Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe para la Fijación de las Tarifas y Compensaciones para el SST y SCT de REDESUR, ISA PERÚ y REP

Año 2009

Como consecuencia del Proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión

Lima, agosto de 2009

Resumen Ejecutivo

El presente informe forma parte del sustento de la pre-publicación de Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), para el período 2009 - 2013, que se lleva a cabo en cumplimiento del Anexo B de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" (en adelante el "PROCEDIMIENTO"), aprobada mediante Resolución OSINERG N° 001-2003-OS/CD, ordenada y concordada mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

El presente informe contiene:

- El estudio realizado por OSINERGMIN para la Fijación de las Tarifas y Compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") de las empresas concesionarias de transmisión eléctrica, que suscribieron contratos al amparo del Decreto Supremo Nº 059-96-PCM, Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (en adelante "ISA") y Red Eléctrica del Sur S.A (en adelante "REDESUR"), como parte del proceso de fijación de tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo 2009 - 2013. Cabe precisar que, para su elaboración se ha tomado en cuenta los resultados del proceso de liquidación de los ingresos anuales de dichas empresas, que originó la modificación de los peajes unitarios CPSEE de las Subestaciones Base Tacna y Pucallpa, que fueron aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD y su modificatoria; así como, lo dispuesto en los respectivos contratos de concesión y en las minutas modificatorias en materia de fijación tarifaria; y

- El estudio realizado para el reajuste de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT correspondientes a la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), determinados para el periodo noviembre 2009 – abril 2013, en el informe Nº 0381-2009-GART. Este reajuste se efectúa en cumplimiento del mecanismo de pago de la Remuneración Anual por parte de los consumidores, establecido en su contrato de concesión. Al respecto, se debe mencionar que el análisis y publicación de la determinación de la Remuneración Anual y liquidación anual de la RA forman

parte del proceso de Precios en Barra, por lo que en el presente informe se han empleado los valores vigentes de estos rubros, obtenidos en la regulación de Precios en Barra del año 2009.

Para la elaboración del informe se ha tomado en cuenta lo dispuesto en los respectivos contratos de concesión y en las minutas modificatorias en materia de fijación tarifaria. También se ha considerado lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE") y en su Reglamento.

Como resultado de los estudios realizados, se han obtenido los Peajes y Compensaciones para los SST y SCT de ISA, REDESUR y REP para el periodo noviembre 2009 – abril 2010 conforme a los cuadros siguientes:

Peajes Correspondientes a ISA y REDESUR

Subestaciones Base	Tensión KV	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones Secundarias	Cargo CPSEE Ctm. S/./kW.h
Tacna (Los Héroes)	66	Tacna, Tomasiri, Yarada y Tarata	SST Tacna (Los Héroes) - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA [2]	0,5124
Pucallpa	60	Pucalpa, Campo Verde	SST Aguaytía-Pucallpa, S.E. Aguaytía 220/138/22,9kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8MVAR [2]	1,9716

Compensación Correspondiente a REDESUR

Item	Titular	Concepto	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago	Asignación
1	REDESUR	transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV	114 586	Los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	Según método fuerza-distancia

Los Peajes por los SST y SCT de REP aplicables a los clientes regulados y/o libres son los que se muestran a continuación:

Área de Demanda	Peaje Acumulado en MAT ctm S/. / kWh	Peaje Acumulado en AT ctm S/./ kWh	Peaje Acumulado en MT ctm S/. / kWh
1 [1]	0,0611	0,0876	0,0881
2 [1]	0,0021	0,0231	0,0253
3 [1]	0,0062	0,011	0,0134
4 [1]			
5 [1]	0,0074	0,0082	0,0124
6 [1]	0,0080	0,0089	0,0211
7 [1]	0,0000	0,0125	0,0125
8 [1]	0,0000	0,4665	0,4840
9 [1]	0,0105	0,0112	0,0251
10 [1]	0,0392	0,0491	0,0687
11 [1]	0,0127	0,0670	0,4037
15 [1]	0,0611	0,0611	0,0611

[1] Para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, estos peajes son aplicables únicamente a los Usuarios Libres de las Áreas de Demanda correspondientes.

Modificar el Cargos por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión de REP cuyo valor a partir del 01 de noviembre es igual a 1,04 S/./kW-mes afectado por su correspondiente factor de actualización.

Establecer el Peaje por Conexión al SPT de REP en S/. 55 308 036, a partir del 01 de noviembre de 2009.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 1

2. ASPECTOS REGULATORIOS Y ANTECEDENTES 3

3. PROCESO DE REGULACIÓN DE LOS SST Y SCT 8

4. REGULACIÓN TARIFARIA PARA REDESUR 12

4.1. CRITERIOS GENERALES 12
4.2. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT) 14
4.3. DETERMINACIÓN DEL PEAJE SECUNDARIO (CPSEE) POR LA S.E. TACNA (LOS HÉROES) 220/66/10 KV 15
4.4. COMPENSACIÓN SUBESTACIÓN PUNO 220/138/10 KV 17

5. REGULACIÓN TARIFARIA PARA ISA 20

5.1. CRITERIOS GENERALES 20
5.2. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT) 22
5.3. PEAJE SECUNDARIO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN AGUAYTÍA-PUCALLPA 22

6. REGULACIÓN TARIFARIA PARA REP 25

6.1. ACTUALIZACIÓN DE LA RA PARA EL PERIODO MAYO 2009 – ABRIL 2010 25
6.2. LIQUIDACIÓN DE LA RA DEL PERIODO MAYO 2008 – ABRIL 2009 27
6.3. REAJUSTE DE LOS PEAJES DE SST Y SCT 29
6.3.1. Pago de la RA 29
6.3.2. Determinación del Pago de los Generadores – RA1 31
6.3.3. Pago de los Consumidores – RA2 31
6.4. MODIFICACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN DEL SPT 35
6.4.1. Recálculo del Peaje por Conexión al SPT de REP 35

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 37

8. ANEXO 39

9. REFERENCIAS 41

1. Introducción

Conforme al procedimiento establecido para la Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT"), cuyo cronograma fue modificado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 055-2009-OS/CD, está previsto que éstas se prepubliquen a más tardar el 03 de setiembre del presente año.

Por otro lado, mediante la Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" (en adelante "PROCEDIMIENTO BOOT") y mediante la Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD, se aprobó la norma " Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR" (en adelante "PROCEDIMIENTO REP")

Con base a los resultados de estos procesos de liquidación se determinan las tarifas y compensaciones para los SST y SCT de las empresas Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (en adelante "ISA"), Red Eléctrica del Sur S.A (en adelante "REDESUR") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP").

Conforme a lo dispuesto en los procedimientos de liquidación mencionados, para efectos de esta prepublicación de peajes y compensaciones, corresponde realizar la actualización del VNR de las instalaciones del SST de ISA y la actualización de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del SST de REDESUR. Por ello, se ha considerado la información que fue utilizada para realizar la liquidación anual de ingresos que originó la modificación del Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) de las Subestaciones Base del Tacna (Los Héroes) y Pucallpa, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD; y el cálculo del Reajuste de Liquidación de la Remuneración Anual de Red de Energía del Perú S.A., correspondiente al periodo mayo 2008 - abril 2009, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 098-2009-OS/CD.

En lo que sigue del presente informe, se describen los pasos efectuados y se presentan los resultados de los cálculos de los procesos de liquidación.

2. Aspectos Regulatorios y Antecedentes

En el caso particular de las empresas ISA, REDESUR y REP, la fijación de tarifas y compensaciones para sus instalaciones pertenecientes al SST y SCT, se determina con base a lo dispuesto en sus respectivos contratos de concesión suscritos con el Estado Peruano; para dar cumplimiento a lo establecido en estos contratos se aprobaron el PROCEDIMIENTO BOOT y el PROCEDIMIENTO REP.

De manera complementaria, en los aspectos que no se opongan a lo acordado en estos contratos, se aplica lo establecido en el marco regulatorio general de la actividad de transmisión eléctrica, conforme se detalla a continuación:

- El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la Ley[1] de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE").
- Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832[2].

---

1 **Artículo 8º**.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42º.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

2 **Artículo 43º**.- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

- Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE[3], la regulación de la transmisión será efectuada por OSINERGMIN, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

- De forma similar, el Artículo 62° de la LCE modificado con la Ley Nº 28832[4], establece que las compensaciones del SST deberán ser reguladas por OSINERGMIN.

- Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, el Artículo 49° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832[5], establece que en las barras del SST el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema, el mismo que será determinado según lo establecido en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE[6], modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

---

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

3 **Artículo 44º**.- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

4 **Artículo 62º**.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

(...)

5 **Artículo 49º**.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

6 **Artículo 128º**.- Para la fijación de los precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 49º de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

Artículo 139º.-

(…)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina compensación.

II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21° de la Ley N° 28832.

IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.

- El concepto de Costo Medio Anual al que hace referencia el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, está definido en el literal b), numeral II), del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, y corresponde a la suma de la anualidad del costo de inversión y del costo anual de operación y mantenimiento, en condiciones de eficiencia (en adelante "aCI" y "COyM", respectivamente)

- El Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA") al que hace referencia el Artículo 139° del Reglamento de la LCE en su literal c), numeral II), también se encuentra definido en el Anexo de la LCE[7] y corresponde al sistema eléctrico en el que existe un equilibrio entre la oferta y la demanda.

- Por otro lado, todas las nuevas instalaciones que se construyan posteriormente al 23 de julio de 2006 en que se emitió la Ley N° 28832 y que no forman parte del Plan de Transmisión[8], se consideran como instalaciones del SCT definidas en el Artículo 27.1 de la Ley N°

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

VII) Los costos de explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.

VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.

b) (…)

c) Responsabilidad de Pago

(…)

III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

7 **SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

8 **Artículo 1°** - Definiciones

21. Plan de Transmisión.- Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

28832[9], las mismas que en cumplimiento del inciso b) del Artículo 27.2 de dicha Ley[10] se regulan según los criterios establecidos en la LCE.

