



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe OSINERG-GART/RGT N° 044-2002

Estudio para la fijación de Tarifas y Compensaciones del SST de Pago Compartido por Generación y Demanda

Regulación de 2002

Lima, 03 de julio de 2002

INDICE

<u>1. RESUMEN</u>	3
<u>1.1 PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA</u>	4
<u>1.2 RESUMEN DE RESULTADOS</u>	5
<u>1.3 COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN SECUNDARIA EN EL SINAC</u>	6
<u>2. ASPECTOS METODOLÓGICOS Y REGULATORIOS</u>	7
<u>3. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA</u>	9
<u>3.1 ANÁLISIS DE OSINERG</u>	10
<u>3.2 PROPUESTA DE TARIFAS</u>	11
<u>3.2.1 Costo Medio Anual</u>	11
<u>3.2.2 Aplicación del Método de los Beneficiarios</u>	12
<u>3.2.3 Cargos por Transmisión</u>	14
<u>3.2.3.1 Peaje Unitario Equivalente en Energía</u>	15
<u>3.2.3.2 Compensación Mensual</u>	16
<u>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	17

1. Resumen

El siguiente informe contiene el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG"), para la fijación de tarifas y compensaciones, correspondiente al Proceso de Regulación del año 2002, por las instalaciones pertenecientes a la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (en adelante "ETECEN") y a la Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "ETESUR"); cuyas responsabilidades de pago son compartidas por la generación y la demanda, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST"). Dichas instalaciones a lo largo del presente estudio se denominarán instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de Generación-Demanda (en adelante "SST G/D").

La elaboración del referido informe se realiza como un complemento del procedimiento establecido en el Anexo B de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobado mediante Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD y modificada con la Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD; así como los estudios propios desarrollados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (en adelante "GART") sobre el particular.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú, se encuentran establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), el Reglamento de la LCE (en adelante "RLCE") y en la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados".

El estudio determina los cargos de transmisión, definidos en los Artículos 44° y 62° de la LCE¹, y en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE².

¹ **Artículo 44°.**- 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.

(...)

Artículo 62°.- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

Estos están constituidos por los peajes y compensaciones por el uso de las instalaciones que conforman los SST.

1.1 Proceso de Regulación Tarifaria

El presente proceso de fijación de tarifas y compensaciones para los SST, que se complementa con el presente estudio, se inició antes del 16 de marzo de 2002 con la presentación de los “*Estudios Técnico-Económicos con las Propuestas de Tarifas y Compensaciones*”, preparados por los titulares de los SST y remitidos al OSINERG para su evaluación. De acuerdo con el procedimiento aprobado, las referidas propuestas fueron consignadas en la página WEB de OSINERG el 24 de marzo de 2002.

Como parte del proceso regulatorio se convocó la realización de dos audiencias públicas, la primera de las cuales se llevó a cabo el día lunes 15 de Abril de 2002. En esta audiencia los titulares de SST tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibieron los comentarios y observaciones de los asistentes y dieron una primera respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 29 de abril de 2002, el OSINERG remitió a los titulares de los SST los informes correspondientes con las observaciones encontradas a los estudios técnico económicos señalados anteriormente.

(...)

² **Artículo 128º.**- Para la fijación de los precios en las barras unidas al Sistema Principal de Transmisión, mediante un sistema secundario, a que se refiere el Artículo 49º de la Ley, la Comisión observará el siguiente procedimiento:

(...)

c) Determinará el precio de Potencia de punta en Barra aplicando al precio en Barra de la respectiva barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia. Al valor obtenido se agregará un peaje que cubra el Costo Medio del Sistema Secundario de Transmisión Económicamente Adaptado.

El cálculo del peaje será efectuado de acuerdo a lo señalado en el Artículo 139º del Reglamento.

Artículo 139º.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62º de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44º de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

- El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;
- La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

b) Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo.

La segunda audiencia pública se realizó el 06 de mayo de 2002, en ésta correspondió al OSINERG exponer los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los estudios técnico-económicos elaborado por los titulares de transmisión y que se utilizaran, además, para la regulación tarifaria. Asimismo, se expuso en esta audiencia el contenido de las observaciones encontradas por el OSINERG a cada una de las propuestas tarifarias formuladas por las empresas propietarias de los SST. Posteriormente procediendo éstas a realizar el levantamiento de observaciones respectivo.

