

**ANEXO A**

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

**MAYO 2014 – ABRIL 2015**



■ REP  
■ ISA PERÚ  
■ TRANSMANTARO

Lima 31 de octubre de 2013

Ingeniero  
**Luis Lazo**  
Representante  
**Sub – Comité de Transmisión del COES**  
Av. Juan De Arona 720  
San Isidro



**Asunto : Información para Propuesta del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra del Periodo Mayo 2014- Abril 2015 presentado por Red de Energía del Perú, CTM e Isa Perú.**

Estimado Ingeniero:

Me dirijo a usted, para hacerle llegar adjunto al presente, información de nuestras representadas para la Propuesta del Subcomité de Transmisores del COES para la Fijación de Tarifas en Barra, correspondiente al periodo de mayo 2014 – 2015.

Al respecto, se adjunta 01 CD conteniendo lo siguiente :

- Propuesta del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
- Propuesta del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM)
- Plan de Obras de Transmisión
- Propuesta de Liquidación Anual

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente

  
Angel Fredy Asmat  
Jefe Departamento de Comercialización

ISA PERÚ  
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ  
CONSORCIO TRANSMANTARO  
Edificio Corporativo Arona, oficina 601  
Av. Juan de Arona 720  
San Isidro. Lima 27, Perú  
Tel: + 51 1 7126600  
www.rep.com.pe



REP



REP

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

Octubre 2013

## 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>SSST</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>SSST</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>SSST</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

MM<sub>j</sub> : 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 79º 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



## 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	13,769,536.75	15,132,785.14	28,902,321.89	0.00	28,902,321.89	10,614,146.86	11,776,103.47
2	2013-06	12/07/2013	2.771	12,714,847.13	8,242,505.83	20,957,352.96	0.00	20,957,352.96	7,563,101.03	8,312,179.65
3	2013-07	14/08/2013	2.798	13,479,642.12	9,935,666.54	23,415,308.66	0.00	23,415,308.66	8,368,587.80	9,110,992.60
4	2013-08	13/09/2013	2.777	13,920,195.26	10,028,433.72	23,948,628.98	0.00	23,948,628.98	8,623,921.13	9,300,724.74
5	2013-09	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	9,104,418.82
6	2013-10	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	9,018,840.90
7	2013-11	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,934,067.39
8	2013-12	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,850,090.71
9	2014-01	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,766,903.38
10	2014-02	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,684,497.97
11	2014-03	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,602,867.15
12	2014-04	14/10/2013	2.772	13,631,949.11	9,991,044.93	23,622,994.04	0.00	23,622,994.04	8,522,003.62	8,522,003.62
										<b>108,983,690.40</b>

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	104,583,194	108,983,690	-4,400,497

### 5.1.2 Recuperación del ITF

#### - ITF de ingresos y gastos RA

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

N°	Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US \$	Facturación Mensual				
				Total S/.	Total US \$	Factor ITF	ITF US\$	VF US\$*
11	2013-05	14/06/2013	2.723	28,902,321.89	10,614,146.86	0.0001180	1,252.44	1,389.55
10	2013-06	12/07/2013	2.771	20,957,352.96	7,563,101.03	0.0001180	892.43	980.82
9	2013-07	14/08/2013	2.798	23,415,308.66	8,368,587.80	0.0001180	987.47	1,075.07
8	2013-08	13/09/2013	2.777	23,948,628.98	8,623,921.13	0.0001180	1,017.60	1,097.46
7	2013-09	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,074.30
6	2013-10	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,064.20
5	2013-11	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,054.20
4	2013-12	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,044.29
3	2014-01	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,034.47
2	2014-02	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,024.75
1	2014-03	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,015.12
0	2014-04	14/10/2013	2.772	23,622,994.04	8,522,003.62	0.0001180	1,005.58	1,005.58
* Valor al 30 de abril de 2014				Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2013 US\$				<b>12,859.80</b>