- El Sistema Eléctrico a Remunerar (en adelante "SER") al que hace referencia el literal c) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, es la configuración del sistema de transmisión considerado para la determinación de los Peajes y Compensaciones de cada titular.

- Para la determinación y asignación de los cargos de transmisión, el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, establece el procedimiento a ser seguido por OSINERGMIN para definir la asignación de compensaciones a la generación o a la demanda o en forma compartida entre la demanda y la generación, tomando en cuenta el uso y/o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

Por otro lado, para cumplir con estos mandatos de la LCE y, considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 27838 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, OSINERG (ahora OSINERGMIN) mediante Resolución OSINERG N° 001-2003-OS/CD, publicada el 11 de enero de 2003, aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B se establece el "Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO").

Posteriormente, la Resolución OSINERG N° 262-2004-OS/CD, publicada el 21 de setiembre de 2004, modificó el numeral 5.2 del Artículo 5° de la referida Norma y el Anexo B mencionado. Dicha modificación respondía a la necesidad de establecer un período mayor para llevar a cabo la regulación de los SST, a fin de optimizar los requerimientos de información y su procesamiento para el cálculo de las tarifas y compensaciones de los mismos, además del hecho de que las principales variables que intervienen en la determinación de las tarifas de los SST mantienen una tendencia estable en el mediano plazo.

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", el cual complementariamente a la Resolución OSINERG N° 262-2004-OS/CD, incorpora lo dispuesto en la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", en

---

9 27.1 Se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

10 27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(…)

b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(…)

concordancia con el Reglamento de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.

Con Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, publicada el 14 de enero de 2008, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios tarifarios que sustenten las propuestas de fijación tarifaria de los titulares de los SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS").

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 022-2007-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 024-2007-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 634-2007-OS/CD.
- Norma de Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 635-2007-OS/CD.
- Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD.

3. Proceso de Regulación de los SST y SCT

El presente proceso de fijación se lleva a cabo según lo establecido en el Anexo B "Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO") de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 001-2003-OS/CD, ordenada y concordada mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

Mediante la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se estableció que el PROCEDIMIENTO, correspondiente al período de vigencia 2009-2013, se inicie excepcionalmente antes del 01 de abril de 2008.

A solicitud de diversas empresas concesionarias, mediante Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD se postergó, hasta antes del 01 de junio de 2008, el plazo para la presentación de los estudios técnicos económicos que sustenten las propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, correspondiente al período de vigencia 2009-2013.

Las etapas siguientes del PROCEDIMIENTO correspondiente al período de vigencia 2009-2013, fueron reprogramadas a fin de cumplir con la publicación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT a más tardar el 15 de abril de 2009.

En cumplimiento del PROCEDIMIENTO, hasta el 01 de junio de 2008, veintitrés (23) empresas titulares de instalaciones de transmisión de energía eléctrica (en adelante "TITULARES"), presentaron los Estudios Técnicos Económicos que sustentan sus propuestas con relación a la fijación de Tarifas y compensaciones de sus SST y SCT, para el periodo mayo 2009-abril 2013 (en adelante y en conjunto "PROPUESTAS INICIALES") – [Ver Referencia 1].

Dichas propuestas, fueron evaluadas por OSINERGMIN a fin de determinar su admisibilidad como parte del presente proceso regulatorio, como resultado

de lo cual, mediante Oficio N° 0533-2008-GART, de fecha 19 de junio 2008, se notificó a las TITULARES las observaciones relacionadas con la admisibilidad de sus propuestas al proceso regulatorio – [Ver Referencia 2], lo cual fue respondido dentro del plazo establecido para el efecto – [Ver Referencia 3].

Con Oficio N° 0632-2008-GART, de fecha 22 de julio 2008, OSINERGMIN notificó a las TITULARES sobre los resultados de la admisibilidad de sus propuestas al proceso de fijación de tarifas de los SST y SCT para el período 2009-2013, señalando que ello no otorga conformidad del contenido ni de los resultados presentados en dicho estudio, dado que serán materia de revisión en las etapas posteriores del presente proceso – [Ver Referencia 4].

Con la finalidad de promover, en un entorno de mayor transparencia, la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.), como parte del PROCEDIMIENTO, OSINERGMIN convocó una primera Audiencia Pública que se desarrolló entre los días 05 y 06 de agosto de 2008. El objetivo de esta audiencia fue que los TITULARES expongan el sustento técnico - económico de sus propuestas de tarifas y compensaciones para los SST y SCT.

A través del Oficio N° 0764-2008- GART, de fecha 03 de setiembre de 2008, OSINERGMIN remitió a los TITULARES, los informes respectivos, conteniendo las observaciones a los estudios técnico económicos presentados por las mismas como sustento de sus propuestas tarifarias para los SST y SCT – [Ver Referencia 5].

Dentro del plazo establecido para el efecto, las TITULARES presentaron las respuestas a las observaciones hechas por OSINERGMIN a sus PROPUESTAS INICIALES, las mismas que para efectos del presente proceso regulatorio se consideran como la PROPUESTA FINAL correspondientes – [Ver Referencia 6].

Con fecha 02 de febrero de 2009 se publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 027-2009-OS/CD, mediante la cual se prepublicó el "Proyecto de resolución con la que se fijarían las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, aplicables para el periodo comprendido entre el 1° de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2013" (en adelante "PRIMERA PREPUBLICACIÓN").

OSINERGMIN convocó a una segunda Audiencia Pública, la misma que se llevó a cabo el 10 de febrero de 2009, en la cual OSINERGMIN realizó la exposición y sustento de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el presente procedimiento de fijación tarifaria de los SST y SCT. Cabe resaltar que, la realización de esta Audiencia Pública se produjo de manera descentralizada y simultánea en tres ciudades del país: Lima, Arequipa y Piura, a través de un sistema de multi videoconferencia.

Hasta el 24 de febrero de 2009 los interesados en la regulación tarifaria de SST y SCT, en curso, presentaron sus opiniones y sugerencias sobre los proyectos de resolución que fijan las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión.

En esta situación, el 01 de abril de 2009 se publicó el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, cuyo Artículo 2° modificó el literal d) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), en el que entre otras

modificaciones, le agrega el numeral VI, el cual establece que en cada proceso regulatorio de los SST y SCT se debe prever una etapa de aprobación del Plan de Inversiones, previa a la fijación de Tarifas y Compensaciones.

En mérito a dicho Decreto Supremo N° 021-2009-EM, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD, se reformuló el cronograma del proceso de regulación de los SST y SCT, aprobándose con la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD los Planes de Inversión en cada una de las Áreas de Demanda, previa evaluación de las premisas y cálculos que presentaron las TITULARES en las etapas previas y evaluación de las opiniones y sugerencias a la PRIMERA PREPUBLICACIÓN en lo referente a la proyección de la demanda y la definición del Sistema Eléctrico a Remunerar en cada Área de Demanda.

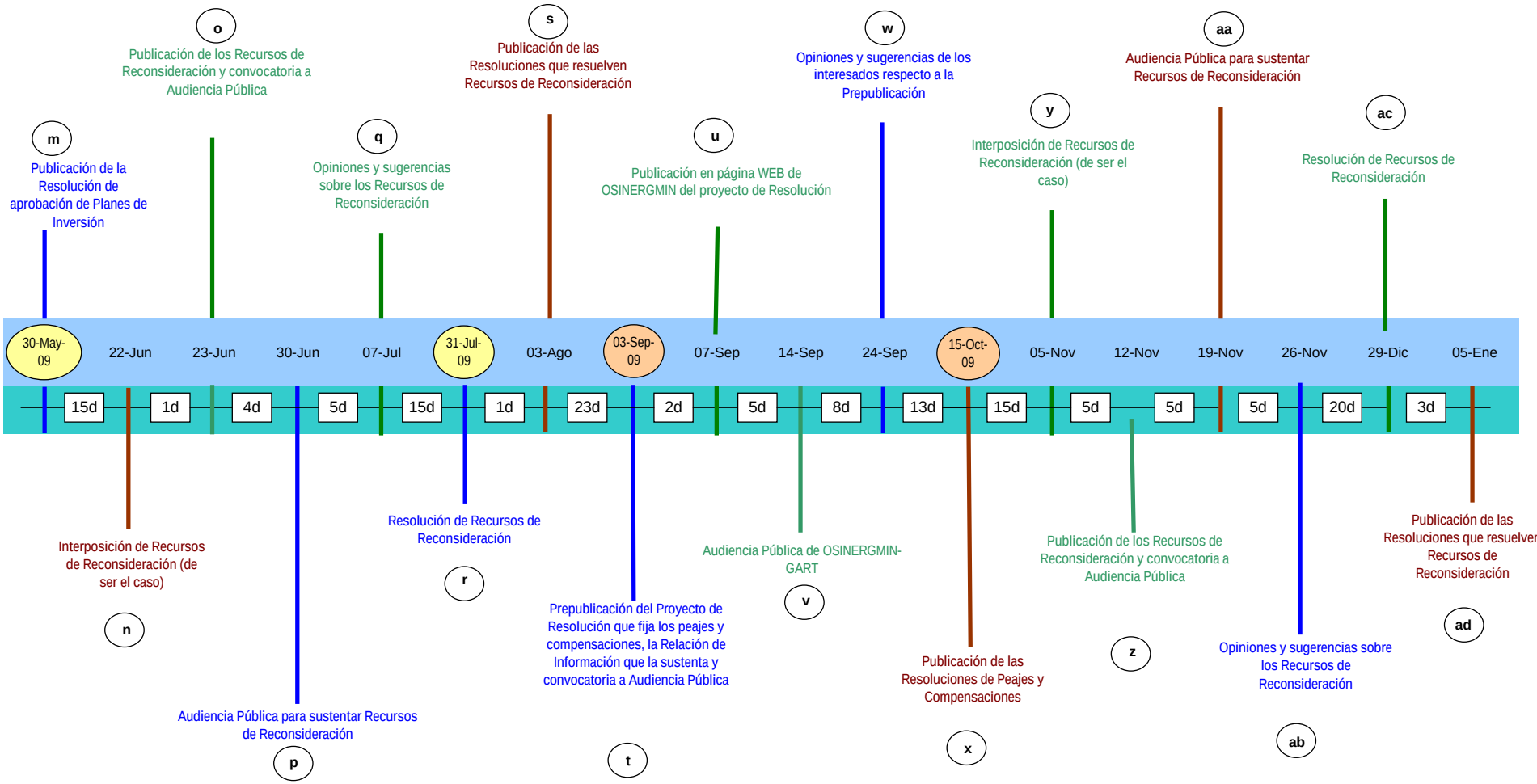
Asimismo, OSINERGMIN consignó en la Resolución OSINERGMIN N° 141-2009-OS/CD el Plan de Inversiones modificado en mérito a lo resuelto en las resoluciones emitidas en atención a los recursos de reconsideración presentados en contra de la indicada Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD.

