



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN
TARIFARIA

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe OSINERG-GART/DGT N° 058-2003

Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por SEAL S.A.

Contra las Resoluciones:

OSINERG N° 103-2003-OS/CD

OSINERG N° 105-2003-OS/CD

Lima, 19 de setiembre de 2003

Resumen Ejecutivo

Con fecha 08 de agosto de 2003, la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante "SEAL") interpuso recurso de reconsideración contra las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, que fijaron las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión.

SEAL solicita que se reconsideren los valores fijados en las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- 1) Revisión del cálculo de la proyección de demanda de los sistemas Islay, Majes y Bella Unión, los cuales estima que fueron sobredimensionadas.
- 2) Se efectúe los cálculos de los intereses intercalarios, utilizando como costo de capital inmovilizado la tasa de actualización de 12%.
- 3) Se efectúe el cálculo de los peajes del SST de SEAL, de conformidad con lo establecido por el Artículo 139° del reglamento de la LCE, eliminando el factor de reducción introducido por OSINERG.
- 4) Se complemente la Resolución, estableciendo que los precios y cargos en el punto de compra de SEAL deben corresponder a las barras de 138 kV y no deben incluir el peaje por el uso de transformadores.
- 5) Se incluya en la resolución de Peajes de Transmisión Secundaria, los cargos por peaje de transmisión aplicable a los clientes que tienen suministro en 33 kV. Caso contrario, considerando que los cargos reconocidos para el sistema de Alta Tensión, corresponden a 138 kV, confirmar que los usuarios en 33 kV, deben ser considerados como suministros en media tensión y aplicarse los cargos fijados en dicho nivel de tensión..

Se recomienda declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., contra las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, en lo que se refiere al Acápito 2.3, relacionado con el factor de reducción del costo de inversión, por las razones expuestas en el presente informe, e infundado en los demás extremos que contiene.

Asimismo, se recomienda que en resolución complementaria se modifique los siguiente:

- Valores del Peaje Secundario por Transmisión en Energía, acumulados en AT y MT, para la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. consignados en el Cuadro N° 2 de la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD, a los valores siguientes:

PEAJES ACUMULADOS POR NIVEL DE TENSIÓN	(ctms. \$/kWh)
Alta Tensión (AT)	0,5604
Media Tensión (MT)	1,1551

- Valores de Factores de Pérdidas Marginales de Energía (FPME) y Potencia (FPMP), acumulados en AT y MT, para la empresa SEAL. consignados en el Cuadro N° 6 y 9 de la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD, a los valores siguientes:

Factores de Pérdidas Marginales	AT (Acumulado)	MT (Acumulado)
Factores de Pérdidas Marginales de Energía - Cuadro N° 6	1,0047	1,0104
Factores de Pérdidas Marginal de Potencia - Cuadro N° 9	1,0077	1,0158

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	I
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN	5
2.1. REVISIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	6
2.1.1. <i>Sustento del Petitorio</i>	6
2.1.2. <i>Análisis del OSINERG</i>	6
2.2. COSTOS INDIRECTOS EN LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LAS INVERSIONES	7
2.2.1. <i>Sustento del Petitorio</i>	7
2.2.2. <i>Análisis del OSINERG</i>	7
2.3. FACTORES DE REDUCCIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN.....	8
2.3.1. <i>Sustento del Petitorio</i>	8
2.3.2. <i>Análisis del OSINERG</i>	9
2.4. CAMBIO DEL PUNTO DE COMPRA Y CARGOS POR PEAJE DE TRANSFORMACIÓN.....	9
2.4.1. <i>Sustento del Petitorio</i>	9
2.4.2. <i>Análisis del OSINERG</i>	10
2.5. CARGOS POR TRANSFORMACIÓN A CLIENTES LIBRES EN 33 kV.....	10
2.5.1. <i>Sustento del Petitorio</i>	10
2.5.2. <i>Análisis del OSINERG</i>	10
3. DETERMINACIÓN DEL NUEVO PEAJE	12
4. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN	15

1. Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el literal b) del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹ (en adelante “LCE”), las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión deberán ser reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante “OSINERG”). De acuerdo con lo estipulado por el Artículo 44° de la LCE², la referida regulación será efectuada, 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.

Mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD se aprobó la norma denominada “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, dentro de la cual se encuentra el Anexo B “Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión”. Este procedimiento establece los pasos a seguir en la regulación de los correspondientes cargos de la transmisión secundaria. Así mismo, ordena, mediante la Segunda Disposición Transitoria³, que la fecha de inicio para la

¹ **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

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

(...)

² **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.

(...)

³ **SEGUNDA DISPOSICIÓN TRANSITORIA:** El procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión a que se refiere el Anexo B de la presente norma, comenzará en esta única oportunidad, antes del 1 de febrero de 2003, entendiéndose proporcionalmente prorrogados para dicha fijación, los demás plazos que aparecen en el citado Anexo.

regulación correspondiente al año 2003, debería ocurrir, antes del 01 de febrero.

Efectivamente, el proceso de fijación de tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") se inició antes del 01 de febrero de 2003 con la presentación de los "Estudios Técnico Económico 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 hasta el día 14 de febrero de 2003.

Como parte del proceso regulatorio se convocó a audiencia pública, que se llevó a cabo el día viernes 07 de marzo de 2003. 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 28 de marzo de 2003, el OSINERG remitió a los titulares de los SST los informes correspondientes con las observaciones encontradas a los estudios técnico económicos señalados anteriormente.

Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por los titulares de transmisión con fecha 22 de abril de 2003. Los informes con las propuestas finales de las empresas concesionarias fueron consignados en la página WEB del OSINERG hasta el día 25 de abril de 2003.

Con fecha 02 de junio de 2003 el OSINERG publicó, con Resolución OSINERG N° 081-2003-OS/CD el "Proyecto de Resolución que Fija las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión" y publicó en su página WEB la información que la sustenta.

Se convocó a una segunda Audiencia Pública, llevada a cabo el día 24 de junio de 2003, en la cual el OSINERG expuso los criterios, metodología, modelos y resultados empleados y contenidos en el Proyecto de Resolución. También recibió los comentarios y observaciones de los asistentes a los cuales se dieron las primeras respuestas.

Posteriormente los interesados presentaron sus opiniones y sugerencias al Proyecto de Resolución hasta el día del 27 de junio de 2003.

Después del análisis de las observaciones y sugerencias recibidas, con fecha 16 de julio de 2003, el OSINERG publicó las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD, OSINERG N° 104-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, que fijan y, en su caso, consignan las Tarifas y Compensaciones de los SST.

De acuerdo al cronograma del proceso, los interesados interpusieron sus recursos de reconsideración, contra las resoluciones citadas anteriormente, hasta el día 08 de agosto de 2003, los que fueron publicados en la página WEB del OSINERG hasta el 13 de agosto de 2003.

Con fecha 08 de agosto de 2003, SEAL interpuso su Recurso de Reconsideración contra la Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD.

Posteriormente, ante el pedido de OSINERG para que acredite al representante legal de la empresa y acompañe la firma de un letrado en el recurso de reconsideración, SEAL presentó su escrito, recibido el 13 de agosto de 2003, remitiendo lo solicitado.

El Consejo Directivo del OSINERG convocó a una tercera Audiencia Pública para que los interesados, que presentaron recursos de reconsideración contra las resoluciones mencionadas anteriormente, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 20 de agosto de 2003.