En cuanto al SST G/D, en el presente proceso no se ha recibido propuesta alguna de tarifas. Por ello el OSINERG en uso de la atribución que le confiere el Artículo 62° de la LCE, ha procedido a complementar el proceso regulatorio de los sistemas de transmisión secundaria, estableciendo las tarifas de dicho sistema de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 139° del RLCE.

1.2 Resumen de Resultados

En el siguiente cuadro se presenta un resumen con los Peajes Secundarios Unitarios y compensaciones obtenidos para el SST G/D:

Cuadro No. 1.1

FIJACION DE TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002

PEAJE SECUNDARIO UNITARIO PARA SST G/D

Empresa Transmisora	CPSEE02 ctm \$/kWh
ETECEN	0.0609
ETESUR	0.0250

COMPENSACIONES MENSUALES

TITULAR DE GENERACION	COMPENSACION MENSUAL Nuevos Soles /mes	
	ETECEN	ETESUR
TERMOSELVA	9 161	0 0
EGECAHUA	31 567	1 145
ENERGIA PACASMAYO	0 0	5 917
EDEGEL	442 143	55 150
EEPSA	0 0	3 650
EGASA	56 061	16 762
EGEMSA	59 737	135 653
EGENOR	215 511	10 584
EGESUR	0 0	60 175
ELECTROANDES	102 448	11 664
ELECTROPERU	613 935	68 098
ENERSUR	58 986	7 060
SAN GABAN	67 263	164 786

Los valores mostrados en el cuadro anterior han sido determinados con un Tipo de Cambio igual a 3,511S./US\$, que corresponde al 30 de junio de 2002.

1.3 Comparación de las Variaciones de los Cargos de Transmisión Secundaria en el SINAC

Las peajes de transmisión secundaria y compensaciones resultantes, así como su impacto en el precio medio a Usuario Final y en los generadores, se han comparado con los precios vigentes al mes de mayo 2002, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:

Cuadro No. 1.2

FIJACION DE TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002 COMPARACION CON TARIFAS VIGENTES

PEAJE SECUNDARIO UNITARIO PARA SST G/D

PEAJES SECUNDARIOS - CBPSEE02 (Ctm S/. kWh)		
FIJACION 2002	FIJACION 2001	VAR (%)
0.0859	0.1000	-14.1%

COMPENSACIONES MENSUALES

TITULAR DE GENERACION	COMPENSACION MENSUAL Nuevos Soles /mes	
	ETECEN	ETESUR
TERMOSELVA	-39.5%	0.0%
EGECAHUA	13.1%	-7.9%
ENERGIA PACASMAYO	-100.0%	455.1%
EDEGEL	19.7%	106.0%
EEPSA	0.0%	-
EGASA	14.9%	-3.7%
EGEMSA	14.2%	78.1%
EGENOR	43.3%	31.6%
EGESUR	0.0%	130.7%
ELECTROANDES	37.6%	81.2%
ELECTROPERU	6.4%	34.1%
ENERSUR	71.0%	-44.3%
SAN GABAN	19.5%	93.9%

2. Aspectos Metodológicos y Regulatorios

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 LCE³.

Las tarifas y compensaciones correspondientes a la transmisión principal y secundaria, deberán ser reguladas en cumplimiento del literal b) de Artículo 43° de la LCE⁴. En el caso de las tarifas de transmisión, la referida regulación es efectuada por el OSINERG, 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 LCE⁵ establece que las compensaciones del SST deberán ser reguladas por el OSINERG.

Para cumplir con estos mandatos de la LCE y considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, OSINERG aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", cuyo Anexo B contiene el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión".

³ **Artículo 8°.**- 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 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

⁴ **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁵ **Artículo 62°.**- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

(...)

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, la LCE ha establecido el reconocimiento del Costo Medio de un Sistema Económicamente Adaptado (en adelante “SEA”); tal como se señala en el Artículo 49° de la LCE⁶ y en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE.

El Costo Medio, está definido en el Anexo de la LCE⁷ y corresponde a los costos de inversión (en adelante “Costo Medio de Inversión”), operación y mantenimiento (en adelante “COyM”), en condiciones de eficiencia.