En ese sentido, de conformidad con la Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD que reformuló el proceso de regulación de los SST y SCT en curso, corresponde como siguiente etapa efectuar una segunda prepublicación de la fijación de los respectivos Peajes y Compensaciones, a fin que los interesados en la regulación de los SST y SCT presenten sus opiniones y sugerencias.

En la Figura 1-1 se muestra el cronograma de las últimas etapas del proceso en curso, que se viene llevando a cabo con base en el PROCEDIMIENTO descrito.

Figura 1.1

Proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT (Período 2009-2013)



4. Regulación Tarifaria para REDESUR

4.1. Criterios Generales

La liquidación anual de los ingresos por los servicios de transmisión correspondientes de la empresa REDESUR se realizó en mayo de 2009, de acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT del Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur (en adelante "CONTRATO BOOT REDESUR") y en el PROCEDIMIENTO BOOT. Cabe señalar que dicha liquidación originó la modificación del peaje unitario CPSEE de las Subestaciones Base Tacna (Los Héroes) y de la compensación de la subestación Puno, que fue aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD y su modificatoria, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD.

En dicha liquidación, se recalculó el Costo Total de Transmisión esperado para los meses marzo 2008 a febrero 2009, de acuerdo a lo dispuesto en el literal a) del numeral 4.7 del PROCEDIMIENTO BOOT.[11]

Asimismo, se emplearon los saldos de la liquidación del periodo marzo 2008 a febrero 2009 para modificar el Cargo Base de Peaje Secundario Equivalente en Energía (en adelante "CPSEE") en la subestación base Tacna y la compensación mensual por el transformador en la subestación Puno, con base a lo dispuesto en el Artículo 79° de la LCE, en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE y en el PROCEDIMIENTO BOOT.

[11] **4.9 Remuneración Esperada y Saldo de Periodo de Liquidación**

a) Las remuneraciones mensuales esperadas (RME) se determinan sobre la base de los valores definitivos de CTT (recalculados de ser necesario según lo indicado en el numeral 4.4 anterior que son aplicables a cada uno de los dos periodos que conforman el período reliquidación Periodo 1 y Periodo 2)

De acuerdo con el CONTRATO BOOT REDESUR corresponde actualizar el VNR en forma anual y el Costo de Operación y Mantenimiento (en adelante "COyM") del SST de REDESUR, en cada proceso regulatorio.

En efecto, de acuerdo con el Addendum N° 5 al CONTRATO BOOT REDESUR, la tarifa correspondiente a las instalaciones del SST se determina mediante:

1. La anualidad de la inversión, calculada considerando un VNR equivalente a US$ 4 739 000, ajustado anualmente a partir de la fecha de la Operación Comercial, por el índice WPSSOP3500, un plazo de 30 años y la tasa de actualización del 12% anual.

2. El COyM equivalente a US$ 150 606, ajustados por el índice WPSSOP3500, tomando como base un índice igual a 156,3.

3. Los montos acordados serán aplicados a partir del 01 de mayo de 2008.

Asimismo, de acuerdo con el Informe N° 0335-2008-GART que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 577-2008-OS/CD, que modifica a partir del 01 de mayo del 2008 al 30 de abril del 2009 los peajes y compensaciones del SST de REDESUR, como consecuencia del Addendum N° 5 al CONTRATO BOOT REDESUR, los montos del VNR base para las subestaciones de Tacna y Puno son los siguientes:

Rubro	US $	Fecha Operación Comercial
Subestación Tacna (Los Héroes)	2 032 114	Febrero 2001
Subestación Puno	2 706 886	Febrero 2001
Total VNR SST	4 739 000	

Por tanto, los valores actualizados del VNR que serán utilizados para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones del SST de REDESUR, se indican en el siguiente cuadro:

VNR Actualizado del SST de Redesur

Rubro	Valor Inicial US$ (1)	Valor actualizado US$(2)
VNR - S.E. Tacna	2 032 114,0	2 334 479,5
VNR - S.E. Puno	2 706 886,0	3 109 653,2
TOTAL	4 739 000,0	5 444 132,7

Donde:

Rubro	Factores de actualización		
	Índice inicial	Índice marzo 2009	Factor
VNR - S.E. Tacna	149,2	171,4	1,148794
VNR - S.E. Puno	149,2	171,4	1,148794

(1) Valores a febrero 2001.

(2) Valores a marzo 2009.

En el Anexo del presente informe se muestra el reporte que sustenta el valor disponible del índice para el mes de marzo 2009.

De acuerdo con los criterios precedentes, en el marco del presente proceso de regulación de tarifas y compensaciones del SST y SCT, para la

determinación del CPSEE de la S.E. Tacna se han considerado las siguientes premisas:

- La inversión base de REDESUR en la S.E. Tacna;
- El COyM actualizado para el presente proceso regulatorio;
- La demanda de energía proyectada;
- Los ingresos tarifarios proyectados; y
- La tasa de actualización de 12%, conforme lo estipulado en el Artículo 79° de la LCE.

Asimismo, para la determinación del CPSEE de la S.E. Puno se han considerado las siguientes premisas:

- La inversión base de REDESUR en la S.E. Puno;
- El COyM actualizado para el presente proceso regulatorio; y
- La tasa de actualización de 12%, conforme lo estipulado en el Artículo 79° de la LCE.

El cálculo del CPSEE se realiza de acuerdo con lo establecido en el respectivo CONTRATO BOOT REDESUR, en el Artículo 79° de la LCE, en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE y en el PROCEDIMIENTO BOOT.

Por otro lado, para efectos del PROCEDIMIENTO, el PROCEDIMIENTO BOOT no es aplicable y no existe en el CONTRATO BOOT REDESUR especificación alguna respecto a la fecha del índice de actualización a usar para actualizar el COyM del SST de REDESUR. Por lo tanto, para determinar los peajes que entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre de 2009, se considerará el valor del IPP al mes de setiembre de 2009, por tratarse de la referencia de actualización más próxima a la fecha de fijación; sin embargo, para fines de la prepublicación de peajes y compensaciones del SST y SCT, se utilizará el valor correspondiente a julio de 2009.

4.2. Costo Total de Transmisión (CTT)

Con base a los valores actualizados de los VNR, los COyM y teniendo en cuenta una vida útil de 30 años y una Tasa de Actualización de 12%, se obtienen los siguientes costos totales de transmisión:

Costo Total de Transmisión del SST de REDESUR

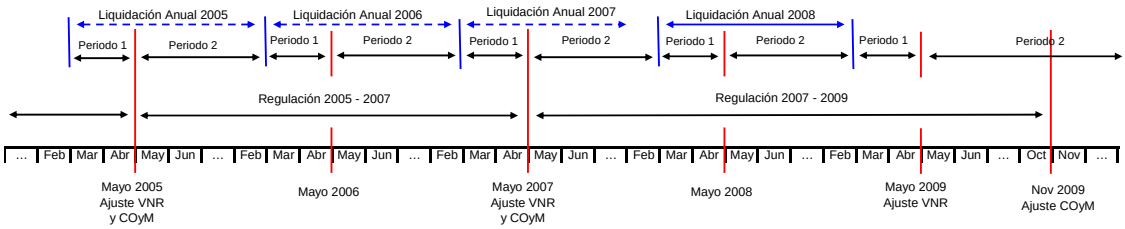
Rubro	S.E. Tacna US$	S.E. Puno US$
Anualidad del VNR	289 810,8	386 043,7
COyM	71 109,2	94 721,2
Liquidación 2008	3 924,7	4 375,8
Costo Total	364 844,7	485 140,8

4.3. Determinación del Peaje Secundario (CPSEE) por la S.E. Tacna (Los Héroes) 220/66/10 kV

El gráfico que sigue muestra los periodos de fijación tarifaria y los períodos de liquidación de los sistemas de transmisión con régimen de Contrato BOOT correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007. La última liquidación se realizó para el período marzo 2008 – febrero 2009, que correspondía a la liquidación anual del año 2008. Al respecto, se debe señalar que dicha liquidación originó la modificación de los valores de los Cargos de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) de la subestación Base Tacna (Los Héroes) y de la compensación mensual por la transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV, que fueron aprobadas mediante Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD y modificatoria, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD.

En dicho gráfico se puede observar que existen dos períodos a considerar en las liquidaciones; esto debido a los ajustes que se efectúan a los costos de inversión. No obstante para efectos de la presente regulación de peajes y compensaciones del SST y SCT, corresponderá realizar el ajuste de los costos de operación y mantenimiento con el índice IPP a marzo de 2009.

Gráfico N° 4.1
Período de Fijación de Peaje y Liquidación
de la S.E. Tacna (Los Héroes) de REDESUR



El cuadro siguiente muestra el cálculo del flujo de ingresos anuales esperados y el Peaje Secundario (CPSEE) para el período de concesión, sobre la base del Costo Total Anual, la demanda proyectada y los ingresos anuales correspondientes a los períodos anteriores.