2. Recurso de Reconsideración

SEAL solicita que se reconsideren los valores fijados en las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- 1) Revisión del cálculo de la proyección de demanda de los sistemas Islay, Majes y Bella Unión, los cuales estima que fueron sobredimensionadas.
- 2) Se efectúe los cálculos de los intereses intercalarios, utilizando como costo de capital inmovilizado la tasa de actualización de 12%.
- 3) Se efectúe el cálculo de los peajes del SST de SEAL, de conformidad con lo establecido por el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, eliminando el factor de reducción introducido por OSINERG.
- 4) Se complemente la Resolución, estableciendo que los precios y cargos en el punto de compra de SEAL deben corresponder a las barras de 138 kV y no deben incluir el peaje por el uso de transformadores.
- 5) Se incluya en la resolución de Peajes de Transmisión Secundaria, los cargos por peaje de transmisión aplicable a los clientes que tienen suministro en 33 kV. Caso contrario, considerando que los cargos reconocidos para el sistema de Alta Tensión, corresponden a 138 kV, confirmar que los usuarios en 33 kV, deben ser considerados como suministros en media tensión y aplicarse los cargos fijados en dicho nivel de tensión.

2.1. Revisión de la proyección de la demanda

2.1.1. Sustento del Petitorio

SEAL indica que el modelo de proyección de demanda utilizado por el OSINERG da resultados incoherentes, puesto que el número de habitantes / Abonado proyectados para el año 2017 resulta menor en las poblaciones rurales de Islay, Majes y Bella Unión en comparación con los resultados obtenidos para la ciudad de Arequipa.

Considera que no es razonable esperar que las poblaciones de ciudades menores, con alto porcentaje de población dispersa en áreas rurales, con ingresos menores a los de la ciudad de Arequipa, puedan llegar a un nivel de electrificación mayor, razón que evidencia que el número de habitantes por abonado en estas localidades deba ser mayor a 4 habitantes/ abonado.

Finalmente, considera imprecisa la respuesta que diera el OSINERG respecto a sus comentarios sobre la resolución prepublicada.

2.1.2. Análisis del OSINERG

La recurrente sólo objeta los resultados obtenidos por el OSINERG, sin embargo, no aporta ni presenta alternativas de proyección para la demanda de los sistemas menores a los que se refiere.

La demanda de la ciudad de Arequipa tiene patrones de comportamiento correspondiente a una urbe con un mercado con mayor madurez que el resto de localidades que se sirven del SST, por tanto el crecimiento del número de abonados responde a un crecimiento poblacional más estable con una economía más definida. En estas condiciones, es válido tomar como indicador la relación Habitante/Abonado.

En los sistemas rurales de SEAL se presenta una población migrante donde el crecimiento del número de abonados responde a un crecimiento poblacional menos estable y con una economía de menos recursos económicos. En estas condiciones la relación Habitante/Abonado no es un buen indicador, sobre todo en el largo plazo.

A falta de información por parte de SEAL, el OSINERG ha realizado la mejor estimación de la proyección de demanda, considerando la información comercial global de los clientes regulados en BT y MT y, clientes libres en MT que dispone; así como la información de proyección de población a enero 2002 del INIE.

Asimismo, debe tomarse en cuenta que, los "Otros Sistemas" a que se refiere SEAL lo conforman las localidades como Mollendo y Matarani, que no son rurales, y por tanto la tasa de crecimiento del conjunto de estos sistemas resulta mayor al promedio rural nacional.

En consecuencia el presente extremo del recurso impugnativo debe declararse infundado.

2.2. Costos indirectos en la determinación del costo de las inversiones

2.2.1. Sustento del Petitorio

SEAL sostiene que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴, el costo de capital de las inversiones se determina utilizando una tasa de 12% anual.

Asimismo, señala que dicha tasa de actualización refleja el costo del capital inmovilizado, independiente de si éste se obtiene vía financiamiento o aportes de capital propio.

En consecuencia, afirma la recurrente, el OSINERG no debe tomar como referencia la tasa de interés Tamex en el cálculo de los intereses intercalarios.