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

N°		Tipo de Cambio	INGRESOS ADICIONALES A LA RAG (USD)			VF US\$*
		US \$	Facturación Mensual (US\$)	Factor ITF	ITF US\$	
11	2013-05	2.723	320,978.12	0.0001180	37.87	42.02
10	2013-06	2.771	307,082.48	0.0001180	36.23	39.82
9	2013-07	2.798	313,310.66	0.0001180	36.97	40.25
8	2013-08	2.777	293,396.77	0.0001180	34.62	37.34
7	2013-09	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	37.43
6	2013-10	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	37.08
5	2013-11	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	36.73
4	2013-12	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	36.39
3	2014-01	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	36.05
2	2014-02	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	35.71
1	2014-03	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	35.37
0	2014-04	2.772	296,948.58	0.0001180	35.04	35.04
Valor ITF expresado al 30 de Abril de 2014 US\$						<b>449.23</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.

$$\text{RAG actualizada} = 58'638,000 \times 1.2255 = \text{US\$ } 71'859,911$$

**Indice Finished Goods Less Food and Energy**

	RAG	
INICIAL	149.90	ago-02
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>184.90</b>	<b>oct-12</b>
VARIACIÓN	23.35%	

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(P)	185.4(P)	185.5(P)	185.5(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 13- Abril 14:

Rem. actualizada 1 (Proy. 1) = 5'534,908 x 1.1414 = US\$ 6'277,248

Rem. actualizada 1 (Proy. 2) = 126,973 x 1.1323 = US\$ 143,768

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 1)		
INICIAL	162.00	jul-07
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	14.14%	

AMPLIACIÓN N° 1 (PROY 2)		
INICIAL	163.30	dic-07
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	13.23%	

#### 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 1.1199 = US\$ 6'149,413

AMPLIACIÓN N° 2		
INICIAL	165.10	mar-08
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	11.99%	

### 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 1.0800 = US\$ 2'805,339

AMPLIACIÓN N° 3		
INICIAL	171.20	feb-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	8.00%	

### 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 1.0813 =US\$ 829,847

AMPLIACIÓN N° 4		
INICIAL	171.00	ene-09
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	8.13%	

### 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 1.0536 =US\$ 7'025,111

AMPLIACIÓN Nº 5		
INICIAL	175.50	ene-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	5.36%	

## 6. Ampliación Nº 6

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación Nº 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 1.0330=US\$ 3'604,364

AMPLIACIÓN Nº 6		
INICIAL	179.00	ago-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	3.30%	

## 7. Ampliación Nº 7

Preliminarmente se está determinando la Remuneración Anual de la Ampliación Nº 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 1.0204= US\$ 3'581,021

AMPLIACIÓN Nº 7		
INICIAL	181.20	feb-12
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	2.04%	

### 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 1.0301= US\$ 503,615

AMPLIACIÓN N° 8		
INICIAL	179.50	sep-11
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	3.01%	

### 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\$ 4'824,476x1.0082 = US\$ 4'863,935

AMPLIACIÓN N° 9		
INICIAL	183.40	oct-12
ÚLTIMO DEFINITIV	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	0.82%	

