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

Informe OSINERG-GART/DGT N° 059-2003

Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por Electro Sur Medio S.A.A.

Contra la Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD

Lima, 19 de setiembre de 2003

Resumen Ejecutivo

Con fecha 8 de agosto de 2003 la empresa Electro Sur Medio S.A.A. (en adelante "ELECTROSURMEDIO") presentó recurso de reconsideración contra la Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD; habiendo solicitado que se modifiquen, el valor del Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, los factores de pérdidas marginales de energía y potencia y, la distribución de los peajes y factores de pérdidas marginales entre ELECTROSURMEDIO y la empresa Edecañete S.A. (en adelante "EDECAÑETE").

El presente informe presenta por cada aspecto reconsiderado, el resumen de los argumentos presentados por la recurrente, así como el análisis técnico efectuado por el OSINERG sobre la base de la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Finalmente, se ha determinado que se debe declarar el recurso fundado en parte, en lo referido a la modificación de parte de los costos de inversión y la aplicación del D.S. 029-2002-EM, habiéndose establecido los peajes unitarios siguientes.

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003

Sistema: ELSMSA - Peajes Acumulados (ctvs.S/./kWh)	
Alta Tensión (AT)	0,5500
Media Tensión (MT)	1,1656

Dichos peajes significan un incremento máximo 11,6% en el valor del peaje unitario, y un incremento de 0,7% en la tarifa a usuario final residencial.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 2

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN 5

2.1. COSTOS DE INVERSIÓN NO RECONOCIDOS 6
2.1.1. Sustento del Pedido 6
2.1.2. Análisis del OSINERG 7
2.1.3. Conclusiones 9
2.2. APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 029-2002-EM 9
2.2.1. Sustento del Pedido 9
2.2.2. Análisis del OSINERG 10
2.2.3. Conclusiones 10
2.3. DETERMINACIÓN DE LOS FPM 10
2.3.1. Sustento del Pedido 10
2.3.2. Análisis del OSINERG 11
2.3.3. Conclusiones 12
2.4. DISTRIBUCIÓN DE PEAJES Y FPM 12
2.4.1. Sustento del Pedido 12
2.4.2. Análisis del OSINERG 12
2.4.3. Conclusiones 13

3. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN 14

4. ANEXOS 16

Anexo A SEA para el Sistema Eléctrico Pisco de ELECTROSURMEDIO 17
Anexo B Costos Reconocidos del SEA para el SST de ELECTROSURMEDIO 19
Anexo C Peajes y Factores de Pérdidas Marginales del SST de ELECTROSURMEDIO 22

1. Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el literal b) del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas (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 LCE, la referida regulación será efectuada, independientemente de sí 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. Asimismo, ordena, mediante la Segunda Disposición Transitoria, que la fecha de inicio para la regulación correspondiente al año 2003, debería ocurrir, antes del 1 de febrero.

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, la misma 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 Nº 081-2003-OS/CD, el "Proyecto de Resolución que Fija las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión" y publicó en su pagina WEB la información que la sustenta. Posteriormente, 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; asimismo 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 Nº 103-2003-OS/CD, 104-2003-OS/CD y 105-2003/OS/CD que fijan las Tarifas y Compensaciones de los SST. Siendo el caso, que la Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD aprobó las tarifas, fórmulas de actualización y factores de pérdidas marginales, aplicables a los sistemas secundarios de transmisión de ELECTROSURMEDIO correspondientes al año 2003, mientras que los correspondientes valores fueron consignados en la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD.

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 ELECTROSURMEDIO presentó recurso de reconsideración contra la Resolución OSINERG N° 103-

2003-OS/CD; habiendo solicitado que se modifiquen, el valor del Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, los Factores de Pérdidas Marginales de Energía y Potencia y, se la distribución de los peajes y factores de pérdidas marginales entre ELECTROSURMEDIO y EDECAÑETE.

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.

El presente informe presenta el análisis técnico de dicho recurso sobre la base de la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Por cada aspecto reconsiderado, se resumen los requerimientos y argumentos presentados por la recurrente, se presenta el análisis técnico efectuado por el OSINERG y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto.