2.2.2. Análisis del OSINERG

El costo de inversión eficiente de una infraestructura de transmisión está compuesto por los costos de todos los componentes de bienes y servicios requeridos en la implementación de la instalación. Dentro de estos componentes se encuentran los intereses intercalarios, que vienen a ser los costos de la provisión de los recursos financieros que son requeridos en forma variable en el tiempo; de tal manera que, en forma oportuna, se cuente con estos recursos durante la construcción del proyecto. Los intereses intercalarios pueden ser capitalizados como parte del activo. El costo de este servicio, como cualquier componente de costos, está determinado por el mercado.

A diferencia de la tasa de interés para la determinación de los intereses intercalarios, la tasa de actualización, determinada por la LCE, es aplicada a la valoración de los recursos utilizados en las transacciones económicas establecidas por la Ley, durante la operación económica de las instalaciones que ya se encuentran en servicio y, en ella se refleja el valor que el negocio del sector eléctrico da a los recursos económicos que ya se encuentran produciendo.

Por tanto, los intereses intercalarios son componentes del costo de inversión, mientras que la tasa de actualización que señala la LCE es una tasa de descuento de las operaciones económicas en las transacciones del mercado.

⁴ **Artículo 79°.-** La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Por las consideraciones expuestas, la tasa de interés que refleje el costo de los recursos financieros durante la construcción de la instalación debe ser un promedio de las tasas de interés activas provistas por el mercado financiero en el país. Por lo tanto, es apropiado utilizar la Tasa Activa de Mercado Promedio Ponderado en Moneda Extranjera, TAMEX, expresada en términos anuales, publicada por el Banco Central de Reserva y vigente a la fecha de la fijación tarifaria, 30 de Junio del 2003.

Por otra parte, el Artículo 79° de la LCE citado como sustento legal de su argumento por SEAL, especifica que la Tasa de Actualización a utilizar en la LCE será del 12% real anual. Dicha tasa es utilizada para diferentes procesos señalados en la propia ley: para calcular la anualidad de la inversión (Artículo 47°, inciso e) de la LCE); para calcular el Costo Total de Transmisión (Artículo 59° de la LCE); para calcular la Tasa Interna de Retorno para el conjunto de concesionarios de distribución (Artículo 70° de la LCE).

Para el caso específico de intereses intercalarios o gastos financieros durante la construcción, el Artículo 76° de la LCE especifica:

“El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- a) Los gastos financieros durante el periodo de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79 de la presente Ley.

(...)

Por tanto, para los gastos financieros durante la construcción la tasa de interés podrá ser menor que la fijada en el Artículo 79° de la LCE, no existiendo base legal en el reclamo de SEAL para exigir se utilice la Tasa de Actualización de 12%.

2.3. Factores de reducción del costo de inversión

2.3.1. Sustento del Petitorio

SEAL discrepa con los argumentos y procedimientos de cálculo usados por el OSINERG en la aplicación del Decreto Supremo 029-2002-EM. Sostiene que el concepto de capacidad de transporte, a que se refiere dicho Decreto Supremo, está referido al flujo de potencia y no al flujo de energía.

La recurrente hace referencia al Artículo 139° del Reglamento de la LCE⁵ y, reclama que el regulador esta aplicando al Costo de Inversión un factor

⁵ Artículo 139.-

(...)

menor a 1,00, con lo cual no se reconoce el 100% del Costo Medio anual que establece el artículo 139° del Reglamento de la LCE, en consecuencia, solicita eliminar dicho factor de reducción.

2.3.2. Análisis del OSINERG

Al respecto, el OSINERG ha revisado la interpretación del mencionado Decreto Supremo, en lo correspondiente a la aplicación del inciso a) del Artículo 1° para los sistemas radiales. Sobre este punto, la norma establece que las tarifas se calculan considerando como demanda actualizada el valor presente de los flujos de potencia y/o energía que permitan transportar las instalaciones en condiciones de eficiencia, por lo tanto, si la restricción de la demanda anual mínima a considerar se refiriese a la demanda de energía, ésta debería ser igualmente aplicable a su equivalente en potencia.