Cuadro **N° 4.1**
Cálculo de Peajes Unitarios e Ingresos Anuales, Esperados

Aplicación D.S. 029-2002-EM (Demanda según Capacidad Mínima y Horizonte de15 años)									
N°	Año	Demanda Proyectada (GWh)	Demanda DS 029-2003-EM (GWh)	Costo Total Anual (1) (miles US$)	Ing. Tarifario Esperado (miles US$)	Peaje Secundario (miles US$)	Recálculo de Peaje Unitario (Ctv US$/kWh)	Recálculo de Ingreso Anual (Miles US$)	% Cobertura Anual
1	2001	113,66	113,66	314,54	18,58	295,96	0,1731	215,28	68%
2	2002	121,19	121,19	316,06	19,84	296,22	0,1819	240,24	76%
3	2003	121,42	121,42	317,25	21,18	296,07	0,2000	264,02	83%
4	2004	131,84	131,84	321,21	22,62	298,60	0,2233	317,07	99%
5	2005	142,40	142,40	327,97	24,15	303,83	0,2049	315,86	96%
6	2006	150,92	150,92	332,37	25,78	306,59	0,1981	324,77	98%
7	2007	173,63	173,63	338,09	27,53	310,56	0,1949	365,95	108%
8	**2008**	**188,18**	**188,18**	**345,56**	29,39	316,16	**0,1731**	**346,26**	100%
9	**2009**	**194,39**	**194,39**	**360,92**	31,39	329,53	**0,1715**	**364,86**	101%
10	2010	200,81	200,81	360,92	33,52	327,40	0,1715	377,99	105%
11	2011	207,44	207,44	360,92	35,79	325,13	0,1715	391,63	109%
12	2012	214,28	214,28	360,92	37,94	322,98	0,1715	405,53	112%
13	2013	221,35	221,35	360,92	39,21	321,71	0,1715	418,93	116%
14	2014	228,66	228,66	360,92	40,56	320,36	0,1715	432,81	120%
15	2015	236,20	236,20	360,92	41,59	319,33	0,1715	446,78	124%
16	2016	244,00	244,00	360,92	42,65	318,27	0,1715	461,21	128%
17	2017	252,05	252,05	360,92	43,66	317,26	0,1715	476,03	132%
18	2018	260,37	260,37	360,92	44,58	316,34	0,1715	491,23	136%
19	2019	268,96	268,96	360,92	45,58	315,34	0,1715	506,96	140%
20	2020	277,83	277,83	360,92	46,42	314,50	0,1715	523,03	145%
21	2021	287,00	287,00	360,92	47,26	313,66	0,1715	539,60	150%
22	2022	296,47	296,47	360,92	48,16	312,76	0,1715	556,75	154%
23	2023	306,26	306,26	360,92	48,89	312,03	0,1715	574,26	159%
24	**2024**	**316,36**	**316,36**	**360,92**	**49,62**	**311,30**	**0,0763**	**291,03**	**81%**
25	2025	326,80	326,80	360,92	50,41	310,51	0,0763	299,78	83%
26	2026	337,59	337,59	360,92	51,08	309,84	0,0763	308,69	86%
27	2027	348,73	348,73	360,92	51,69	309,23	0,0763	317,80	88%
28	2028	360,24	360,24	360,92	52,34	308,58	0,0763	327,23	91%
29	2029	372,12	372,12	360,92	53,04	307,88	0,0763	336,99	93%
30	2030	384,40	384,40	360,92	53,51	307,41	0,0763	346,84	96%

El CPSEE se calcula para un período de 15 años a partir del año 2009, de tal forma que el valor presente del flujo de ingresos anuales esperados en el período de concesión resulte igual al valor presente del flujo de los Costos Totales Anuales ajustados debidamente con el índice ID: WPSSOP3500, lo que demuestra que el flujo de valores de CPSEE mostrados en el mismo Cuadro anterior, permitirá el retorno de la inversión a la tasa del 12% en un plazo de 30 años, según lo establecido en el CONTRATO BOOT REDESUR.

El valor presente del flujo de ingresos anuales esperados cuando se iguala al valor presente del Costo Total de las instalaciones de la S.E. Tacna (Los Héroes), en el período de concesión, determina el CPSEE que regirá a partir del 1° de noviembre de 2009, el mismo que asciende a 0,1715 Ctv US$/kWh. Este valor resulta menor que el CPSEE equivalente para los 30 años (0,1738 Ctv US$/kWh). El siguiente cuadro muestra los valores resultantes de los valores presentes de los flujos del cuadro anterior.

De acuerdo con la evaluación indicada, el CPSEE que resulta, para el periodo 01 de noviembre 2009 al 30 de abril 2010 es: **0,5124 Ctm S/./kWh**, tal como se indica en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 4.2**
CPSEE Propuesto

Cobertura de Costos Transmisión y Cálculo Peaje Unitario		Unidades
Valor presente Costo Total Transmisión (30 años)	2 724 098	US$
Valor presente Ingresos Esperados (30 años)	2 724 098	US$
Cobertura de Costos - periodo concesión (30 años)	100,0%	
Peaje Unitario (CPSEE) - Noviembre 2009	0,1715	Ctv.US$/kWh
Peaje Unitario (CPSEE) - Noviembre 2009	**0,5124**	Ctm.S/./kWh

T.C. = 2,987, al 31 de julio de 2009.

Una comparación del impacto del CPSEE propuesto, respecto al valor establecido en la Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD y su modificatoria, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD, que modificaron las Tarifas y Compensaciones del SST fijadas mediante la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 4.3**

Impacto del CPSEE Propuesto

CPSEE01 Vigente (*) Ctm.S/./kWh	CPSEE01 Propuesto Ctm.S/./kWh	Diferencia %
0,5062	0,5124	1,23%

(*) Resolución OSINERGMIN N° 099-2009-OS/CD.

4.4. Compensación Subestación Puno 220/138/10 kV

La compensación mensual por las instalaciones de la S.E. Puno de REDESUR es asumida por los generadores usuarios en función de su uso físico.

El cuadro siguiente muestra la información correspondiente a los ingresos preliminares mensuales facturados por REDESUR en el período de marzo 2008 a febrero 2009, por el uso de la S.E. Puno:

Cuadro N° 4.4
Liquidación Anual S.E. Puno
Período Marzo 2008 – Febrero 2009

Liquidación Anual de Ingresos - SST PUNO

Año 2009 SSTG

			VALORES REALES			VALORES ESPERADOS	
Nro	**Periodo**	**Tipo de Cambio S/./US$**	**Compensaciones S/.**	**Compensaciones US$**	**Valor Presente a Febrero 2009 US$**	**Compensaciones US$**	**Valor Presente a Febrero 2009 US$**
1	2008-03	2,728	103 527,61	37 950,00	42 104,48	35 847,54	39 771,85
2	2008-04	2,763	98 471,35	35 639,29	39 169,14	35 847,54	39 398,02
3	2008-05	2,892	101 988,62	35 265,77	38 394,32	35 755,16	38 927,12
4	2008-06	2,824	101 773,98	36 038,94	38 867,27	35 755,16	38 561,22
5	2008-07	2,929	106 138,27	36 237,03	38 713,56	35 755,16	38 198,76
6	2008-08	2,963	100 736,57	33 998,17	35 980,28	35 755,16	37 839,70
7	2008-09	3,045	105 637,46	34 692,11	36 369,57	35 755,16	37 484,03
8	2008-10	3,097	106 496,01	34 386,83	35 710,68	35 755,16	37 131,69
9	2008-11	3,112	110 538,35	35 520,04	36 540,79	35 755,16	36 782,67
10	2008-12	3,151	110 752,98	35 148,52	35 818,72	35 755,16	36 436,93
11	2009-01	3,230	112 398,54	34 798,31	35 128,50	35 755,16	36 094,43
12	2009-02	3,176	113 543,27	35 750,40	35 750,40	35 755,16	35 755,16
					448 547,71		**452 381,57**

Diferencia 2008-03 y 2009-03	3 833,86	US$
Liquidación al 30 de Abril del 2010	4 375,79	US$

Para determinar la compensación anual a ser cubierta por los generadores usuarios de la transformación de la S,E, Puno, se considera el costo total anual, la liquidación del año 2008 y el factor de mensualización. La compensación mensual que resulta, para el periodo del 01 de noviembre de 2009 al 30 de abril 2010, es: **114 586 S/./mes**, tal como se indica en el cuadro adjunto:

Cuadro N° 4.5
Compensación Mensual propuesta

Costos de Transmisión y Cálculo de Compensaciones		
VNR ajustado al 30 de Abril del 2010	3 109 653	US$
aVNR ajustado al 30 de Abril del 2010	386 044	US$/año
COyM al 31 de Octubre del 2010	94 721	US$/año
Liquidación al 30 de Abril del 2010	4 376	US$/año
Costo Total Transmisión	**485 141**	US$/año
Compensación Mensual	38 362	US$/mes
Compensación Mensual	**114 586**	**S/./mes**

Una comparación del impacto de la compensación mensual propuesta, respecto al valor establecido en la Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD, que modificó las Tarifas y Compensaciones del SST fijadas mediante la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.6

Compensación Mensual S.E. Puno

Sistema Eléctrico	Compensación Vigente (*) (Soles / mes)	Compensación Propuesta (*) (Soles / mes)	Variación %
Subestación Puno	113 104	114 586	1,31%

(*) Resolución OSINERGMIN N° 099-2009-OS/CD.