El SEA, también se encuentra definido en el Anexo de la LCE⁸ y corresponde al sistema eléctrico en el cual existe un equilibrio entre la oferta y demanda.

Con relación a la asignación de los cargos de transmisión, el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, en concordancia con la Definición 17° del anexo de la LCE⁹, establece el procedimiento a seguir, en los casos en que una generación o una demanda está siendo abastecida por instalaciones exclusivas del SST. Así mismo, prevé las situaciones excepcionales que no se ajustan exactamente a ninguno de los dos casos anteriores, encargando al Regulador resolver las situaciones particulares que pudieran presentarse, indicando para estas únicamente las directrices que deben tomarse en cuenta para su determinación.

Finalmente, siendo el presente un proceso de fijación de precios regulados para los Sistemas Secundarios de Transmisión, no corresponde revisar la actual composición del Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”). Dicha revisión, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 132° del Reglamento de la LCE¹⁰, solo podrá ser efectuada cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema.

⁶ **Artículo 49°.**- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

⁷ **COSTO MEDIO:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

⁸ **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.

⁹ **SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISION:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

¹⁰ **Artículo 132°.** Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

- a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
- b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
- c) Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas.

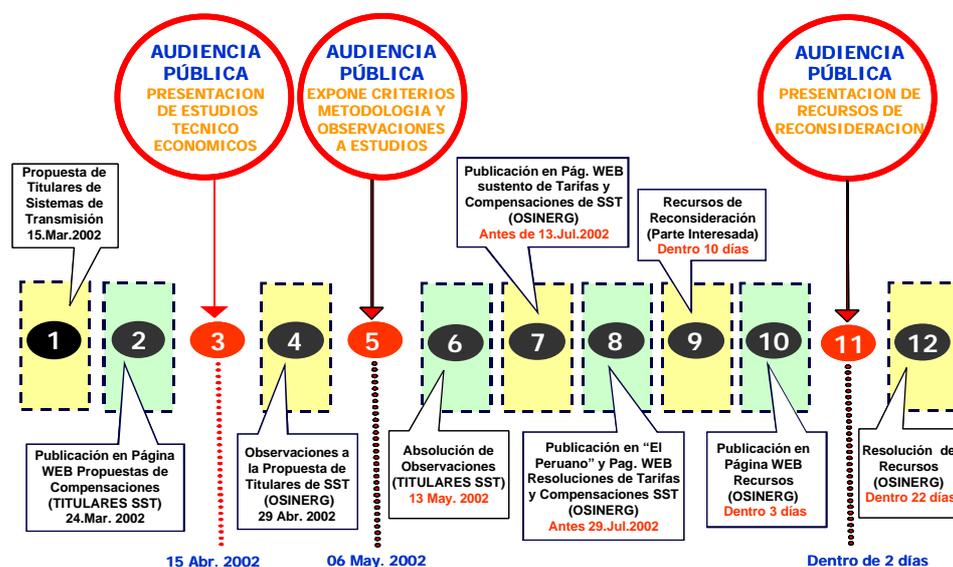
Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.

3. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones se llevó a cabo de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, LCE y en el Reglamento de LCE, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM. El OSINERG, en aplicación del principio de transparencia contenido en el Artículo 8° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, ha incluido audiencias públicas dentro del procedimiento de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, con la finalidad de que los usuarios e interesados puedan manifestarse sobre las propuestas tarifarias respectivas. En el siguiente esquema se resume el proceso que se sigue para la Fijación de las Tarifas y Compensaciones para los SST correspondiente al año 2002.

Cuadro No. 3.1

PROCEDIMIENTO DE FIJACIÓN DE TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST – AÑO 2002



Se debe destacar que, inicialmente, la aplicación de este procedimiento se mantuvo en suspenso hasta que se aprobaran las modificaciones del Artículo 51° de la LCE y de los Artículos 119° y 141° del Reglamento de la LCE. Sin embargo, al amparo de lo dispuesto por la Ley N° 27631, mediante Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD se dejó sin efecto la suspensión mencionada y se postergó en 60 días, únicamente para el año 2002, las fechas señaladas en el procedimiento original contenido en el Anexo B de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados". Finalmente, mediante Resolución OSINERG N° 1323-2002-OS/CD, se postergó en 30 días naturales la fecha de publicación de la relación de información que sustenta las Tarifas y Compensaciones para los SST, así como las demás fechas establecidas para las siguientes etapas del referido procedimiento.

