



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA

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

Informe OSINERG-GART/GRGT N° 062-2002

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

Contra las Resoluciones:

OSINERG N° 1414-2002-OS/CD

OSINERG N° 1417-2002-OS/CD

Lima, 28 de agosto de 2002

INDICE

<u>1.</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	3
<u>2.</u>	<u>RECURSO DE RECONSIDERACIÓN</u>	6
	<u>2.1. DETERMINACIÓN DEL SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO</u>	7
	<u>2.1.1. Sustento del Petitorio</u>	7
	<u>2.1.2. Análisis del OSINERG</u>	7
	<u>2.1.3. Conclusiones</u>	10
	<u>2.2. COSTO DE INVERSIÓN DEL CENTRO DE CONTROL</u>	11
	<u>2.2.1. Sustento del Petitorio</u>	11
	<u>2.2.2. Análisis del OSINERG</u>	11
	<u>2.2.3. Conclusiones</u>	11
	<u>2.3. DETERMINACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES</u>	12
	<u>2.3.1. Sustento del Petitorio</u>	12
	<u>2.3.2. Análisis del OSINERG</u>	12
	<u>2.3.3. Conclusiones</u>	13
	<u>2.4. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES POR ZONAS</u>	13
	<u>2.4.1. Sustento del Petitorio</u>	13
	<u>2.4.2. Análisis del OSINERG</u>	14
	<u>2.4.3. Conclusiones</u>	14
<u>3.</u>	<u>DETERMINACIÓN DEL PEAJE SECUNDARIO Y LOS FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES</u>	15
<u>4.</u>	<u>CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN</u>	17

ANEXO

1. Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el del literal b) de 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 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° 0003-2002-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 las correspondientes cargos de la transmisión secundaria, cuya fecha de inicio, para la regulación correspondiente al año 2002, se estableció que debería ocurrir, antes del 16 de marzo, con la presentación de los estudios técnico-económico por parte de los titulares de los sistemas de transmisión, conforme fuera dispuesto por la Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD.

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.

(...)

Siguiendo los pasos establecidos en el procedimiento señalado en el párrafo anterior y con la finalidad de promover la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.) en el proceso de toma de decisiones, con fecha 15 de abril de 2002, el Consejo Directivo del OSINERG realizó una primera audiencia pública en donde los titulares de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST"), encargados de presentar al OSINERG sus propuestas tarifarias, expusieron el contenido de los estudios técnico-económicos.

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.

Enseguida, se dispuso la realización de una segunda audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 06 de mayo de 2002, en la que el OSINERG expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los estudios técnico-económicos presentados por los titulares de transmisión y que se utilizaron, 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. Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por los titulares de transmisión con fecha 13 de mayo de 2002.

Así mismo, en cumplimiento del literal g) del "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión", antes del 13 de julio de 2002, el OSINERG publicó en su página WEB la relación de información que sustentan las resoluciones de fijación de las correspondientes tarifas y compensaciones del SST.

Con fecha 28 de julio de 2002, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 43° de la LCE y en el procedimiento mencionado en el párrafo anterior, el OSINERG publicó las Resoluciones OSINERG N° 1414-2002-OS/CD, OSINERG N° 1415-2002-OS/CD OSINERG, N° 1416-2002-OS/CD y OSINERG N° 1417-2002-OS/CD, las mismas que establecieron las tarifas y compensaciones de los SST correspondientes al año 2002.

La Resolución OSINERG N° 1414-2002-OS/CD aprobó las tarifas y compensaciones para los SST de las empresas que presentaron propuestas dentro del procedimiento regular establecido en el Anexo "B" – "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión".

A su vez, la Resolución OSINERG N° 1415-2002-OS/CD aprobó las tarifas y compensaciones de las instalaciones secundarias de la empresa ENERSUR S.A. en concordancia con el procedimiento establecido con anterioridad a la vigencia de la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada con Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD.