5. Regulación Tarifaria para ISA

5.1. Criterios Generales

La liquidación anual de los ingresos por los servicios de transmisión correspondientes de la empresa ISA se realizó en mayo de 2009, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión de la Líneas Eléctricas Oroya – Carhuamayo – Paragsha - Derivación Antamina y Aguaytía –Pucallpa (en adelante "CONTRATO BOOT ISA PERÚ") y en el PROCEDIMIENTO BOOT. Cabe señalar que dicha liquidación originó la modificación del peaje unitario CBPSEE de las Subestaciones Base Tacna (Los Héroes) y de la compensación de la subestación Puno, que fue aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 054-2009-OS/CD y modificatoria, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD.

En dicha liquidación, se recalculó el Costo Total de Transmisión esperado para los meses marzo 2008 a febrero 2009, de acuerdo a lo dispuesto en el literal a) del numeral 4,7 del PROCEDIMIENTO BOOT.

Asimismo, se emplearon los saldos de la liquidación del periodo marzo 2008 a febrero 2009 para modificar el CPSEE de ISA de la subestación base Pucallpa, con base a lo dispuesto en el Artículo 79° de la LCE, en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE y en el PROCEDIMIENTO BOOT.

De acuerdo con el CONTRATO BOOT ISA PERÚ corresponde actualizar el VNR y el costo de operación y mantenimiento (en adelante "COyM") del SST de ISA en cada proceso regulatorio.

Al respecto, de acuerdo con la Cláusula 5.2.5 del CONTRATO BOOT ISA PERÚ, la remuneración del SST de ISA se regirá por lo establecido en el mismo contrato y lo dispuesto en la Leyes Aplicables[12].

En ese sentido, en el presente proceso regulatorio corresponde la actualización de los montos por concepto de VNR y COyM.

Por otro lado, para efectos del PROCEDIMIENTO, el PROCEDIMIENTO BOOT, no es aplicable y no existe en el CONTRATO BOOT ISA PERÚ especificación alguna respecto a la fecha del índice de actualización a usar para la actualización del VNR y COyM del SST de ISA PERÚ. Por lo tanto, para determinar los peajes que entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre de 2009, se considerará el valor del IPP al mes de setiembre de 2009, por tratarse de la referencia de actualización más próxima a la fecha de fijación; sin embargo, para fines de la prepublicación de peajes y compensaciones del SST y SCT, se utilizará el valor correspondiente a julio de 2009

Por tanto, los valores actualizados del VNR y COyM que serán utilizados para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones del SST de ISA, se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 5.1**

VNR Actualizado del SST de ISA Perú

Rubro	Valor Inicial US$ (1)	Valor actualizado US$(2)
VNR - L.T. Aguaytía - Pucallpa	8 150 527,0	9 345 141,2
COyM (3% VNR)	244 515,8	280 354,2

Donde:

Rubro	Factores de actualización		
	Índice inicial	Índice marzo 2009	Factor
VNR - L.T. Aguaytía - Pucallpa	150,1	172,1	1,146569

(1) Valores a julio 2002.

(2) Valores a julio 2009.

En el Anexo del presente informe se muestra el reporte que sustenta el valor disponible del índice para el mes de julio 2009.

De acuerdo con los criterios precedentes para la determinación del CPSEE de ISA se han considerado las siguientes premisas:

La inversión de ISA en el SST Aguaytía – Pucallpa;

El respectivo Costo de Operación y Mantenimiento (COyM);

Los ingresos tarifarios proyectados; y

[12] De las definiciones del Contrato tipo BOOT de REDESUR: "*Cualquier referencia a "Leyes Aplicables" deberá entenderse efectuada a las leyes, regulaciones y reglamentos emitidos por una Autoridad Gubernamental, incluyendo normas complementarias, suplementarias, modificatorias y reglamentarias, incluso aquellas a que se refiere el punto 1.3 de las Bases."*

Una tasa de actualización de 12%,

5.2. Costo Total de Transmisión (CTT)

Con base en los valores actualizados del VNR y COyM y teniendo en cuenta una vida útil de 30 años y una Tasa de Actualización de 12%, se obtiene el siguiente costo total de transmisión:

Cuadro **N° 5.2**

Costo Total Anual (CTT) US$

Rubro	SST ISA Perú US$
Anualidad del VNR	1 160 140,0
COyM	280 354,2
Liquidación 2008	-3 444,6
Costo Total	1 437 049,6

5.3. Peaje Secundario: Línea de Transmisión Aguaytía-Pucallpa

El cuadro siguiente muestra el flujo de los ingresos y del CPSEE calculados automáticamente para todo el período de concesión, sobre la base del Costo Total Anual, la demanda proyectada y los ingresos anuales reales correspondientes a los períodos anteriores.

Cuadro N° 5.3

Cálculo de Peajes Unitarios e Ingresos Anuales Esperados

Peaje SST Aguaytía-Pucallpa - Aplicación D.S. 029-2002-EM (Demanda según Capacidad Mínima y Horizonte de15 años)									
N°	Año	Demanda Proyectada	Demanda DS 029-2003-EM	Costo Total Anual (1)	Ing. Tarifario Esperado	Peaje Secundario	Cálculo de Peaje Unitario	Recálculo de Ingreso Anual	% Cobertura Anual
		(GWh)	(GWh)	(miles US$)	(miles US$)	(miles US$)	(Ctv US$/kWh)	(Miles US$)	
0*	2002	63,37	63,37	912,85	43,15	869,70	0,9438	641,19	70%
1	2003	119,11	119,11	1 262,21	59,43	1 202,79	0,9782	1 224,56	97%
2	2004	123,79	123,79	1 269,74	60,49	1 209,25	0,9625	1 251,98	99%
3	2005	140,99	140,99	1 303,22	60,61	1 242,62	0,8764	1 296,30	99%
4	2006	153,17	153,17	1 303,22	61,16	1 242,06	0,8441	1 354,16	104%
5	2007	158,85	158,85	1 345,08	61,64	1 283,44	0,8403	1 396,41	104%
6	2008	182,30	182,30	1 345,08	62,11	1 282,97	0,7428	1 416,13	105%
7	2009	187,95	187,95	1 440,49	62,58	1 377,91	0,6601	1 303,18	90%
8	2010	193,77	193,77	1 440,49	63,06	1 377,44	0,6601	1 342,11	93%
9	2011	199,78	199,78	1 440,49	63,53	1 376,97	0,6601	1 382,24	96%
10	2012	205,97	205,97	1 440,49	64,00	1 376,49	0,6601	1 423,59	99%
11	2013	212,36	212,36	1 440,49	64,48	1 376,02	0,6601	1 466,21	102%
12	2014	218,94	218,94	1 440,49	64,95	1 375,55	0,6601	1 510,14	105%
13	2015	225,73	225,73	1 440,49	65,42	1 375,07	0,6601	1 555,41	108%
14	2016	232,73	232,73	1 440,49	65,90	1 374,60	0,6601	1 602,07	111%
15	2017	239,94	239,94	1 440,49	66,37	1 374,13	0,6601	1 650,17	115%
16	2018	247,38	247,38	1 440,49	66,84	1 373,65	0,6601	1 699,74	118%
17	2019	255,05	255,05	1 440,49	67,32	1 373,18	0,6601	1 750,83	122%
18	2020	262,96	262,96	1 440,49	67,79	1 372,71	0,6601	1 803,49	125%
19	2021	271,11	271,11	1 440,49	68,26	1 372,23	0,6601	1 857,78	129%
20	2022	279,51	279,51	1 440,49	68,74	1 371,76	0,6601	1 913,72	133%
21	2023	288,18	288,18	1 440,49	69,21	1 371,29	0,6601	1 971,39	137%
22	2024	297,11	297,11	1 440,49	69,68	1 370,81	0,3873	1 220,24	85%
23	2025	306,32	306,32	1 440,49	70,16	1 370,34	0,3873	1 256,38	87%
24	2026	315,82	315,82	1 440,49	70,63	1 369,87	0,3873	1 293,63	90%
25	2027	325,61	325,61	1 440,49	71,10	1 369,39	0,3873	1 332,02	92%
26	2028	335,70	335,70	1 440,49	71,58	1 368,92	0,3873	1 371,58	95%
27	2029	346,11	346,11	1 440,49	72,05	1 368,45	0,3873	1 412,35	98%
28	2030	356,84	356,84	1 440,49	72,52	1 367,97	0,3873	1 454,37	101%
29	2031	367,90	367,90	1 440,49	73,00	1 367,50	0,3873	1 497,68	104%
30*	2032	103,71	103,71	393,84	19,96	373,89	0,3873	421,56	107%

El CPSEE se ha calculado para un período de 15 años a partir del año 2009, de tal forma que el valor presente del flujo de ingresos anuales esperados en el período de concesión resulte igual al valor presente del flujo de los Costos Totales Anuales ajustados debidamente con el índice ID: WPSSOP3500, lo que demuestra que el flujo de valores de CPSEE mostrados en el mismo cuadro anterior, permitirá el retorno de la inversión a la tasa del 12% en un plazo de 30 años, según lo establecido en el CONTRATO BOOT ISA PERÚ.

De acuerdo con la evaluación indicada, el CPSEE que resulta, para el periodo del 01 de noviembre 2009 al 30 de abril 2010, es: **1,9716** Ctm. S/./kWh, tal como se indica en el cuadro siguiente:

Cuadro **N° 5.4**

CPSEE Propuesto

Cobertura de Costos Transmisión y Cálculo Peaje Unitario		
Valor presente Costo Total Transmisión (30 años)	10 623 777	US$
Valor presente Ingresos Esperados (30 años)	10 623 777	US$
Cobertura de Costos - periodo concesión (30 años)	100,0%	
Peaje Unitario (CPSEE) - Noviembre 2009	**0,6601**	Ctv.US$/kWh
Peaje Unitario (CPSEE) - Noviembre 2009	**1,9716**	Ctm.S/./kWh

T.C. = 2,987 al 31 de julio de 2009.