El esquema ilustrado, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que estas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de las Tarifas y Compensaciones en el SST.

Asimismo, con posterioridad a la decisión regulatoria, se ha previsto la instancia de los recursos de reconsideración donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

Este estudio corresponde al análisis Técnico – Económico de Tarifas y Compensaciones para el SST G/D, el mismo que contiene su propuesta de Tarifas y Compensaciones para su SST, y que se ha realizado como un complemento del proceso en curso al no haber recibido propuesta alguna de tarifas y compensaciones de parte de las empresas.

3.1 Análisis de OSINERG

El SST G/D forma parte de los casos excepcionales a que se refiere el artículo 139° del RLCE y corresponde a instalaciones que no sirven de forma exclusiva a los generadores ó a los consumidores, sino que son utilizadas por ambos para acceder al Sistema Principal de Transmisión, no siendo posible determinar al mismo tiempo las responsabilidades por el uso que hacen de ellas los generadores y consumidores. Tal es el caso de las instalaciones que se muestran en el Cuadro 3.2, y por ello, tal como se estableció durante la Regulación de Mayo de 2001, en aplicación del penúltimo párrafo del artículo 139° del RLCE las compensaciones se deben efectuar sobre la base de los beneficios económicos que cada instalación proporciona a los usuarios de la red (generadores y consumidores), haciendo uso del Método de los Beneficiarios.

El Método de los Beneficiarios asigna el Costo de la Transmisión sobre la base del beneficio marginal que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios (generadores y consumidores). Entendiéndose por beneficios la mejora que en términos económicos experimenta un agente por el hecho de

disponer de una determinada instalación. Este beneficio es medido como la diferencia de los escenarios con y sin la instalación¹¹.

Cuadro No. 3.2
INSTALACIONES DEL SST G/D

DESCRIPCIÓN ELEMENTO	Nivel Tensión kV	Longitud km
INSTALACIONES EXCLUSIVAS DE GENERACIÓN		
ETECEN		
L.T. Chiclayo - Piura (L-238)	220	96.20
L.T. Chimbote - Trujillo (L-232, L-233)	220	132.81
L.T. Zepallal - Ventanilla (L-242, L-243)	220	110.00
L.T. Ventanilla - Chawaria (L-244, L-245, L-246)	220	10.58
L.T. Santa Rosa - San Juan (L-2010, L-2011)	220	26.37
ETESUR		
L.T. Tintaya - Callalli (L - 1008/1)	138	80.13
L.T. Callalli - Santuario (L - 1009/2)	138	89.72
L.T. Santuario - Socabaya (L - 1011, L-1012)	138	27.50
L.T. Socabaya - Cerro Verde (L - 1013)	138	11.00
L.T. Montalvo - Toquepala (L - 1015)	138	38.44

El Costo Medio anual de cada instalación es distribuido así, entre los generadores y consumidores que se benefician económicamente por la existencia de dicha instalación; siendo los cargos por compensación asignados en proporción al beneficio neto que percibe cada agente. Los cargos por compensación asignados a cada generador se deben pagar en doce cuotas iguales, mientras la compensación asignada a la demanda se debe pagar bajo la forma de un cargo por peaje secundario de transmisión equivalente en energía calculado tomando en cuenta un horizonte de quince años.

Las Tarifas de Transmisión Secundaria y sus fórmulas de reajuste, una vez aprobadas, serán publicadas en el Diario Oficial El Peruano y complementariamente en la pagina WEB del OSINERG.

3.2 Propuesta de Tarifas

3.2.1 Costo Medio Anual

El Costo Medio anual de las instalaciones del SST G/D se han determinado de acuerdo a lo siguiente:

1. El valor de los costos medios de inversión se ha calculado en base a módulos estándares de elementos de transmisión y transformación con costos de inversión actualizados.

¹¹ **Beneficio Neto de los Generadores:** en el caso de los generadores, los beneficios se calculan como la diferencia entre los márgenes de ingresos netos en dos situaciones que difieren entre sí por la existencia o no de una determinada línea.