Así mismo, mediante Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD y como consecuencia de la fijación de tarifas y compensaciones de los SST se aprobaron las correspondientes a la empresa Red Eléctrica del Sur S.A., las relacionadas con los sistemas de generación/demanda regulados por la Resolución N° 006-2001 P/CTE y las de aquellas empresas que no

presentaron propuestas de tarifas y compensaciones y para las cuales no existe un estudio en particular.

La resolución complementaria OSINERG N° 1417-2002-OS/CD consignó los valores correspondientes a las tarifas y compensaciones aprobadas en las resoluciones citadas anteriormente.

Con fecha 07 de agosto de 2002, la Empresa ELECTROANDES S.A. (en adelante "ELECTROANDES"), de acuerdo con la atribución que le confiere el Artículo 74° de la LCE³, interpuso recurso de reconsideración contra las resoluciones OSINERG N° 1414 y 1417-2002-OS/CD, cuyos alcances se señalan en el Capítulo 2 siguiente.

El Consejo Directivo del OSINERG, con fecha 12 de agosto de 2002, convocó a una nueva audiencia pública para que las instituciones y empresas, que presentaron recursos de reconsideración contra las resoluciones que fijaron las tarifas y compensaciones para los SST, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos.

El presente informe presenta el análisis del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTROANDES, 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.

³ **Artículo 74°.**- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución de la Comisión de Tarifas de Energía, dentro de los diez días naturales siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta días naturales a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

2. Recurso de Reconsideración

ELECTROANDES solicita que las Resoluciones OSINERG N° 1414 y 1417-2002-OS/CD sean modificadas y se recalculen los Peajes de Transmisión de su SST, considerando lo siguiente:

- 1.- En la determinación del Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA"), para el cálculo del peaje por transmisión secundaria, considere que:
 - El costo medio de inversión de la línea Oroya Nueva – Pachachaca en 50 kV debe calcularse empleando un conductor de 240 mm².
 - Desde el año 2002 se debe utilizar un transformador de 140 MVA 220/50 kV en la subestación Oroya Nueva y un transformador de 60 MVA 138/50 kV en la subestación Paragsha I.
- 2.- Recalculen el costo de inversión del Centro de Control y telecomunicaciones asignable a la transmisión de acuerdo a la variación del costo de inversión en el Sistema Secundario de Transmisión;
- 3.- En la determinación de los peajes y compensaciones de su SST, el OSINERG considere que:
 - La línea de transmisión L-509 C.H. Oroya – Casa de Fuerza en 50 kV debe ser asignada a la zona Oroya.
 - La línea de transmisión Malpaso - Junín en 22,9 kV debe ser asignada a la zona Norte.
 - La demanda del sistema eléctrico Tarma – Chanchamayo, sea considerada para el cálculo del peaje CPSEE.
 - Se precise en el Cuadro N° 3 de la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD que la subestación Mayupampa pertenece a la zona Oroya.

- 4.- Establezca los factores de pérdidas marginales de energía y potencia por zonas.

2.1. Determinación del Sistema Económicamente Adaptado

2.1.1. Sustento del Petitorio

Con relación al costo medio de inversión de la línea Oroya Nueva – Pachachaca en 50kV, ELECTROANDES señala que en el dimensionamiento del conductor de esta línea (120 mm²), el OSINERG no ha considerado el análisis técnico-económico de la operatividad del SST cuando la C.H. Huanchor (en adelante “HUANCHOR”) se encuentra fuera de servicio. En este caso, ELECTROANDES señala que se origina una sobre carga en la línea mencionada, además de presentarse “tensiones no adecuadas” en los puntos de suministro, situación que originará el racionamiento de suministro. En tal sentido plantea que debe corregirse el costo medio de inversión de esta línea considerando que se debe emplear un conductor de 240 mm². Sustenta su pedido mediante un análisis técnico económico adjunto como Anexo N° 1 de su recurso.