Una comparación del impacto del CPSEE propuesto, respecto al valor establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 099-2009-OS/CD, que modificó los Peajes establecidos mediante la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 5.5**

Impacto del CPSEE Propuesto

CPSEE01 Vigente (*) Ctm.S/./kWh	CPSEE01 Propuesto Ctm.S/./kWh	Diferencia %
1,8412	1,9716	7,08%

(*) Resolución OSINERGMIN N° 099-2009-OS/CD.

6. Regulación Tarifaria para REP

El presente capítulo contiene los criterios y metodología seguidos para determinar el reajuste de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT determinados en los informes tarifarios para las Áreas de Demanda 1 a la 15 correspondientes al proceso de fijación de tarifas de SST y SCT para el periodo mayo 2009 – abril 2013, ello en cumplimiento del mecanismo de pago de la RA de REP (para el periodo mayo 2009 – abril 2010) por parte de los consumidores, establecido en el contrato de concesión de esta empresa.

Para tal fin se ha utilizado la información del cálculo de la RA para el periodo mayo 2009 – abril 2010 y la liquidación de la RA correspondiente al periodo mayo 2008 – abril 2009, aprobados mediante Resolución OSINERGMIN Nº 097-2009-OS/CD.

En ese sentido a continuación se presentan tres secciones: 1) Actualización de la RA, 2) Liquidación de la RA y 3) Reajuste del peaje del SST y SCT debido al Mecanismo de Pago de Consumidores.

5.1. Actualización de la RA para el periodo mayo 2009 – abril 2010

Conforme a lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo N° 7 del CONTRATO, OSINERGMIN debe reajustar anualmente la RAG sobre la base de la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América. Para tal fin, se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según las leyes aplicables.

Al respecto, se debe señalar que el último reajuste de la RAG se realizó en el marco de la fijación de las Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, proceso que culminó con la aprobación de la Liquidación de la

Remuneración Anual correspondiente al periodo mayo 2008 - abril 2009 y la modificación de la Remuneración Anual por Ampliaciones correspondiente al periodo mayo 2009 – abril 2010, fijado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 053-2009-OS/CD y modificatoria, aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 097-2009-OS/CD. En este sentido, en el presente informe se utilizarán los resultados de liquidación utilizados en el cálculo que sustenta dicha liquidación, correspondiendo reajustar el pago de la RA en función de la determinación de peajes y compensaciones materia del presente proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones del SST y SCT.

En consecuencia, factor de ajuste del valor de la RAG es 170,1/149,9 = 1,1347565; en consecuencia se tiene:

RAG (8) = US$ 58 638 000 x 1,1347565= US$ 66 539 852

Asimismo, el valor de la RAA actualizada, asciende a US$ 14 557 182; este monto incluye el valor final de auditoría de la Ampliación N° 1, sustentado por REP y validados por el Ministerio de Energía y Minas con oficio N° 624-2008-MEM/DGE; de igual forma ocurre con el informe de auditoría para la Ampliación N° 2 sustentado por REP y validado por el Ministerio de Energía y Minas con oficio N° 368-2009-MEM/DGE, y los valores estimados de inversión de las Ampliaciones N° 3 y 4.

El monto de la RAG sumado al de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

RA = US$ 66 539 852 + US$ 14 557 182= US$ 81 097 034

En consecuencia, el valor de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa REP para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y 30 de abril de 2010, contenido en el Artículo 13º de la Resolución Nº 053-2009-OS/CD es de US$ 14 557 182.

Por otro lado, el numeral 6.1.2 de la norma “Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR”, aprobada mediante Resolución OSINERG Nº 336-2004-OS/CD y su modificatoria Resolución OSINERGMIN Nº 004-2007-OS/CD, dispone que OSINERGMIN publique el Reajuste de Liquidación de la Remuneración Anual (RA)[13] dentro de los 45 días siguientes a la publicación de la Liquidación, la misma que tuvo lugar el 14 de abril de 2009.

Con fecha 21 de mayo de 2009 y 01 de junio de 2009, REP presentó, mediante cartas GN-1327-2009 y GN-1468-2009, respectivamente, el

[13] Dado que durante el periodo de Reajuste de Liquidación, no se registraron ingresos correspondientes a la Remuneración Anual por Ampliaciones (uno de los dos componentes de la RA), en esta oportunidad la liquidación incluye únicamente montos de la Remuneración Anual Garantizada (el segundo componente de la RA).

Reajuste de Liquidación, correspondiente al periodo mayo 2008 – abril 2009, acompañado con la información de comprobantes de pago de los meses de marzo y abril de 2009 y la información que sustenta los montos de ingresos adicionales a la RAG.

6.2. Liquidación de la RA del periodo mayo 2008 – abril 2009

Posteriormente, luego de la revisión se determinó que el valor del Reajuste de Liquidación de la RA, expresado al 30 de abril de 2009, asciende a la suma de US$ 2 757 309, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 6.1**
Reajuste de la Liquidación de la RA
Periodo Mayo 2008 – Abril 2009

	Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente				RAG mensual	Valor a Abril del 2009 US$	Saldo de liquidación	
			US $	RA1 S/.	RA2 S/.	Total S/.	Total US $	US$		Mensual US$	Valor presente a Abril 2009
1	Mayo	13/06/2008	2,892	11 243 016,20	4 392 321,49	15 635 337,69	5 406 409,99	5 627 437,14	5 998 262,91	221 027,15	245 223,53
2	Junio	14/07/2008	2,824	11 321 445,12	4 520 877,72	15 842 322,84	5 609 887,69	5 627 437,14	6 165 512,54	17 549,45	19 287,61
3	Julio	14/08/2008	2,929	11 615 474,04	4 761 178,42	16 376 652,46	5 591 209,44	5 627 437,14	6 087 223,92	36 227,69	39 441,57
4	Agosto	12/09/2008	2,963	11 489 421,71	4 567 870,88	16 057 292,59	5 419 268,51	5 627 437,14	5 844 571,62	208 168,63	224 505,66
5	Septiembre	14/10/2008	3,045	11 784 569,35	4 744 244,13	16 528 813,48	5 428 181,77	5 627 437,14	5 799 157,38	199 255,37	212 872,99
6	Octubre	14/11/2008	3,097	11 912 238,75	4 786 058,80	16 698 297,55	5 391 765,43	5 627 437,14	5 706 108,19	235 671,70	249 411,49
7	Noviembre	12/12/2008	3,112	12 092 788,43	4 779 932,74	16 872 721,17	5 421 825,57	5 627 437,14	5 683 986,67	205 611,57	215 553,49
8	Diciembre	14/01/2009	3,151	12 090 566,21	4 963 435,27	17 054 001,48	5 412 250,55	5 627 437,14	5 620 615,81	215 186,59	223 471,02
9	Enero	13/02/2009	3,230	12 091 418,82	4 983 535,58	17 074 954,40	5 286 363,59	5 627 437,14	5 438 279,64	341 073,55	350 875,10
10	Febrero	13/03/2009	3,176	12 018 006,74	4 956 478,40	16 974 485,14	5 344 611,19	5 627 437,14	5 446 520,22	282 825,95	288 218,77
11	Marzo	14/04/2009	3,092	12 005 800,26	5 204 813,25	17 210 613,51	5 566 175,13	5 627 437,14	5 618 991,42	61 262,01	61 843,31
12	Abril	14/05/2009	3,028	11 844 728,57	5 218 774,60	17 063 503,17	5 635 238,83	5 627 437,14	5 635 238,83	-7 801,69	-7 801,69
	Total								**69 044 469,16**	**2 016 057,97**	**2 122 902,84**

LIQUIDACIÓN TOTAL

RAG a Liquidar Año 7 (US$) al 30/04/09 (A)	Recalculo Ampliaciones Menores y RAA (USD) al 30/04/09 (B)		Recalculo RAG a Liquidar Año 7 (US$) al 30/04/09 (D=A+B)	Valor actualizado de los montos facturados (US$) al 30/04/09 (E)	Liquidacion US$ al 30/04/09 (F=D-E)	Recuperación del ITF al 30/04/09 (USD) (G)	Recuperación del ITF Adic a la RAG al 30/04/09 (USD) (H)	Liquidación Total al 30/04/09 (USD) (I=F+G+H)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 8 (USD) al 30/04/10 (J)
71 167 372	518 273		71 685 645	69 044 469	2 641 175	109 728	6 406	2 757 309	3 088 186

ACTUALIZACIÓN DE LA RA

RAG (Actualizada Año 8) (USD) al 30/04/10 (K)	RAA al 30/04/10 (USD) (L)	RA al 30/04/10 (USD) (M=K+L)	Liquidación Total a aplicar a la RAG año 8 (USD) al 30/04/10 (J)	RA año 8 al 30/04/10 (USD) (M+J)
66 539 852	14 557 182	81 097 034	3 088 186	**84 185 220**

En la presente liquidación se ha considerado el recálculo del monto de la Ampliación Menor 1 y 2 en vista que, para la Ampliación Menor 1 se ha tomado como valor definitivo el valor presentado en el informe de auditoría correspondiente, y para la Ampliación Menor 2 se ha realizado considerando la información contenida en la copia del Informe de auditoría sobre los costos de inversión de la Ampliación Menor Nº 2, remitida por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MEM") mediante oficio Nº 368-2009-EM/DGE. En consecuencia, el monto de la Ampliación Menor 1 asciende a US$ 90 528,9 y el de la Ampliación Menor 2 asciende a US$ 123 955.

Asimismo, de acuerdo al informe de auditoría presentado por REP y validado en su oportunidad por el MEM, el valor definitivo de inversión de la Ampliación N° 1 comprende US$ 35 998 275, que corresponde a la construcción de la nueva Subestación Chilca REP y ampliaciones de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la S.E. San

tramos desde la S.E. San Juan hasta la futura S.E. Chilca REP y US$ 810 544 que corresponde a la repotenciación del sistema de barras de la S.E. San Juan[14]; así mismo, dicha Ampliación comprende el retiro de un tramo de 48,5 km de la línea 2207 entre las subestaciones Chilca y San Juan, con un monto de COyM igual a US$ 104 288.