Beneficio Neto de los Consumidores: los beneficios netos de los consumidores se calculan como la diferencia de la facturación por la energía que consumen al costo marginal de barra, en dos situaciones que difieren entre sí por la existencia o no de una determinada línea.

2. Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, se ha calculado considerando actividades estándares, costos de mercado y el uso eficiente de los recursos disponibles.
3. Se ha incorporado al valor de las instalaciones, parte de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, correspondientes a los Centros de Control de ETECEN y ETESUR. Dicho costo se ha asignado en proporción al número de puntos de control existentes en cada instalación.

Los valores resultantes se muestran en el Cuadro siguiente.

Cuadro No. 3.3
FIJACIÓN TARIFARIA 2002
COSTO MEDIO DE LAS INSTALACIONES DEL SST G/D

DESCRIPCIÓN ELEMENTO	CMI US\$	ACMI US\$	COyM US\$	CM ANUAL US\$
ELEMENTOS DE TRANSMISION				
L.T. Chiclayo - Piura (L-238)	17 778 116	2 207 040	667 807	2 774 848
L.T. Chimbote - Trujillo (L-232, L-233)	29 332 132	3 641 398	937 144	4 578 542
L.T. Zapallal - Ventanilla (L-242, L-243)	5 215 059	647 417	172 094	819 511
L.T. Ventanilla - Chavarría (L-244, L-245, L-246)	6 654 487	850 941	224 888	1 075 834
L.T. Santa Rosa - San Juan (L-2010, L-2011)	5 807 821	721 004	191 873	912 876
L.T. Tindaya - Sarbuario (L - 1008)	13 802 584	1 713 509	383 314	2 096 817
L.T. Sarbuario - Socabaya (L - 1011, L-1012)	4 454 991	553 069	126 264	679 323
L.T. Socabaya - Cerro Verde (L - 1013)	1 974 515	245 124	58 007	301 130
L.T. Montalvo - Toquepala (L - 1015)	4 686 136	579 271	129 867	709 138
			TOTAL	13 948 020

CMI = Costo Medio de la Inversión

ACMI = Anualidad del Costo Medio de la Inversión

COyM = Costo de Operación y mantenimiento

CM ANUAL = ACMI + COyM

3.2.2 Aplicación del Método de los Beneficiarios

En los Cuadros siguientes se muestra la participación resultante de las empresas de generación así como del total de los consumidores, producto de la aplicación del método de los beneficiarios en cada una de las instalaciones que constituyen el SST G/D. Dicho método ha sido aplicado utilizando los resultados del modelo PERSEO, utilizando los datos y premisas de la Fijación de Tarifas en Barra de Potencia y Energía de Mayo de 2002, con la única modificación en cuanto a la barra de inyección de la C.H. Huanchor¹² producto de nuevas evidencias con que cuenta el OSINERG al respecto. Así mismo se ha tomado en cuenta la redistribución de costos de la S.E. Ventanilla debido al retiro de las celdas correspondientes a la central termoeléctrica Ventanilla de acuerdo a lo establecido por el Informe OSINERG-GART N° 042-2002 "Estudio para la Fijación de Tarifas y Compensaciones en el SST de ETECEN S.A."

El Cuadro N° 3.4 corresponde a la participación de las empresas de generación en los costos de las instalaciones que pertenecen a la empresa de transmisión ETECEN. De igual forma, el Cuadro N° 3.5 muestra la participación de las empresas de generación en las instalaciones de

¹² Se ha modificado de la barra Moyopampa 60kV a la barra Oroya 50kV.

propiedad de ETESUR. Finalmente, el Cuadro N° 3.6 muestra un resumen total de las participaciones de cada una de las empresas de generación y de la demanda; observándose que se obtiene una participación sobre el Costo Medio anual del SST G/D de 56.7% para los generadores y 43.3% para la demanda (se debe mencionar que en la regulación del año 2001 se estableció, mediante la aplicación de la misma metodología, una participación de 44.4% para los generadores y 55.6% para la demanda).