En consecuencia, en la determinación del 50% de la capacidad anual de transporte mínimo de energía de las instalaciones radiales se ha verificado que corresponde aplicar a la capacidad de diseño de las instalaciones el factor de carga representativo de la demanda para cada año a fin de hacer la comparación compatible con la demanda de energía que pasaría por las instalaciones

Por consiguiente, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado.

2.4. Cambio del punto de compra y cargos por peaje de transformación

2.4.1. Sustento del Petitorio

SEAL afirma que, actualmente adquiere energía en barras de 33 kV y, por tanto, el precio de compra incluye los cargos por los peajes de transformación 138/33 kV y los factores de pérdidas correspondientes.

Sostiene la recurrente que, de conformidad con el Sistema Económicamente Adaptado reconocido a su sistema, cuyo nivel de tensión es 138 kV, los puntos de suministro deberían ser consignados al mismo nivel, por cuanto los peajes de transformación 138/33 kV no son reconocidos en los peajes de SEAL.

Por tanto, la recurrente solicita que los precios y cargos en el punto de compra de éste deben corresponder a las barras de 138 kV y no deben incluir el peaje por el uso de la transformación 138/33 kV.

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.

(...)

2.4.2. Análisis del OSINERG

La configuración del SEA, determinado para SEAL, incluye una red en 138 kV y la transformación desde esa tensión hasta MT (22,9 kV) sin considerar las instalaciones de otras concesionarias.

En la actualidad el SST de SEAL, que sirve a la ciudad de Arequipa, recibe energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de la generación local EGASA, a 33 kV.

Para el abastecimiento de los clientes en la red de SEAL, se ha contemplado únicamente la transformación 138/33 kV de la Subestación Socabaya, cuyo titular es Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"). Es decir, que la única subestación de transformación 138/33 kV asignada a la demanda es la que corresponde a REP.

En lo que se refiere a la fijación de los cargos de la subestación de transformación 138/33 kV de Socabaya, ésta se encuentra incluida en el contrato de concesión de REP a través de la Remuneración Anual Garantizada (RAG). Por tanto, este cargo deberá ser agregado a los correspondientes de SEAL para ser aplicados a los clientes libres y regulados.

En consecuencia, este extremo del recurso deber ser declarado fundado en parte.

2.5. Cargos por transformación a clientes libres en 33 kV

2.5.1. Sustento del Petitorio

SEAL sostiene que, en la actualidad, atiende a clientes libres a nivel de 33 kV, que son considerados clientes en AT, y por tanto, no se cobran cargos por transformación AT/MT.

Dado que el nivel de AT reconocido por OSINERG es 138 kV, los actuales clientes libres deberían cambiar su suministro a este nuevo nivel. Puesto que físicamente esto no es posible efectuar dicho cambio, SEAL sostiene que debería cobrar el correspondiente peaje y pérdidas por transformación de 138/33 kV.

2.5.2. Análisis del OSINERG

A fin de hacer viable el abastecimiento a los clientes libres, a través del SEA para SEAL, se ha incorporado un tercer devanado en 33 kV en la subestación Parque Industrial. En consecuencia se ha modificado el peaje correspondiente en MT.

En razón de las consideraciones expuestas, el recurso de reconsideración en este extremo debe declararse fundado.

3. Determinación del Peaje

De acuerdo a los análisis realizados en el Capítulo 2, se han modificado los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, factores de pérdida y fórmulas de actualización que sustentan la determinación del SEA del SST de SEAL.

El Cuadro N° 1 muestra los costos de inversión requeridos para el período 2003 – 2017.

Cuadro N° 1
Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003
COSTO DE INVERSIÓN
(Miles US\$)

AÑO	2 003	2 010	2017
Sistema: SEAL - Costo Medio CMI (Miles US\$)	2 340	2 343	2 349
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	318	318	318
TRANSMISIÓN AT	886	886	889
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 137	1 140	1 142

El Cuadro N° 2 muestra los costos de operación y mantenimiento en forma global y desagregado en operación, mantenimiento, gestión, seguridad y seguros. Asimismo, se muestra los costos de operación y mantenimiento resultantes para el sistema de transmisión en MAT y AT y, sistema de transformación MAT/AT y AT/MT.