2. Recurso de Reconsideración

ELECTROSURMEDIO solicita que se reconsidere la Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD, en los siguientes extremos:

1. El Costo Medio de Inversión debe incluir las siguientes inversiones no reconocidas: Celdas de salida en 60kV de las subestaciones Independencia, Parcona y Marcona, línea 60kV derivación a Alto La Luna y Creditex, subestación Paracas con niveles de tensión en 22,9kV y 10kV, y centro de control.
2. La aplicación del Decreto Supremo N° 029-2002-EM, mediante la corrección de los factores de ajuste considerando factores de carga reales.
3. La corrección de los Factores de Pérdidas Marginales de Energía y Potencia (en adelante "FPM"), en base a la utilización de factores de carga diferenciados en AT y MT[1], calculados con las demandas proyectadas para el año 2003.
4. La corrección de la distribución de Peajes y FPM entre ELECTROSURMEDIO y EDECAÑETE, por la incorporación de 17,8km de línea en 60kV a favor de ELECTROSURMEDIO.

[1] AT y MT: Alta Tensión y Media Tensión, respectivamente.

2.1. Costos de Inversión No Reconocidos

2.1.1. Sustento del Pedido

La recurrente manifiesta que el OSINERG, en la determinación del Costo Medio de Inversión, debe incluir lo siguiente:

2.1.1.1. Celdas de Salida en 60kV

Señala la recurrente que, se deben incluir como parte de su SST las celdas de salida en 60kV de las subestaciones Independencia, Parcona y Marcona, por cuanto, indica que es propietaria de dichas instalaciones, y que la empresa ETECEN S.A. ha presentado una solicitud de dirimencia que no ha sido atendida hasta la fecha. Indica que el OSINERG ha considerado que dichas celdas no forman parte del sistema eléctrico de ELECTROSURMEDIO.

2.1.1.2. Línea 60kV – SEA Sistema Eléctrico Pisco

Señala la recurrente que, se debe incluir los costos del tramo de 1,5km de línea 60kV de derivación de la subestación Alto La Luna a Creditex, por cuanto, tanto el Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA") propuesto por ELECTROSURMEDIO, como el determinado por el OSINERG, han considerado dicha instalación. Sin embargo el OSINERG no la ha incluido en la valorización de las líneas de transmisión. Agrega que dicha instalación es necesaria, pues es utilizada para atender al cliente libre Creditex.

2.1.1.3. Subestación Paracas con tres niveles de tensión

Señala la recurrente que, el SEA propuesto por ELECTROSURMEDIO consideraba en la subestación Paracas dos niveles de tensión en Media Tensión (22,9kV y 10kV), sin embargo el OSINERG sólo consideró un único nivel de tensión (10kV) sin tomar en cuenta que desde dicha subestación se alimenta a clientes libres y regulados mayores ubicados a más de 20km de la subestación. Adjunta diagrama unifilar y relación de clientes atendidos en 22,9kV desde dicha subestación. En este sentido solicita se consideren los costos de una subestación que incluya el nivel de tensión de 22,9kV.

2.1.1.4. Centro de Control

Señala la recurrente que, se debe incluir el costo del correspondiente al centro de control en Ica, que según afirma en una primera etapa

sería implementado para cumplir con los requerimientos del COES[2] y, posteriormente, se implementarían las funciones de supervisión y control. En este sentido, solicita que se incluya, en los costos de inversión, los componentes del centro de control, debido a que estos forman parte de un sistema eficiente o modelo. Adjunta copia del estudio de implementación del centro de control.

2.1.2. Análisis del OSINERG

Se ha analizado la inclusión de las instalaciones, en la determinación del Costo Medio de Inversión, como sigue:

2.1.2.1. Celdas de Salida en 60kV

Se debe aclarar que el OSINERG, de acuerdo a su Reglamento General, tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las entidades del sector energía, así como regular las tarifas y fijar los distintos precios regulados del servicio eléctrico, las tarifas del servicio de hidrocarburos por ductos y la distribución de gas natural por red de ductos. Adicionalmente, OSINERG sólo puede actuar como dirimente a solicitud de parte, cuando existan discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución. Por lo tanto, no es función de OSINERG actuar como dirimente en controversias que pudieran existir respecto a la propiedad de determinadas instalaciones.