Cuadro No. 3.4
PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DE LA DEMANDA EN EL COSTO MEDIO ANUAL DE LAS INSTALACIONES DE ETECEN (US\$)

EMPRESA CODIGO DE INSTALACION	ETECEN (US\$)				
	L - 238	L - 232 233	L - 242 243	L - 244 245 246	L - 2010 2011
TERMOSELVA	00	00	13 416	19 581	0 0
EGECAHUA	48 980	64 725	0 0	0 0	0 0
ENERGIA PACASMAYO	00	0 0	0 0	0 0	0 0
EDEGEL	693 894	898 688	0 0	0 0	0 0
EEPSA	00	0 0	0 0	0 0	0 0
EGASA	88 242	113 688	0 0	0 0	0 0
EGEMSA	91 462	123 719	0 0	0 0	0 0
EGENOR	387 733	343 358	17 100	28 073	0 0
EGESUR	00	0 0	0 0	0 0	0 0
ELECTROANDES	157 684	211 330	0 0	0 0	0 0
ELECTROPERU	928 200	1 283 173	0 0	0 0	0 0
ENERSUR	84 883	127 533	0 0	0 0	0 0
ETEVENSA	00	0 0	0 0	0 0	0 0
SAN GABAN	106 030	136 248	0 0	0 0	0 0
SHOUG	00	0 0	0 0	0 0	0 0
TOTAL GENERACION	2 587 147	3 302 462	30 515	47 654	0 0
TOTAL DEMANDA	187 701	1 276 080	788 995	1 028 180	912 878

Cuadro No. 3.5
PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DE LA DEMANDA EN EL COSTO MEDIO ANUAL DE LAS INSTALACIONES DE ETESUR (US\$)

EMPRESA CODIGO DE INSTALACION	ETESUR (US\$)			
	L - 1008	L - 1011 1012	L - 1013	L - 1015
TERMOSELVA	00	0 0	0 0	0 0
EGECAHUA	00	0 0	4 124	0 0
ENERGIA PACASMAYO	00	21 314	0 0	0 0
EDEGEL	00	140 306	58 342	0 0
EEPSA	00	13 147	0 0	0 0
EGASA	00	51 946	8 431	0 0
EGEMSA	453 689	25 435	9 492	0 0
EGENOR	00	8 736	29 388	0 0
EGESUR	00	0 0	0 0	216 749
ELECTROANDES	00	27 388	14 625	0 0
ELECTROPERU	00	155 689	89 597	0 0
ENERSUR	00	15 401	10 030	0 0
ETEVENSA	00	0 0	0 0	0 0
SAN GABAN	553 591	29 764	10 198	0 0
SHOUG	00	0 0	0 0	0 0
TOTAL GENERACION	1 007 280	489 126	234 227	216 749
TOTAL DEMANDA	1 089 537	190 196	66 903	492 388

Cuadro No. 3.6
PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DE LA
DEMANDA EN EL COSTO MEDIO ANUAL DEL TOTAL DE
INSTALACIONES DEL SST G/D (US\$)

EMPRESA COD. DE INST.	ETECEN	ETESUR	TOTAL
TERMOSELVA	32 997	0 0	32 997
EGECAHUA	113 705	4 124	117 829
ENERGIA PACASMAYO	0 0	21 314	21 314
EDEGEL	1 592 582	198 648	1 791 230
EEPSA	0 0	13 147	13 147
EGASA	201 930	60 377	262 307
EGEMSA	215 171	488 616	703 787
EGENOR	776 264	38 124	814 388
EGESUR	0 0	216 749	216 749
ELECTROANDES	369 013	42 014	411 027
ELECTROPERU	2 211 373	245 286	2 456 659
ENERSUR	212 466	25 432	237 897
ETEVENSA	0 0	0 0	0 0
SAN GABAN	242 278	593 553	835 831
SHOUGESA	0 0	0 0	0 0
TOTAL GENERACION	5 967 778	1 947 383	7 915 161
TOTAL DEMANDA	4 193 834	1 839 024	6 032 859
TOTAL	10 161 612	3 786 408	13 948 020

3.2.3 Cargos por Transmisión

Los cargos establecidos para los consumidores y generadores en las instalaciones del SST G/D se han distribuido en función a las participaciones obtenidas en la sección anterior.