Cuadro N° 2
Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003
COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
(Miles US\$)

AÑO	2 003	2 007	2 017
COyM (Miles US\$)	459	460	461
COyM / CMI (%)	3,03%	3,03%	3,03%

RUBRO	459	460	461
OPERACIÓN	147	147	147
MANTENIMIENTO	122	122	123
GESTIÓN	85	85	85
SEGURIDAD	60	61	61
SEGUROS	45	45	45

AÑO	2 003	2 007	2 017
COyM (Miles US\$)	459	460	461
TRANSMISIÓN MAT	0,0	0,0	0,0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	62,3	62,3	62,3
TRANSMISIÓN AT	173,9	173,9	174,4
TRANSFORMACIÓN AT/MT	223,1	223,7	224,2

El Cuadro N° 3 muestra los factores de pérdidas marginales acumulados para la potencia y la energía en AT y MT.

Cuadro N° 3
Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003
FACTORES DE PERDIDAS MARGINALES ACUMULADOS

Punto de Venta de Energía	FPMP	FPME
En MAT/AT	1,0010	1,0006
En AT	1,0067	1,0041
En AT/MT	1,0080	1,0057
En AT (acumulado)	1,0077	1,0047
En MT (acumulado)	1,0158	1,0104

El Cuadro N° 4 muestra el Peaje Secundario Unitario acumulado en AT y MT para el sistema de SEAL en Ctms. S/./kWh.

Cuadro N° 4
Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003
DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES SECUNDARIOS

PEAJES UNITARIOS ACUMULADOS - NUEVOS SOLES	
Sistema: SEAL - Peajes Acumulados (ctms.S/./kWh)	
Alta Tensión (AT)	0,5604
Media Tensión (MT)	1,1551

4. Conclusión y Recomendación

Como consecuencia del análisis efectuado se tienen las siguientes recomendaciones:

- 1) Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., contra las Resoluciones OSINERG N° 103-2003-OS/CD y OSINERG N° 105-2003-OS/CD, en lo que se refiere al Factor de Reducción del Costo de Inversión, por las razones expuestas en el Análisis del OSINERG a que se refiere el numeral 2.3.2 del presente informe.
- 2) Declarar fundado el citado recurso de reconsideración, en lo que se refiere a los Cargos por Transformación a Clientes Libres en 33 kV, por las razones expuestas en el Análisis del OSINERG a que se refiere el numeral 2.5.2 del presente informe.
- 3) Declarar fundado en parte el citado recurso de reconsideración, en lo que se refiere a los Cargos por Peaje de Transformación 138/33 kV, por las razones expuestas en el Análisis del OSINERG a que se refiere el numeral 2.4.2 del presente informe.
- 4) Declarar infundado el citado recurso de reconsideración en los demás extremos que contiene.

En consecuencia, se recomienda:

- Modificar los valores del Peaje Secundario por Transmisión en Energía, acumulados en AT y MT, para la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. consignados en el Cuadro N° 2 de la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD, a los valores siguientes:

PEAJES ACUMULADOS POR NIVEL DE TENSIÓN	(ctms. \$/kWh)
Alta Tensión (AT)	0,5604

Media Tensión (MT)	1,1551
--------------------	--------

- Modificar los valores de Factores de Pérdidas Marginales de Energía (FPME) y Potencia (FPMP), acumulados en AT y MT, para la empresa SEAL. consignados en el Cuadro N° 6 y 9 de la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD, a los valores siguientes:

Factores de Pérdidas Marginales	AT (Acumulado)	MT (Acumulado)
Factores de Pérdidas Marginales de Energía - Cuadro N° 6	1,0047	1,0104
Factores de Pérdidas Marginal de Potencia - Cuadro N° 9	1,0077	1,0158