Hecha esta salvedad, se debe agregar que, el OSINERG, mediante Resoluciones OSINERG N° 1471-2002-OS/CD y OSINERG N° 1472-2002-OS/CD, fijó las tarifas correspondientes a las instalaciones secundarias que fueran entregadas en concesión a Red de Energía del Perú S.A. (en adelante REP), dentro de las cuales se encontraban las celdas motivo del reclamo de la recurrente. Sin embargo, en aquella oportunidad, ELECTROSURMEDIO no presentó recurso impugnativo sobre la materia, y ahora, a pesar de la falta de oportunidad generada en el reclamo, la recurrente señala que la propiedad de las mencionadas instalaciones se encuentra en dirimencia. Al respecto, y tal como se ha señalado anteriormente, el OSINERG no puede intervenir en temas de propiedad de instalación alguna, por lo cual dicha discrepancia deberá ser resuelta únicamente entre las empresas involucradas.

[2] Comité de Operación Económica del Sistema

De otro lado, el OSINERG debe cumplir el mandato contenido en el Contrato de Concesión que suscribiera el Estado Peruano y REP, y honrar la garantía que éste otorgara a REP mediante Decreto Supremo, considerando dentro de la Remuneración Anual Garantizada a REP, la relación de los bienes que le fueron transferidos, los mismos que aparecen en el Anexo N° 2 del documento contractual y que incluyen las celdas motivo del reclamo de la recurrente. En este sentido, el OSINERG ha fijando las tarifas correspondientes, a las celdas de salida en 60kV de las subestaciones Independencia, Parcona y Marcona, como parte de las instalaciones de REP.

2.1.2.2. Línea 60kV – SEA Sistema Eléctrico Pisco

Ciertamente se debe reconocer que se ha omitido en la valorización de las líneas de transmisión la línea de 1,5 km de longitud de conexión existente de la subestación de Creditex al Sistema Eléctrico Pisco, por lo cual se procederá a su inclusión en el Costo Medio del SEA de ELECTROSURMEDIO.

2.1.2.3. Subestación Paracas

Respecto del tercer nivel de tensión en la Subestación Paracas, se ha determinado que, por las características de longitud y cobertura de la red que se alimenta desde dicha subestación, y que alimenta el ámbito rural de la zona, se requiere que parte de la distribución se realice en 22,9 kV, por lo cual se procederá a considerar dicho nivel de tensión en el SEA y a su correspondiente valorización.

2.1.2.4. Centro de Control

En lo referido al centro de control, debe señalarse que en la determinación del SEA aplicable a ELECTROSURMEDIO, se consideró que por las características del sistema, las labores de control y supervisión no ameritaban la inclusión de un centro de control automatizado, procediéndose a reconocer la realización de estas labores de manera convencional, es decir, mediante la asignación de recursos humanos bajo la modalidad convencional con atención de operadores, cuyos costos se reconocen como parte de los costos de operación y mantenimiento del SEA.

Sin embargo, en vista que los propietarios de sistemas de transmisión deben remitir al COES-SINAC información en tiempo real, se ha considerado la implementación de un sistema de transmisión de datos, para lo cual se ha procedido a revisar la información que presentara la recurrente en el Anexo 3 de su recurso. Como resultado del análisis efectuado se ha valorizado el sistema de transmisión de datos

asignable al SEA, a la vez que sus costos de operación y mantenimiento.

2.1.3. Conclusiones

En vista de lo expuesto en el análisis se debe declarar este extremo del recurso como fundado en parte, y por tanto se debe incluir en el costo medio eficiente la valorización de 1,5 km de longitud de conexión existente de la subestación de Creditex al Sistema Eléctrico Pisco; así como el considerar la inclusión del nivel de tensión de 22,9kV en la SE Paracas. Finalmente, con la finalidad de cumplir con los requerimientos de transmisión de datos en tiempo real hacia el COES-SINAC, se debe considerar la inclusión de un sistema de transmisión de datos.