Para el cálculo de dichos cargos se han aplicado los siguientes criterios:

- En el caso de los consumidores, se ha calculado un peaje unitario por la transmisión secundaria de las mencionadas instalaciones. Dicho peaje unitario ha sido determinado como el cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía demanda actualizada, para un horizonte de 15 años. El Peaje en cada instalación ha sido calculado como la diferencia entre la proporción del costo anual de transmisión y el correspondiente ingreso tarifario¹³, cuyo valor estimado se muestra en el Cuadro 3.7, habiéndose calculado utilizando el modelo PERSEO, a partir de las premisas de la Fijación de Tarifas en Barra de Potencia y Energía correspondiente a Mayo de 2002.
- En el caso de los generadores la proporción del Costo Medio anual de cada instalación se recupera a través del pago de doce (12) cuotas mensuales iguales, tomando en cuenta la tasa de descuento indicada en el Artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

¹³ Respecto de este tema el OSINERG viene evaluando la metodología requerida para su recuperación, tal como se comenta en el Informe OSINERG-GART N° 042-2002 "Estudio para la Fijación de Tarifas y Compensaciones en el SST de ETECEN S.A."

Cuadro No. 3.7
INGRESO TARIFARIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES
DEL SST G/D (US\$)

ELEMENTO DE TRANSMISION	ENERGIA US\$	POTENCIA US\$	TOTAL US\$
L.T. Chiclayo - Piura (L-238)	00	00	00
L.T. Chimbote - Trujillo (L-232, L-233)	27 861	00	27 861
L.T. Zapallal - Ventanilla (L-242, L-243)	19 590	00	19 590
L.T. Ventanilla - Chavarría (L-244, L-245, L-246)	1 706	00	1 706
L.T. Santa Rosa - San Juan (L-2010, L-2011)	0 555	00	0 555
L.T. Tintaya - Santuario (L - 1008)	3 033	36 887	39 921
L.T. Santuario - Socabaya (L - 1011, L-1012)	7 211	65 545	72 756
L.T. Socabaya - Cerro Verde (L - 1013)	0 211	2 523	2 734
L.T. Montalvo - Toquepala (L - 1015)	1 057	14 619	15 676

3.2.3.1 Peaje Unitario Equivalente en Energía

Para recuperar el monto asignado a los consumidores se ha determinado un Peaje Unitario Equivalente en Energía como el cociente del peaje secundario actualizado entre la energía demandada actualizada para un horizonte de 15 años. Este análisis se ha efectuado para cada una de las instalaciones de transmisión que constituyen el SST G/D. Para ello se ha estimado la evolución del costo medio, de la demanda (entre los años 2002-2006 de acuerdo a la tasas de crecimiento proyectadas para la regulación de tarifas en barra de mayo de 2002, mientras que para el periodo 2007-2016 se ha tomado la tasa de crecimiento promedio del escenario medio del Plan Referencial de electricidad 2000); mientras que los ingresos tarifarios se han obtenido del modelo PERSEO y se han mantenido invariables durante el horizonte de análisis.

El Peaje Unitario Equivalente en Energía, en ctv. US\$/kWh, para cada una de las instalaciones de transmisión se muestra en el Cuadro N° 3.8. Asimismo, se muestra el equivalente en ctm. S./kWh, obtenido con un Tipo de Cambio igual a 3,511 S./US\$ y redondeado a dos cifras decimales. Tal como se observa, el resultante para las instalaciones de ETECEN es de 0,0609 ctm. S./kWh y para ETESUR es de 0,0250 ctm. S./kWh.

Cuadro No. 3.8
PEAJE UNITARIO EQUIVALENTE EN ENERGÍA

LINEAS DE TRANSMISION	VACT. PEAJE SEC. US\$	VACT. CONSUMO GWh	PEAJE UNITARIO ctv US\$/kWh	PEAJE UNITARIO ctm S./kWh
L.T. Chiclayo - Piura (L-238)	1 278 406	162 675	0.001	0.0609
L.T. Chimbote - Trujillo (L-232, L-233)	8 501 452	162 675	0.005	
L.T. Zapallal - Ventanilla (L-242, L-243)	5 240 312	162 675	0.003	
L.T. Ventanilla - Chavarría (L-244, L-245, L-246)	6 991 173	162 675	0.004	
L.T. Santa Rosa - San Juan (L-2010, L-2011)	6 213 708	162 675	0.004	
L.T. Tintaya - Santuario (L - 1008)	7 148 792	162 675	0.004	0.0250
L.T. Santuario - Socabaya (L - 1011, L-1012)	799 869	162 675	0.000	
L.T. Socabaya - Cerro Verde (L - 1013)	437 050	162 675	0.000	
L.T. Montalvo - Toquepala (L - 1015)	3 246 823	162 675	0.002	

