659	65,832	66,456	557,301	562,589
0	abr-15	509,378	509,378	487,832	487,832	222,547	222,547	65,832	65,832	557,301	557,301
RAA Mayo 13- Abril 14 - (USD)			6,441,852		6,169,368		2,814,442		832,540		7,047,908

Ampliación N° 6 (USD)		Ampliación N° 7 (USD)		Ampliación N° 8 (USD)		Ampliación N° 9 (USD)		Ampliación N° 10 (USD)	
Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
285,934	317,236	284,082	315,181	39,952	44,325	385,855	428,096	61,516	68,250
285,934	314,254	284,082	312,218	39,952	43,909	385,855	424,072	61,516	67,609
285,934	311,300	284,082	309,284	39,952	43,496	385,855	420,086	61,516	66,973
285,934	308,374	284,082	306,377	39,952	43,087	385,855	416,137	61,516	66,344
285,934	305,475	284,082	303,497	39,952	42,682	385,855	412,226	61,516	65,720
285,934	302,604	284,082	300,644	39,952	42,281	385,855	408,351	61,516	65,102
285,934	299,759	284,082	297,818	39,952	41,884	385,855	404,513	61,516	64,490
285,934	296,942	284,082	295,019	39,952	41,490	385,855	400,710	61,516	63,884
285,934	294,151	284,082	292,246	39,952	41,100	385,855	396,944	61,516	63,284
285,934	291,386	284,082	289,499	39,952	40,714	385,855	393,213	61,516	62,689
285,934	288,647	284,082	286,777	39,952	40,331	385,855	389,517	61,516	62,100
285,934	285,934	284,082	284,082	39,952	39,952	385,855	385,855	61,516	61,516
	<b>3,616,060</b>		<b>3,592,641</b>		<b>505,249</b>		<b>4,879,718</b>		<b>777,960</b>

Ampliación N° 11 (USD)		Ampliación N° 12 (USD)		Ampliación N° 13 (USD)		Ampliación N° 14 (USD)		Ampliación N° 15 (USD)		Ampliación N° 16 (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*
73,011	81,003	88,929	98,664	157,789	175,063	204,175	226,526		-		-
73,011	80,242	88,929	97,737	157,789	173,417	204,175	224,397		-		-
73,011	79,488	88,929	96,818	157,789	171,787	204,175	222,288		-		-
73,011	78,740	88,929	95,908	157,789	170,173	204,175	220,198		-		-
73,011	78,000	88,929	95,007	157,789	168,573	204,175	218,129		-		-
73,011	77,267	88,929	94,114	157,789	166,988	204,175	216,078		-		-
73,011	76,541	88,929	93,229	157,789	165,419	204,175	214,047		-		-
73,011	75,821	88,929	92,353	157,789	163,864	204,175	212,035		-		-
73,011	75,109	88,929	91,485	157,789	162,324	204,175	210,042		-		-
73,011	74,403	88,929	90,625	157,789	160,798	204,175	208,068		-		-
73,011	73,703	88,929	89,773	157,789	159,286	204,175	206,112	373,128	376,669		-
73,011	73,011	88,929	88,929	157,789	157,789	204,175	204,175	578,349	578,349	46,080	46,080
	<b>923,329</b>		<b>1,124,640</b>		<b>1,995,481</b>		<b>2,582,097</b>		<b>955,018</b>		<b>46,080</b>

<b>TOTAL (US\$)</b>	<b>44,304,386</b>
Valor Futuro* - expresado a abril 2015	

La RAA para el periodo Mayo 2013-Abril 2014 (preliminar) es de US\$ 44'304,386

### 5.1.1 RA Mayo 2014-Abril 2015

RA = RAG + RAA + Liquidación Total

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

**RESUMEN**

1) **LIQUIDACIÓN TOTAL MAYO 2013-ABRIL 2014**

Liquidación de la RAG Mayo 13- Abril 14	(2,288,808)
Recuperación del ITF de Mayo 13 - Abril 14	13,151
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
<b>LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)</b>	<b>(2,275,658)</b>

<b>LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 13 (US\$)</b>	<b>(2,548,737)</b>
--	--------------------

2) **REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 14 - ABRIL 15**

RAG actualizada	72,564,036
RAA Mayo 2014-Abril 2015	44,304,386
Liquidación anual	-2,548,737
<b>REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 14 - ABRIL 15 (US\$)</b>	<b>114,319,685</b>