2.2. Aplicación del Decreto Supremo N° 029-2002-EM

2.2.1. Sustento del Pedido

ELECTROSURMEDIO expresa su desacuerdo respecto del criterio adoptado por el OSINERG para la aplicación del literal a) del Artículo 1° del D.S. N° 029-2002-EM[3], según el cual, la energía que se puede transportar será como mínimo el cincuenta por ciento (50%) de la potencia máxima con un factor de carga igual a uno.

Al respecto, la recurrente indica que se ha creado una definición ("energía que se pueda transportar") que no corresponde con lo indicado por el D.S. 029-2002-EM, y que asimismo, el uso de un factor de carga igual a la unidad no cumple con ningún criterio técnico, puesto que el factor de carga depende totalmente del comportamiento del consumo de los clientes y, en ese sentido, las instalaciones se diseñan considerando sólo la potencia a transportar y no la energía a transportar. Agrega, que al considerarse un factor de carga igual a la

[3] **Artículo 1°.-** Para la aplicación del Artículo 49° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Sistema Económicamente Adaptado, para atender las demandas servidas exclusivamente por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, deberá ser determinado considerando, también, los siguientes criterios:

a. En los sistema radiales se utilizará como demanda actualizada el valor presente de los flujos de energía y/o potencia que permita transportar las respectivas instalaciones en condiciones de eficiencia. La demanda anual mínima a considerar será igual al 50% de la capacidad de transporte de dichas instalaciones;

b. ....

unidad se perjudicará a aquellas empresas que tengan sistemas eléctricos con factores de carga bajos, puesto que sus Costos Medios se verán reducidos para la determinación de las tarifas, sin importar que estos costos de inversión no correspondan a sistemas eléctricos adecuados para satisfacer las demandas de potencia requeridas.

En este sentido solicita que se reconsidere la interpretación y forma de aplicación del D.S. N° 029-2002-EM, y la determinación del factor de ajuste, considerando para el cálculo de la demanda corregida los factores de carga reales de cada sistema eléctrico.

2.2.2. 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.

2.2.3. Conclusiones

En vista de lo expuesto, este extremo debe declararse fundado; y proceder a recalcular los peajes por transmisión secundaria.

2.3. Determinación de los FPM

2.3.1. Sustento del Pedido

La recurrente expresa haber encontrado los siguientes errores en el cálculo de los FPM por parte de OSINERG:

a. Pérdidas de potencia iguales a cero en transformadores de las subestaciones Santa Margarita y Nazca, en los sistemas Ica y Nazca respectivamente.

b. Los factores de carga utilizados por el OSINERG no se corresponden con los factores de carga reales, además de que deben diferenciarse los factores de carga en alta y media tensión.

En este sentido, ELECTROSURMEDIO solicita se corrijan los cálculos efectuados por el OSINERG.

2.3.2. Análisis del OSINERG

Se ha procedido a analizar el pedido presentado por la recurrente, concluyéndose en lo siguiente:

a. En efecto, en lo referido a las pérdidas de transmisión, se han omitido las pérdidas de potencia en los transformadores de las subestaciones Santa Margarita y Nazca, en los sistemas Ica y Nazca, respectivamente, por lo que se procederá a efectuar las correcciones pertinentes.

b. En lo referente al factor de carga, se ha observado que existe un error de vinculación en las hojas de cálculo que sustentan la tarifa publicada, en el sentido que se ha determinado el factor de carga del SEA considerando la suma de las máximas demandas de las cargas individuales y no la máxima demanda simultanea de las mismas. Por ello, se procederá a corregir el factor de carga utilizado para el cálculo de los factores de pérdidas marginales de energía aplicables a ELECTROSURMEDIO, lo mismo que supone la corrección de su ingreso tarifario y de su peaje secundario.