Por su parte, para las Ampliaciones N° 1 y Nº 2 se consideraron las fechas de inicio de operación indicadas por REP y confirmadas por el MEM en el oficio N° 624-2008-MEM/DGE.

Con base a lo mencionado, se modificó la RAG a liquidar la cual ascendía a US$ 71 167 372.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, la Liquidación del Periodo mayo 2008 - abril 2009, expresada a fines de abril de 2009, resultó en US$ 2 641 175.

Respecto al recálculo de la RA_{SST} como consecuencia de la aplicación de la Resolución Nº 006-2008-TSC/37-2008-OSINERGMIN, con motivo de la controversia entre Electro Sur Medio S.A.A. y REP, se consideró en el recálculo de las facturas y documentos de sustento correspondientes presentados por REP.

Por otro lado, de acuerdo a lo establecido en la Cuarta Cláusula de la Adenda al CONTRATO suscrita del 26 de julio del 2006, se agregó el monto de Recuperación por ITF del periodo mayo 2008 – abril 2009 a la RA del periodo mayo 2009 – abril 2010; dicho monto comprendía US$ 109 728 por ingresos de la RA y US$ 6 406 por ingresos adicionales a la RAG, con lo cual el reajuste de liquidación resultó en US$ 2 757 309.

US$ 2 757 309 = 2 641 175 + 109 728 + 6 406

Este monto, expresado al 30 de abril de 2010, es igual a US$ 3 088 186.

El monto de la recuperación del ITF por ingresos de la RA, resultó en US$ 109 728,04:

El monto de la recuperación del ITF por los Ingresos Adicionales a la RAG, resultó en US$ 6 405,74:

Finalmente, al agregar el monto de Reajuste de Liquidación a los valores de la RAG y RAA expresados al 30 de abril de 2010, se obtiene el monto de US$ 84 185 220, que corresponde al monto total que debe percibir REP el periodo mayo 2009 – abril 2010:

RA (8) = 66 539 852 + 14 557 182 + 3 088 186

RA (8) = US$ 84 185 220

[14] Con fecha 11 de abril de 2008 se suscribió la Adenda modificatoria de la Primera Cláusula Adicional, con la finalidad de incorporar el Proyecto de "Repotenciación del Sistema de barras de la Subestación San Juan" como parte de la Ampliación Nº 1

Cuadro **N° 6.2**
Cálculo de la RA de REP

Concepto	US$
Remuneración Anual RA	
Remuneración Anual Garantizada RAG	66 539 852
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	14 557 182
Total RAA (2008-2009)	**81 097 034**
Liquidación Anual de la RAG (May-08-Abr-09)	2 958 116
Saldo a favor del ITF de Mayo 08 a Abril 09	122 895
Recuperación del ITF Adic a la RAG	7,174
Total RA (2009-2010)	**84 185 220**

6.3. Reajuste de los Peajes de SST y SCT

6.3.1. Pago de la RA

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

- La RA(n) comprende los siguientes conceptos: RA1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación (Pago de los Generadores) y la RA2(n) que debe ser pagada por los consumidores finales por el SPT y SST.

- El monto de la RA1(n) que corresponde ser pagado por las instalaciones de Generación, debe ser establecido por el OSINERGMIN, antes del 30 de abril del año "n". Este monto debe ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de dichas instalaciones de transmisión. Asimismo, se establece que el procedimiento para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales se debe basar en la determinación de los "Factores de Distribución Topológicos"[15].

- El pago de los consumidores finales RA2(n) se debe establecer mediante la siguiente diferencia:

$$RA2(n) = RA(n) - RA1(n).$$

- El pago RA2(n) tiene dos componentes: El primero, llamado $RA_{SST}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión), que está compuesto por las tarifas y compensaciones por el SST, y el segundo, llamado $RA_{SPT}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Principal de Transmisión) que lo componen: el Ingreso Tarifario Esperado

[15] "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997

y el Peaje por Conexión del SPT; los que deben establecerse mediante el procedimiento señalado en el numeral 5.2 del Anexo 7 del CONTRATO:

"…

A. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de aplicación a la demanda ($RA_{SST}(n)$), de conformidad con las Leyes Aplicables y en particular según lo establecido en el articulo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo No 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de la $RA_{SST}(n)$ no se deben incluir las instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG aplicables a la demanda.

B. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión ($RA_{SPT}(n)$), de conformidad con las Leyes aplicables.

C. Se calcula la suma ($RA_{SST}(n)+ RA_{SPT}(n)$).

D. Si la suma calculada en C) resulta superior al valor de $RA_2(n)$, se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los Usuarios Regulados comprendidos en la $RA_{SST}(n)$, hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$. Si aún con dicho reajuste subsistiese alguna diferencia, se efectuará un reajuste en el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, hasta alcanzar la igualdad indicada.

E. Si la suma calculada en C) fuese inferior al valor de la RA2(n) se reajustará el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$

...

El procedimiento para el cálculo del pago de los consumidores, o cualquier parte de la metodología descrita para este fin, podrán ser modificados por el OSINERGMIN, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la RA2(n) y sin afectar el cálculo de la $RA_2(n)$."

En lo que continúa del informe, para efectos del PROCEDIMIENTO y con la finalidad de determinar la asignación de pago entre generadores y demanda, se ha considerado un horizonte de evaluación de un año para estimar los ingresos esperados, ingresos por peaje e ingreso tarifario. Finalmente, los resultados obtenidos se aplicarán a partir del 01 de noviembre de 2009.

6.3.2. Determinación del Pago de los Generadores – RA1

El cálculo del pago de la RA1 se ha determinado con base al Costo Medio Anual asignado a los generadores por las instalaciones de SST de REP contenido en el Informe Nº 0381-2009-GART correspondiente al proceso de fijación de tarifas de SST y SCT para el periodo de un año, cuyos resultados se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro **N° 6.3**

Ingresos Esperados de RA1 por Compensaciones
para el periodo noviembre 2009 a abril 2010

Sistema de Generación	Ingreso Anual Esperado US$
GD REP	12 639 300
Mantaro-Lima	37 268 215
Quencoro – Tintaya	1 830 120
SST en la SE Santa Rosa	261 405
SST Azangaro - Juliaca – Puno	1 094 553
SST Chilca - San Juan	3 612 372
SST en la SE Quencoro	58 527
SST en la SE Ventanilla	73 601
SST en la subestación Chiclayo Oeste	100 589
SST en las subestación Chimbote 1	882 018
SST en SE Paramonga Nueva	563 834
SST Linea Quencoro - Tintaya	2 191 922
SST Toquepala - Aricota	453 092
Total	**61 029 550**

Como se muestra, el monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1, asciende a la suma de US$ 61 029 550, expresado al 30 de abril de 2010.

6.3.3. Pago de los Consumidores – RA2

A. Determinación de la RA2

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda (RA2), se calcula con la siguiente expresión:

$$RA2 = RA - RA1$$

Donde:

RA2: Componente de la RA asignado a la demanda.

RA: Es la RA actualizada al año 8 determinada en 6.1.

RA1: Componente de la RA asignado a la generación, calculado en 6.3.2

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2, es igual a US$ 23 155 671, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 6.4**

Determinación del Pago de los Consumidores – RA2

Concepto	(US$)
Remuneración Anual (actualizada)	**84 185 220**
Pago generadores RA1	**61 029 550**
Pago consumidores RA2	**23 155 671**

B. Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RA_{SST}

Como se señaló previamente, de acuerdo con el contrato de concesión, la RAG2 se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}: Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores de acuerdo con las leyes aplicables al mismo.

- RA_{SST}: Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.

De la aplicación de las tarifas y peajes del SST se ha determinado que para el periodo de un año, los ingresos por SST ascenderían a US$ 10 621 776 (US$ 9 713 773 por concepto de Peaje y US$ 908 003 por concepto de Ingreso Tarifario), conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro **N° 6.5**

Ingresos Esperados por $RA2_{SST}$ sin reajuste

Area	Ingreso x Peaje (US$)	Ingreso Tarifario (US$)	Total (US$)
1	306 823	0	306 823
2	47 092	0	47 092
3	113 429	0	113 429
4	0	0	0
5	92 029	1 724	93 753
6	469 618	0	469 618
7	279 155	0	279 155
8	1 770 237	0	1 770 237
9	89 631	3 651	93 282
10	186 214	0	186 214
11	297 486	0	297 486

Area	Ingreso x Peaje (US$)	Ingreso Tarifario (US$)	Total (US$)
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	6 062 058	902 628	6 964 686
Total	**9 713 773**	**908 003**	**10 621 776**

Cabe destacar que en estos ingresos no se considera lo concerniente a las instalaciones que generan Ingresos Adicionales a la RAG, conforme lo establece el contrato de concesión.

Por otro lado, como resultado de la fijación de Precios en Barra del año 2009, el costo total anual del SPT considerado fue igual a US$ 17 836 033. Con lo cual la suma de ambos montos resulta en US$ 28 457 809, que es mayor a la RA2, en US$ 5 302 138.

En ese sentido, conforme al procedimiento establecido en el numeral 5.2 del Anexo Nº 7 del CONTRATO, se debe reajustar los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados. Para ello se asume el siguiente criterio: primero reajustar el Peaje del Área de Demanda 15 y si con ello no es suficiente reajustar los Peajes de las demás áreas.

Entonces, teniendo en cuenta que la demanda de los clientes regulados es el 54% de la demanda total[16], el monto máximo que se puede reducir en los ingresos por peaje de SST del Área de Demanda 15 es US$ 6 062 058 x 54% = US$ 3 273 511. Dado que este monto es menor a los US$ 5 302 138, se debe reajustar el Peaje del Área 15 y el peaje de REP en las demás Áreas. De este modo, luego de efectuado el reajuste se obtiene que para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, los usuarios regulados de todas las Áreas de Demanda, no pagarán el peaje correspondiente de REP fijado para cada una de dichas Áreas.