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

a) **VNR**

<b>Valor Nuevo de Reemplazo Sistema Total - REP (Propuesto)</b>			
	<b>SPT</b>	<b>SST</b>	<b>Total</b>
Líneas de Transmisión	99,201,359	523,924,091	623,125,450
Subestaciones	37,586,831	233,348,711	270,935,542
Centrol de Control	1,675,363	9,274,974	10,950,337
<b>Total VNR</b>	<b>138,463,553</b>	<b>766,547,776</b>	<b>905,011,329</b>

## b) COyM

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>270,847</b>	<b>1,826,629</b>	<b>2,097,476</b>
Operación CC	44,746	240,863	285,609
Operación de Subestaciones	226,101	1,585,766	1,811,867
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,489,139</b>	<b>5,802,315</b>	<b>7,291,454</b>
Líneas de Transmisión	1,028,574	3,446,729	4,475,303
Subestaciones	392,176	1,987,452	2,379,628
Mantenimiento CC Y TEL	68,389	368,134	436,523
<b>GESTIÓN</b>	<b>2,337,263</b>	<b>12,624,597</b>	<b>14,961,860</b>
Personal	1,171,310	6,305,087	7,476,397
No Personales	1,165,953	6,319,510	7,485,463
Costos No Personales sin Seguros	795,259	4,280,829	5,076,088
SEGUROS	370,694	2,038,681	2,409,375
<b>SEGURIDAD</b>	<b>168,281</b>	<b>1,058,278</b>	<b>1,226,559</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,265,529</b>	<b>21,311,820</b>	<b>25,577,349</b>
VNR	138,328,408	760,755,555	899,083,963
COyM/VNR	3.08%	2.80%	2.84%

## 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:

$$CTT = aVNR + COyM = 17'189,372 + 4'265,529 = US\$ 21'454,901$$

## 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)=	24,103,587
	RASST IT (n)=	1,560,121
	RASST Peaje (n)=	22,543,466
(b)	RASPT (n)=	21,454,901 (CTT= aVNR + COyM)
(c)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	45,558,488
(d)	c) > RA2 (n)	no
	Reajuste del RASST(n)	
	Usuarios Regulados	54% Anuario OSINERGMIN
	Usuarios Libres	46% Anuario OSINERGMIN
	Reducción en las Tarifas SST regulados:	0.00%
	RA Peaje SST (n) =	22,543,466
	RA IT SST (n) =	1,560,121
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	52,973,057
	RASPT (n)=	28,869,470 Reajustado

**DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 14 - ABRIL 15 (En US\$)**

<b>RA</b>	<b>114,319,685</b>
RA 1	61,346,628
RA 2	52,973,057
RA SST	24,103,587
ITA SST	1,560,121
PSST	22,543,466
RA SPT	28,869,470
Tipo de Cambio:	2.796

---

**Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2014-Abril 2015 es de US\$ 28'869,470**

## 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 diciembre de 2013, igual S/. 2,796 por US Dólar.

## 7 PLAN DE OBRAS

(1) 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.
- (2) 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.
- (3) 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.

(4) Cláusula Adicional N° 15: Proyecto “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”, “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Zapallal (L-2242/L2243) de 152 a 270 MVA por terna, mediante una nueva línea de transmisión de doble terna utilizando la misma servidumbre”; e “Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla–Chavarría (L-2246) y Ampliación de Subestaciones Asociadas”:

- 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.
- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Zapallal (L-2242/L2243) de 152 a 270 MVA por terna, mediante una nueva línea de transmisión de doble terna utilizando la misma servidumbre.
- Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla–Chavarría (L-2246), variantes con postes y cables subterráneos y Ampliación de Subestaciones Asociadas.

(5) Cláusula Adicional N° 16: Proyecto “Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV, Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Tingo María, b) S.E. Amarilis – S.E. Huánuco y S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Paragsha; y, “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA”:

- Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV, con una configuración de doble barra más seccionador de transferencia y espacios para futuras instalaciones en 138 kV; 22,9 kV y 10 kV.
- Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Tingo María, b) S.E. Amarilis – S.E. Huánuco y c) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Paragsha.
- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA.

## 8 CONCLUSIONES

Con los valores estimados de la RA Mayo 14 - Abril 15 y de sus componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el periodo Mayo 2014 - Abril 2015 es de US\$ 28'869,470.