   De otro lado, en lo que se refiere a la utilización de factores de carga diferenciados en alta y media tensión, es necesario señalar que para el cálculo de los factores de pérdidas marginales de energía se ha efectuado una aproximación considerada razonable en base a la aplicación de factores obtenidos a partir de flujos de potencia. Un cálculo más riguroso para estimar con mayor precisión los pérdidas marginales requeriría no sólo de la aplicación de los factores de carga por nivel de tensión en la misma fórmula cuyos parámetros se han estimado para ser aplicados con el factor de carga del sistema (lo cual sería inconsistente); sino de simulaciones que permitan analizar cada una de las instalaciones, por cada nivel de tensión que posea el SEA, de manera independiente, por bloque horario y por cada mes del año, lo que supondría la necesidad de contar con modelos más sofisticados de los cuales por el momento se carece. Asimismo, cabe recordar que ELECTROSURMEDIO tanto en su propuesta de tarifas, como en su absolución de observaciones, no propuso variar la fórmula ni la metodología utilizadas para determinar los FPM. Por lo expuesto, no es posible considerar la aplicación de factores de carga

diferenciados por nivel de tensión para el cálculo de los FPM, tal como lo propone la recurrente.

2.3.3. Conclusiones

En vista de lo expuesto en el análisis de debe declara este extremo fundado en parte, procediendo a corregir las pérdidas de potencia en los transformadores de las subestaciones Santa Margarita y Nazca, así como a utilizar el factor de carga del sistema en el cálculo de las pérdidas marginales.

2.4. Distribución de Peajes y FPM

2.4.1. Sustento del Pedido

ELECTROSURMEDIO indica que el OSINERG no ha considerado que es propietaria de 17,8 km de la línea 60 kV desde Derivación Pueblo Nuevo hasta el límite con la región Lima. El OSINERG ha considerado que dicho tramo es de propiedad de EDECAÑETE. Asimismo, ELECTROSURMEDIO señala que:

1. El factor de pérdidas en alta tensión correspondientes a ELECTROSURMEDIO es 0,491 y no 0,421, que fuera utilizado por el OSINERG.

2. Los porcentajes de los FPM calculados para ELECTROSURMEDIO se han obtenido dividiendo las pérdidas de ELECTROSURMEDIO sobre el total de la demanda (que incluye a EDECAÑETE), mientras que los porcentajes correspondientes a EDECAÑETE han sido calculados dividiendo las pérdidas de dicha empresa sobre su propia demanda.

En este sentido, solicita se corrijan los factores de distribución asignados a ELECTROSURMEDIO y se recalcule la proporción de los peajes y la distribución de los factores de pérdidas correspondientes a ELECTROSURMEDIO y EDECAÑETE.

2.4.2. Análisis del OSINERG

Tal como ya fuera expuesto, de acuerdo a su Reglamento General, el OSINERG tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las entidades del sector energía, así como regular las tarifas y fijar los distintos precios regulados del servicio eléctrico, pero no para actuar como dirimente en controversias que pudieran existir respecto a la propiedad de determinadas instalaciones; lo cual impide, en este caso

particular, que el OSINERG determine la distribución del peaje y las pérdidas de transmisión, en la forma solicitada por la recurrente.

En razón de lo señalado en el párrafo anterior, se considera conveniente establecer el valor total del peaje y los factores de pérdidas marginales, en alta tensión, del SEA que proporciona energía a la concesión de EDECAÑETE.

Con relación a la corrección de errores que, según la recurrente, existen en temas relacionados con el factor de pérdidas en AT y los porcentajes de pérdidas tanto de potencia como de energía calculados, resulta innecesario pronunciarse debido a la discrepancia sobre propiedad a que se refiere el primer considerando del presente título.

2.4.3. Conclusiones

En consecuencia, este extremo del recurso debe ser declarado infundado.

3. Conclusión y Recomendación

Del análisis efectuado se concluye lo siguiente:

1. Que el OSINERG no cuenta con facultades para resolver temas de propiedad, por lo cual, en el caso de las celdas de salida en 60kV de las subestaciones Independencia, Parcona y Marcona; asimismo, debe cumplir con lo dispuesto en el Contrato de Concesión entre el Estado Peruano y REP. En tanto, en el caso de la línea 60kV desde Derivación Pueblo Nuevo hasta la Subestación Cañete, se recomienda fijar las tarifas por aplicable al SEA que abastece a la demanda de EDECAÑETE.

2. Que se debe modificar el costo Medio de Inversión del SEA de ELECTROSURMEDIO de modo que incluya las siguientes inversiones: línea 60kV derivación Alto La Luna y Creditex, subestación Paracas con niveles de tensión en 22,9kV y 10kV, y sistema transmisión de datos.