### 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 = US\$ 775,443

AMPLIACIÓN N° 10		
INICIAL	184.90	abr-13
ÚLTIMO DEFINITIVO	<b>184.90</b>	<b>oct-13</b>
VARIACIÓN	0.00%	

### 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 2 de julio de 2013.

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

AMPLIACIÓN N° 11		
INICIAL	184.90	abr-13
ÚLTIMO DEFINITIVO	<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)		Ampliación N° 6 (USD)		Ampliación N° 7 (USD)		Ampliación N° 8 (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*
11	may-14	507,731	563,313	486,254	539,486	221,827	246,111	65,619	72,802	555,499	616,310	285,009	316,210	283,163	314,162	39,823	44,182
10	jun-14	507,731	558,018	486,254	534,415	221,827	243,798	65,619	72,118	555,499	610,517	285,009	313,237	283,163	311,209	39,823	43,767
9	jul-14	507,731	552,773	486,254	529,391	221,827	241,506	65,619	71,440	555,499	604,779	285,009	310,293	283,163	308,283	39,823	43,355
8	ago-14	507,731	547,577	486,254	524,415	221,827	239,236	65,619	70,768	555,499	599,094	285,009	307,376	283,163	305,386	39,823	42,948
7	sep-14	507,731	542,430	486,254	519,486	221,827	236,988	65,619	70,103	555,499	593,463	285,009	304,487	283,163	302,515	39,823	42,544
6	oct-14	507,731	537,332	486,254	514,603	221,827	234,760	65,619	69,444	555,499	587,884	285,009	301,625	283,163	299,672	39,823	42,144
5	nov-14	507,731	532,281	486,254	509,766	221,827	232,553	65,619	68,792	555,499	582,359	285,009	298,790	283,163	296,855	39,823	41,748
4	dic-14	507,731	527,278	486,254	504,974	221,827	230,367	65,619	68,145	555,499	576,885	285,009	295,981	283,163	294,064	39,823	41,356
3	ene-15	507,731	522,322	486,254	500,228	221,827	228,202	65,619	67,504	555,499	571,462	285,009	293,199	283,163	291,300	39,823	40,967
2	feb-15	507,731	517,412	486,254	495,526	221,827	226,057	65,619	66,870	555,499	566,091	285,009	290,443	283,163	288,562	39,823	40,582
1	mar-15	507,731	512,549	486,254	490,868	221,827	223,932	65,619	66,241	555,499	560,770	285,009	287,713	283,163	285,850	39,823	40,200
0	abr-15	507,731	507,731	486,254	486,254	221,827	221,827	65,619	65,619	555,499	555,499	285,009	285,009	283,163	283,163	39,823	39,823
RAA Mayo 13- Abril 14 - (USD)			6,421,016		6,149,413		2,805,339		829,847		7,025,111		3,604,364		3,581,021		503,615



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

Ampliación N° 9 (USD)		Ampliación N° 10 (USD)		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*	Comp. Mensual	Valor Futuro*	Comp. Mensual	Valor Futuro*
384,607	426,711	61,317	68,029	73,011	81,003	88,929	98,664	157,789	175,063	204,175	226,526	-	-	-	-
384,607	422,700	61,317	67,390	73,011	80,242	88,929	97,737	157,789	173,417	204,175	224,397	-	-	-	-
384,607	418,727	61,317	66,756	73,011	79,488	88,929	96,818	157,789	171,787	204,175	222,288	-	-	-	-
384,607	414,791	61,317	66,129	73,011	78,740	88,929	95,908	157,789	170,173	204,175	220,198	-	-	-	-
384,607	410,892	61,317	65,507	73,011	78,000	88,929	95,007	157,789	168,573	204,175	218,129	-	-	-	-
384,607	407,030	61,317	64,892	73,011	77,267	88,929	94,114	157,789	166,988	204,175	216,078	-	-	-	-
384,607	403,204	61,317	64,282	73,011	76,541	88,929	93,229	157,789	165,419	204,175	214,047	-	-	-	-
384,607	399,414	61,317	63,677	73,011	75,821	88,929	92,353	157,789	163,864	204,175	212,035	-	-	-	-
384,607	395,660	61,317	63,079	73,011	75,109	88,929	91,485	157,789	162,324	204,175	210,042	-	-	-	-
384,607	391,941	61,317	62,486	73,011	74,403	88,929	90,625	157,789	160,798	204,175	208,068	-	-	-	-
384,607	388,257	61,317	61,899	73,011	73,703	88,929	89,773	157,789	159,286	204,175	206,112	373,128	376,669	-	-
384,607	384,607	61,317	61,317	73,011	73,011	88,929	88,929	157,789	157,789	204,175	204,175	578,349	578,349	46,080	46,080
	4,863,935		775,443		923,329		1,124,640		1,995,481		2,582,097		955,018		46,080