Por lo tanto, se ha procedido a reajustar los peajes de REP en las demás Áreas. Sin embargo, se aprecia que luego de realizado este reajuste, aún queda un remanente que deberá ser descontado del costo anual del Sistema Principal de Transmisión de REP, tal como se muestra a continuación:

Cuadro **N° 6.6**

Ingresos Esperados por $RA2_{SST}$ reajustados

Area	Ingreso x Peaje (US$)	Ingreso Tarifario (US$)	Total (US$)
1	141 139	0	141 139
2	21 662	0	21 662
3	52 177	0	52 177
4	0	0	0

[16] Conforme al Anuario Estadístico 2007, publicado por OSINERGMIN.

Area	Ingreso x Peaje (US$)	Ingreso Tarifario (US$)	Total (US$)
5	42 333	1 724	44 058
6	216 024	0	216 024
7	128 411	0	128 411
8	814 309	0	814 309
9	41 230	3 651	44 881
10	85 658	0	85 658
11	136 844	0	136 844
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	2 788 547	902 628	3 691 175
Total	**4 468 335**	**908 003**	**5 376 339**

De este modo, el saldo a descontar del Costo del Sistema Principal de Transmisión de REP es:

US$ 5 302 138 - US$ 5 245 437 = US$ 56 701

Con este nuevo valor la suma de ingresos por SPT y SST resulta igual a US$ 23 155 671, conforme se resume en el siguiente cuadro.

Cuadro **N° 6.7**

Determinación de la RASST y RASPT

	Sin Reajuste	Con Reajuste
Concepto	**US$**	**US$**
RA	**84 185 220**	**84 185 220**
RA1	**61 029 550**	**61 029 550**
RA2	**23 155 671**	**23 155 671**
RA SST	**10 621 776**	**5 376 339**
ITA	908 003	908 003
PSST	9 713 773	4 468 335
RA SPT	**12 533 895**	**17 779 332**

En consecuencia, para el periodo noviembre 2009 – abril 2013, considerando los peajes de las instalaciones adicionales a la RAG y el reajuste mencionado en los párrafos anteriores, los Peajes de SST son los siguientes:

Cuadro **N° 6.8**

Peajes de REP aplicables a los clientes regulados y/o libres

Área de Demanda	Peaje Acumulado en MAT ctm S/. / kWh	Peaje Acumulado en AT ctm S/./ kWh	Peaje Acumulado en MT ctm S/. / kWh
1 [1]	0,0611	0,0876	0,0881

Área de Demanda	Peaje Acumulado en MAT ctm S/. / kWh	Peaje Acumulado en AT ctm S/./ kWh	Peaje Acumulado en MT ctm S/. / kWh
2 [1]	0,0021	0,0231	0,0253
3 [1]	0,0062	0,011	0,0134
4 [1]			
5 [1]	0,0074	0,0082	0,0124
6 [1]	0,0080	0,0089	0,0211
7 [1]	0,0000	0,0125	0,0125
8 [1]	0,0000	0,4665	0,4840
9 [1]	0,0105	0,0112	0,0251
10 [1]	0,0392	0,0491	0,0687
11 [1]	0,0127	0,0670	0,4037
15 [1]	0,0611	0,0611	0,0611

[1] Para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, estos peajes son aplicables únicamente a los Usuarios Libres de las Áreas de Demanda correspondientes.

6.4. Modificación del Peaje por Conexión del SPT

Como consecuencia de la asignación de pago de la RA, corresponde recalcular el Peaje por Transmisión de las instalaciones involucradas en el Sistema Principal de Transmisión.

A continuación se detalla el cálculo de dichos Ingresos Tarifarios y del Peaje por Conexión.

6.4.1. Recálculo del Peaje por Conexión al SPT de REP

Corresponde modificar el valor del Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión de REP, el cual se determina dividiendo el monto del Peaje por Conexión (US$ 17 779 332), determinado a partir de la diferencia entre el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP (sección 6.3 del presente informe) y el Ingreso Tarifario de REP determinado en el Informe N° 0151-2009-GART, entre la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes (4 453,2 MW). El detalle se muestra en el cuadro siguiente:

Peaje por Conexión del SPT de REP

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US$/Año)	LIQUIDACION ANUAL (US$/Año)	AJUSTE POR RAG (US$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US$/Año)	PEAJE ANUAL (US$/Año)	PEAJE UNITARIO (US$/kW-Año)
REP	17 836 033		17 779 332	282 326	17 497 006	4,156

Considerando el tipo de cambio al 31 de julio de 2009 (2,987 S/./US$), el Peaje por Conexión resulta ser de S/. 55 308 036; en tanto el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión de REP equivale a 1,04 S/./kW-mes.

En este sentido, es necesario modificar los valores del Peaje por Conexión y del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión de REP publicados en la Resolución OSINERGMIN Nº 053-2009-OS/CD y modificatoria, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 099-2009-OS/CD.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Como consecuencia del análisis efectuado se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Fijar para el periodo mayo 2009 – abril 2010:

  - El Cargo de Peaje Secundario Equivalente en Energía, CPSEE, de la Subestación Base Tacna (Los Héroes), por el transformador 220/66/10 kV, 50 MVA, en 0,5124 ctm. S/./kW.h,

  - El Cargo de Peaje Secundario Equivalente en Energía, CPSEE, de la Subestación Base Pucallpa, por el SST Aguaytía-Pucallpa, S,E, Aguaytía 220/138/22,9 kV, S,E, Pucallpa 138/60/10 kV y Reactor 8 MVAR, en 1,9716 ctm.S /./kW.h,

  - El monto de la compensación mensual por la transformación de la subestación Puno 220/138/10 kV, en 114 586 Nuevos Soles / mes, conforme el cuadro siguiente:

Item	Titular	Concepto	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago	Asignación
1	REDESUR	transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV	114 586	Los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	Según método fuerza-distancia establecido en la Resolución OSINERGMIN Nº 383-2008-OS/CD

  - Los Peajes por los SST y SCT de REP, conforme al siguiente cuadro:

Área de Demanda	Peaje Acumulado en MAT ctm S/. / kWh	Peaje Acumulado en AT ctm S/./ kWh	Peaje Acumulado en MT ctm S/. / kWh
1 [1]	0,0611	0,0876	0,0881
2 [1]	0,0021	0,0231	0,0253
3 [1]	0,0062	0,011	0,0134
4 [1]			
5 [1]	0,0074	0,0082	0,0124
6 [1]	0,0080	0,0089	0,0211
7 [1]	0,0000	0,0125	0,0125
8 [1]	0,0000	0,4665	0,4840
9 [1]	0,0105	0,0112	0,0251
10 [1]	0,0392	0,0491	0,0687
11 [1]	0,0127	0,0670	0,4037
15 [1]	0,0611	0,0611	0,0611

[1] Para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, estos peajes son aplicables únicamente a los Usuarios Libres de las Áreas de Demanda correspondientes.

- Modificar el Cargos por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión de REP cuyo valor a partir del 01 de noviembre es igual a 1,04 S/./kW-mes afectado por su correspondiente factor de actualización.

- Establecer el Peaje por Conexión al SPT de REP en S/. 55 308 036, a partir del 01 de noviembre de 2009.

8. Anexo

Índice de Precios WPSSOP3500

Databases

Change Output Options: From: 1999 To: 2009 GO

include graphs More Formatting Opt

Data extracted on: August 21, 2009 (5:19:19 PM)

Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3500
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Finished goods less food and energy
Base Date: 198200

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1999	145.6(R)	145.7(R)	145.7(R)	145.7(R)	145.7(R)	145.8(R)	145.8(R)	145.7(R)	146.5(R)	146.9(R)	146.9(R)	147.0(R)
2000	146.8	147.3	147.4	147.4	147.8	147.8	148.1	148.2	148.6	148.5	148.7	148.9
2001	149.5	149.2	149.5	149.8	150.1	150.2	150.5	150.5	150.7	149.8	150.2	150.4
2002	150.0	150.1	150.0	150.3	150.2	150.5	150.0	149.9	150.3	150.5	150.3	149.5
2003	149.8	149.9	150.7	149.9	150.1	150.1	150.3	150.5	150.4	151.1	151.0	151.0
2004	151.4	151.3	151.8	151.9	152.3	152.8	152.5	152.9	153.2	153.7	154.1	154.5
2005	155.4	155.4	155.6	156.0	156.5	156.3	156.8	156.8	157.1	156.8	156.7	156.8
2006	157.5	158.0	158.3	158.5	158.9	159.1	158.2	158.7	159.2	158.4	159.8	159.9
2007	160.2	160.9	160.9	161.0	161.5	161.9	162.2	162.4	162.5	162.6	163.2	163.3
2008	164.1	164.9	165.1	165.9	166.4	166.7	167.7	168.5	169.2	170.1	170.1	170.6
2009	171.0	171.2	171.4	171.5(P)	171.4(P)	172.3(P)	172.1(P)					

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

9. Referencias

[1] Estudios Técnico Económicos presentados por las empresas titulares de instalaciones de transmisión eléctrica, como sustento de sus Propuestas de Tarifas y/o Compensaciones de SST y SCT-Junio 2008.

[2] Evaluación de la admisibilidad de las propuestas tarifarias – OSINERGMIN - Junio 2008.

[3] Respuestas a Observaciones de Admisibilidad-Julio 2008

[4] Notificación de Admisibilidad de Propuestas.-Julio 2008

[5] Informes de Observaciones al Estudio Tarifario presentado por las titulares – OSINERGMIN – Setiembre 2008.

[6] Respuestas a observaciones formuladas a los Estudios Tarifarios – Octubre 2008.

[7] Informes de Estudios Tarifarios para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, por Áreas de Demanda, los cuales sustentan la primera prepublicación de la resolución que fijaría las Tarifas de los indicados sistemas para el período 2009-2013 – Enero 2009.