3. Que se debe modificar la aplicación del Decreto Supremo N° 029-2002-EM, considerando factores de carga anuales.

4. Que se debe corregir las pérdidas de potencia en los transformadores de las subestaciones Santa Margarita y Nazca. Asimismo, se debe corregir el factor de carga utilizado en la determinación de los Factores de Pérdidas Merginales.

5. Que la discrepancia sobre la propiedad de determinadas instalaciones impide que el OSINERG determine la distribución del peaje y las pérdidas de transmisión, entre ELECTROSURMEDIO y EDECAÑETE, de acuerdo a lo requerido por la recurrente.

6. Se debe modificar los peajes y factores de pérdidas marginales publicados aplicables a la concesión de ELECTROSURMEDIO según lo siguiente:

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003

Sistema: ELSMSA - Peajes Acumulados (ctvs.S/./kWh)	
Alta Tensión (AT)	0,5500
Media Tensión (MT)	1,1656

Punto de Venta de Energía	FPMP	FPME
En AT (acumulado)	1,0574	1,0409
En MT (acumulado)	1,0662	1,0471

7. Se debe modificar los factores de la fórmula de actualización del peaje aplicable a ELECTROSURMEDIO, según lo siguiente:

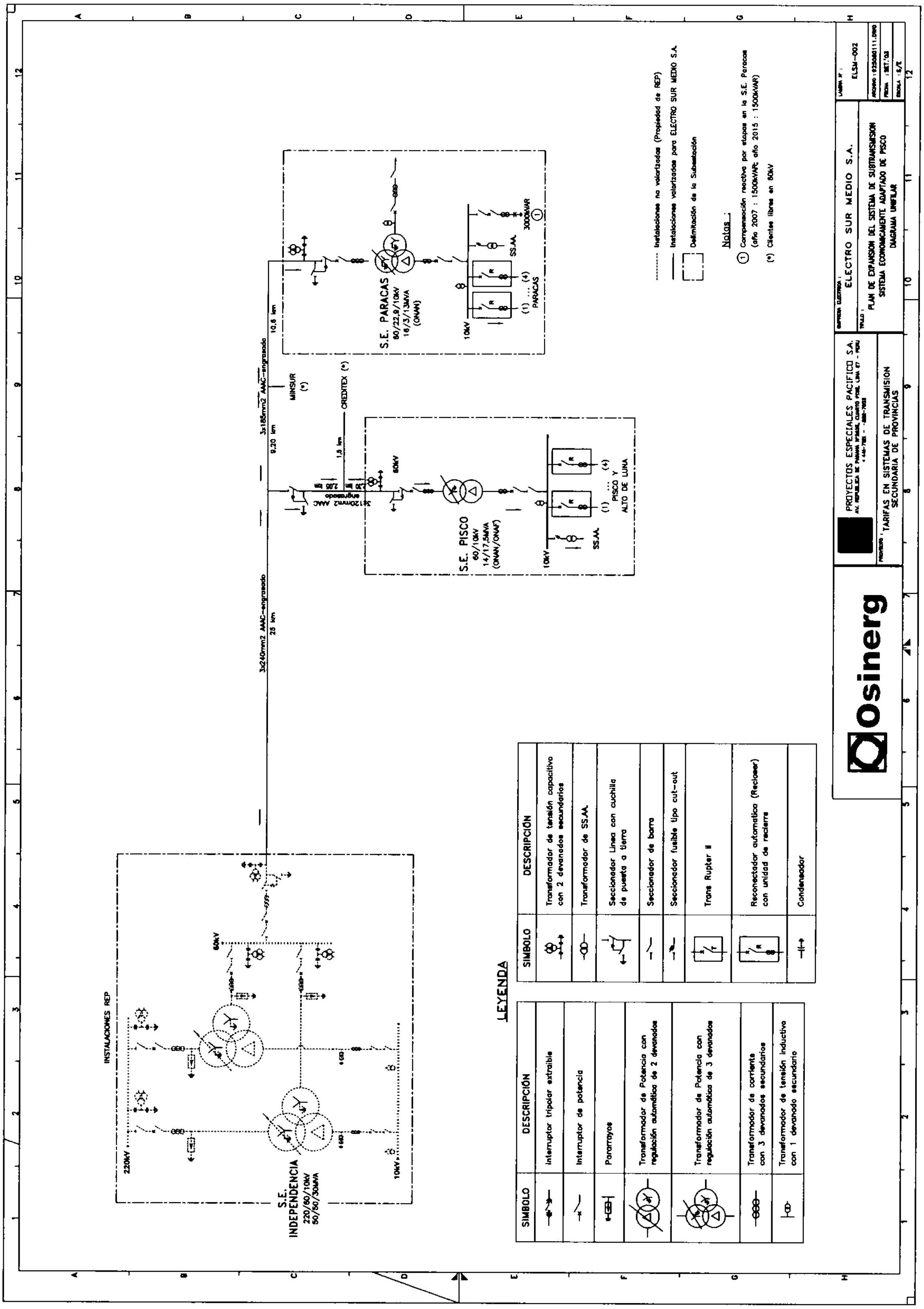
   Factor moneda extranjera (a) = 0,3401