<b>TOTAL (US\$)</b>	<b>44,185,752</b>
Valor Futuro* - expresado a abril 2015	

La RAA para el periodo Mayo 2013-Abril 2014 (preliminar) es de US\$ 44'185,752

### 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 2013-ABRIL 2014**

Liquidación de la RAG Mayo 13- Abril 14	(4,400,497)
Recuperación del ITF de Mayo 13 - Abril 14	13,309
Remuneración Única por Ampliaciones Menores	-
<b>LIQUIDACIÓN TOTAL (US\$)</b>	<b>(4,387,188)</b>

<b>LIQUIDACIÓN TOTAL A APLICAR A LA RA AÑO 13 (US\$)</b>	<b>(4,913,650)</b>
--	--------------------

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

RAG actualizada	72,329,328
RAA Mayo 2014-Abril 2015	44,185,752
Liquidación anual	-4,913,650
<b>REMUNERACIÓN ANUAL MAYO 14 - ABRIL 15 (US\$)</b>	<b>111,601,429</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	99,201,359	523,924,091	623,125,450
Subestaciones	38,317,400	232,507,038	270,824,438
Control de Control	1,673,628	9,276,708	10,950,337
<b>Total VNR</b>	<b>139,192,387</b>	<b>765,707,837</b>	<b>904,900,225</b>

### b) COyM

	TIPO DE SISTEMA		TOTAL
	PRINCIPAL	SECUNDARIO	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>283,675</b>	<b>1,813,801</b>	<b>2,097,476</b>
Operación CC	44,746	240,863	285,609
Operación de Subestaciones	238,929	1,572,938	1,811,867
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1,489,139</b>	<b>5,814,703</b>	<b>7,303,842</b>
Líneas de Transmisión	1,028,574	3,459,117	4,487,690
Subestaciones	392,176	1,987,452	2,379,628
Mantenimiento CC Y TEL	68,389	368,134	436,523
<b>GESTIÓN</b>	<b>2,340,968</b>	<b>12,644,834</b>	<b>14,985,802</b>
Personal	1,171,410	6,305,396	7,476,806
No Personales	1,169,558	6,339,438	7,508,996
Costos No Personales sin Seguros	798,946	4,300,675	5,099,621
SEGUROS	370,612	2,038,763	2,409,375
<b>SEGURIDAD</b>	<b>208,041</b>	<b>1,065,568</b>	<b>1,273,608</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>			
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4,321,822</b>	<b>21,338,906</b>	<b>25,660,728</b>
VNR	139,192,387	765,707,837	904,900,225
COyM/VNR	3.10%	2.79%	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:

$$CTT = aVNR + COyM = 17'279,852 + 4'321,822 = US\$ 21'601,674$$

## 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)=	17,470,289	
	RASST IT (n)=	1,567,972	
	RASST Peaje (n)=	15,902,317	
(b)	RASPT (n)=	21,601,674	(CTT= aVNR + COyM)
(c)	RA SST(n) + RA SPT (n) =	39,071,964	
(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) =	15,902,317	
	RA IT SST (n) =	1,567,972	
	RA 2 (n) = RA SST (n) + RA SPT (n) =	49,628,216	
	RASPT (n)=	32,157,927	Reajustado

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

<b>RA</b>	<b>111,601,429</b>
RA 1	61,973,213
RA 2	49,628,216
RA SST	17,470,289
ITA SST	1,567,972
PSST	15,902,317
RA SPT	32,157,927
Tipo de Cambio:	2.782

**Por lo tanto, el Costo Total de Transmisión del SPT para el periodo Mayo 2014-Abril 2015 es de US\$ 32'157,921**

## 6.2 Fórmula de Actualización

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

$$\text{FAPCSPT} = \text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0$$

- 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.
- TC<sub>0</sub>: Tipo de Cambio inicial. Se está considerando el del último día hábil de setiembre de 2013, igual S/. 2,782 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 13 - Abril 14 y de sus componentes, el Costo Total de Transmisión del SPT de REP para el periodo Mayo 2014 - Abril 2015 es de US\$ .