3.2.3.2 Compensación Mensual

La compensación mensual que deberán pagar los titulares de las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional ha sido calculado sobre la base de la participación en el Costo Medio anual, mostrada en el Cuadro 3.9, los mismos que deberán ser abonados en doce (12) cuotas mensuales iguales.

Cuadro No. 3.9
COMPENSACIONES MENSUALES

TITULAR DE GENERACION	COMPENSACION MENSUAL Nuevos Soles /mes	
	ETECEN	ETESUR
TERMOSELVA	9 161	0 0
EGECAHUA	31 567	1 145
ENERGIA PACASMAYO	0 0	5 917
EDEGEL	442 143	55 150
EEPSA	0 0	3 650
EGASA	56 061	16 762
EGEMSA	59 737	135 653
EGENOR	215 511	10 584
EGESUR	0 0	60 175
ELECTROANDES	102 448	11 664
ELECTROPERU	613 935	68 098
ENERSUR	58 986	7 060
SAN GABAN	67 263	164 786

4. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis de la propuesta presentada se concluye:

- 1) Fijar las Compensaciones Mensuales que las empresas de generación deberán pagar por el uso del SST G/D, según se indica a continuación:

COMPENSACIONES MENSUALES

TITULAR DE GENERACION	COMPENSACION MENSUAL Nuevos Soles /mes	
	ETECEN	ETESUR
TERMOSELVA	9 161	0 0
EGECAHUA	31 567	1 145
ENERGIA PACASMAYO	0 0	5 917
EDEGEL	442 143	55 150
EEPSA	0 0	3 650
EGASA	56 061	16 762
EGEMSA	59 737	135 653
EGENOR	215 511	10 584
EGESUR	0 0	60 175
ELECTROANDES	102 448	11 664
ELECTROPERU	613 935	68 098
ENERSUR	58 986	7 060
SAN GABAN	67 263	164 786

La compensación a que se refiere el párrafo anterior corresponde a valores calculados a la fecha y será actualizada mensualmente, antes de su aplicación, empleando las siguientes relaciones:

$$CM1 = CM0 * FACM$$

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

$$FTC = TC/TC0$$

$$FPM = IPM/IPM0$$

- FACM : Factor de Actualización de la Compensación Mensual.
- CM0: Compensación Mensual publicada en el Artículo 1° de la presente resolución, en Nuevos Soles S/.
- CM1: Compensación Mensual actualizada, en Nuevos Soles S/.
- FTC: Factor por variación del tipo de cambio.
- FMP: Factor por variación de los precios al por mayor.
- TC: Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por el valor promedio para cobertura de importaciones (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC0: Tasa de cambio inicial igual a 3,511 S/. /US\$.
- IPM: Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM0: Índice de precios al por mayor inicial igual a 152,101959.

a, b: Los factores a y b serán los siguientes

Factor	a	b
ETECEN	0.5390	0.4610
ETESUR	0.5140	0.4860

- 2) Fijar los Peajes por Transmisión Secundaria Unitarios Equivalentes en Energía correspondientes al SST G/D que deberá adicionarse a la tarifa en barra,

PEAJE SECUNDARIO UNITARIO PARA SST G/D

Empresa Transmisora	CPSEE02 ctm S/./kWh
ETECEN	0.0609
ETESUR	0.0250

Los peajes a que se refiere el párrafo anterior corresponde a valores calculados a la fecha y será actualizada mensualmente, antes de su aplicación, empleando las siguientes relaciones:

$$CPSEE1 = CPSEE0 * FACBPSL$$

$$FACBPSL = FACM$$

Donde:

CPSEE0 = Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía expresado en céntimos de S/./kW.h.

CPSEE1 = Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía actualizado, y expresado en céntimos de S/./kW.h.

FACBPSL = Factor de Actualización del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte.

Los factores FACM, FTC y FPM son los definidos en el numeral 1), anterior.