   Factor moneda nacional (b) = 0,6599

4. Anexos

Anexo A

SEA para el Sistema Eléctrico Pisco de ELECTROSURMEDIO


S.E. PARACAS
S.E. PISCO
S.E. INDEPENDENCIA
220/60/10kV
50/50/30MVA
INSTALACIONES REP
MINSUR
CREDITEX
LEYENDA
SIMBOLO
DESCRIPCION
Interruptor tripolar extraíble
Interruptor de potencia
Pararrayos
Transformador de Potencia con regulación automática de 2 devanados
Transformador de Potencia con regulación automática de 3 devanados
Transformador de corriente con 3 devanados secundarios
Transformador de tensión inductivo con 1 devanado secundario
Transformador de tensión capacitivo con 2 devanados secundarios
Transformador de SS.AA.
Seccionador Línea con cuchilla de puesta a tierra
Seccionador de barra
Seccionador fusible tipo cut-out
Trans Rupter II
Reconectador automático (Recloser) con unidad de recierre
Condensador
Notas :
osinerg
PROYECTOS ESPECIALES PACIFICO S.A.
ELECTRO SUR MEDIO S.A.
TARIFAS EN SISTEMAS DE TRANSMISION SECUNDARIA DE PROVINCIAS

Anexo B

Costos Reconocidos del SEA para el SST de ELECTROSURMEDIO

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003
COSTO MEDIO DE INVERSIÓN
SISTEMA DE ELECTRO SUR MEDIO

AÑO	2 003	2 007	2 011	2 015
I. SISTEMA ELÉCTRICO DE ICA (Miles US$)	3 129	3 128	3 128	3 128
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0		0
TRANSMISIÓN AT	1 568	1 568	1 567	1 567
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 561	1 561	1 561	1 561
II. SISTEMA ELÉCTRICO DE PISCO (Miles US$)	3 134	3 155	3 155	3 175
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	1 562	1 562	1 562	1 562
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 573	1 593	1 593	1613
III. SISTEMA ELÉCTRICO DE CHINCHA (Miles US$)	4 091	4 091	4 113	4 132
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	2 178	2 178	2 178	2 178
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 914	1 913	1 936	1954
IV. SISTEMA ELÉCTRICO DE NAZCA, PALPA Y PUQIO (Miles US$)	4 775	4 775	4 775	4 775
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	3 786	3 786	3 786	3 786
TRANSFORMACIÓN AT/MT	989	989	989	989

V. RESUMEN GENERAL DE LA EMPRESA DE ELECTRO SUR MEDIO S.A. (Miles US$)				
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	9 094	9 093	9 093	9 093
TRANSFORMACIÓN AT/MT	6 036	6 056	6 078	6 117

INVERSION TOTAL DE LA EMPRESA ELECTROSURMEDIO S.A.	15 130	15 150	15172	15 210

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003
COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SISTEMA DE ELECTRO SUR MEDIO

TOTAL EMPRESA DE TRANSMISIÓN

AÑO	2 003	2 007	2011	2015
COyM (Miles US$)	452	453	454	455
COyM / CMI (%)	2,99%	2,99%	2,99%	2,99%

RUBRO	452	453	454	455
OPERACIÓN	98	99	99	99
MANTENIMIENTO	162	162	163	163
GESTIÓN	73	73	73	74
SEGURIDAD	75	75	75	75
SEGUROS	44	44	44	44

AÑO	2 003	2 007	2011	2015
COyM (Miles US$)	452	453	454	455
TRANSMIISIÓN MAT	0,0	0,0	0,0	0,0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0,0	0,0	0,0	0,0
TRANSMISIÓN AT	271,9	271,9	271,9	271,9
TRANSFORMACIÓN AT/MT	180,5	181,1	181,8	182,9

Anexo C

Peajes y Factores de Pérdidas Marginales del SST de ELECTROSURMEDIO

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003
COSTO MEDIO
SISTEMA: ELECTRO SUR MEDIO

AÑO	2 003	2 007	2011	2015
Sistema: ELSM - Costo Medio CMI (Miles US$)	2 331	2 334	2 337	2 343
TRANSMIISIÓN MAT	0,00	0,00	0,00	0,00
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0,00	0,00	0,00	0,00
TRANSMISIÓN AT	1 400,84	1 400,82	1 400,79	1 400,75
TRANSFORMACIÓN AT/MT	929,83	932,97	936,38	942,38

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003
DETERMINACIÓN DEL INGRESO TARIFARIO (IT)
SISTEMA ELECTRO SUR MEDIO

Sistema: ELECTRO SUR MEDIO - IT (Miles US$)	500
TRANSMIISIÓN MAT	0,00
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0,00
TRANSMISIÓN AT	446,18
TRANSFORMACIÓN AT/MT	53,88

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003
PEAJES ANUALES
SISTEMA: ELECTRO SUR MEDIO

AÑO	2 003	2 007	2011	2015
Sistema: ELSM - Peaje Anual (Miles US$)	1831	1834	1837	1842
TRANSMIISIÓN MAT	0,0	0,0	0,0	0,0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0,0	0,0	0,0	0,0
TRANSMISIÓN AT	954,7	954,6	954,6	954,6
TRANSFORMACIÓN AT/MT	875,9	878,9	882,1	887,8

SISTEMA: ELECTRO SUR MEDIO

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003

DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES SECUNDARIOS

Período de Análisis: 2003 - 2017

PEAJES UNITARIOS ACUMULADOS - US$	
Sistema: ELSMSA - Peajes Acumulados (ctvs.$/kWh)	
Alta Tensión (AT)	0,1584
Media Tensión (MT)	0,3357

PEAJES UNITARIOS ACUMULADOS - NUEVOS SOLES	
Sistema: ELSMSA - Peajes Acumulados (ctvs.S/./kWh)	
Alta Tensión (AT)	0,5500
Media Tensión (MT)	1,1656

SISTEMA DE ELECTRO SUR MEDIO

FIJACION DE TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2003

DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES (FP)

Punto de Venta de Energía	FPMP	FPME
En AT	1,0574	1,0409
En AT/MT	1,0083	1,0060
En AT (acumulado)	1,0574	1,0409
En MT (acumulado)	1,0662	1,0471

COMPARACIÓN CON LA TARIFA VIGENTE

Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003

COMPARACIÓN SOBRE LOS PEAJES SECUNDARIOS UNITARIOS (ctm. S/./kWh)

NT (Acumulado)	Valor Vigente (A)	Reconsideración (B)	B/A -1
AT	0,4930	0,5500	11,6%
MT	1,0468	1,1656	11,3%

Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003

COMPARACIÓN SOBRE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA

NT (Acumulado)	Valor Vigente (A)	Reconsideración (B)	B/A –1 Total
AT	1,0574	1,0574	-
MT	1,0657	1,0662	0,05%

Fijación Tarifas y Compensaciones en SST - Año 2003

COMPARACIÓN SOBRE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA

NT (Acumulado)	Valor Vigente (A)	Reconsideración (B)	B/A –1
AT	1,0331	1,0409	0,8%
MT	1,0379	1,0471	0,9%