Con relación a la capacidad de transformación de 220/50kV en la subestación Oroya Nueva, ELECTROANDES plantea que debe emplearse desde el año 2002 un transformador de 140 MVA. Sustenta su propuesta señalando que el criterio empleado por OSINERG, es decir, el utilizar una capacidad de transformación de 100 MVA hasta el año 2005 y el reemplazo a partir del año 2006 por un transformador de 140 MVA, en la práctica, no sería factible realizar, por que según la recurrente “(...) sería imposible poder recuperar el costo total del transformador de 100 MVA para poder cubrir el nuevo costo del equipo de 140 MVA”.

Asimismo, ELECTROANDES plantea emplear desde el año 2002 un transformador de 60 MVA en la subestación Paragsha I, ya que según la recurrente el criterio utilizado por el OSINERG de elevar la capacidad del transformador existente “sería imposible de realizar”.

2.1.2. Análisis del OSINERG

Con relación al requerimiento de ELECTROANDES de incrementar la sección del conductor de la línea Oroya Nueva – Pachachaca 50kV de 120 mm² a 240 mm², por razones de incremento de costos totales debido a la eventual paralización de HUANCHOR por 16 horas/año originando un mayor flujo de potencia desde el lado de Oroya Nueva al sistema, se ha efectuado el análisis de lo solicitado en este punto concluyendo en que el mismo no es aceptable por las siguientes razones:

- a) HUANCHOR cuenta con dos unidades de generación, por tanto el mantenimiento programado de éstas se debe realizar secuencial y no simultáneamente; por este motivo, cualquier cálculo de racionamiento

por mantenimiento en HUANCHOR debe considerar como pérdidas únicamente el 50% de la generación de la central.

De otro lado, la parada por mantenimiento de cada unidad debe ser únicamente de 8 horas/año, hasta que se cuente con información estadística de la propia central.

- b) Como sea que las subestaciones a lo largo del eje Pachachaca – Morococha – Casapalca – San Mateo, así como otras instalaciones del sistema de transmisión y distribución requieren también de mantenimiento anual programado con desenergización de las instalaciones, debido a que son de simple circuito y simple barra en configuración radial, el mantenimiento programado que requiera paralización total de HUANCHOR, necesariamente debe estar coordinado con el mantenimiento, con desenergización total, de las subestaciones a lo largo del eje.

En este caso, la reducción del 100% de la generación de HUANCHOR, oportunidad que se aprovecharía para mantenimiento de la segunda unidad (8 horas) se dará a su vez con la reducción de la carga de las subestaciones en el eje Pachachaca – Morococha – Casapalca – San Mateo; y dado que normalmente el flujo de potencia es desde Pachachaca hacia San Mateo. Para la situación planteada no se incrementaría, tal como lo plantea ELECTROANDES, sino por el contrario se reduciría la carga en la línea Oroya Nueva – Pachachaca.

- c) Aun si no se consideraran paradas totales de HUANCHOR simultáneamente con las subestaciones del eje Pachachaca – San Mateo, pero con paradas parciales de 8 horas/año por unidad de generación (equivalente a 16 horas de parada del 50% de la generación de HUANCHOR) los costos totales resultan menores para la alternativa de mantener el enlace Oroya Nueva – Pachachaca con conductor de 120 mm² de sección.

En los Cuadros N° 2.1, 2.2 y 2.3, siguientes, se presentan los cálculos de análisis de mínimo costo efectuado por el OSINERG. Los casos analizados son los siguientes:

- Oroya Nueva – Pachachaca 120 mm² – Sin 50% de HUANCHOR por 8 horas/año“;
- Oroya Nueva – Pachachaca 120 mm² – Sin 50% de Huanchor por 16 horas/año“
- Oroya Nueva – Pachachaca 240 mm²

En efecto, las dos primeras alternativas, en las que se utilizan el conductor de 120 mm², constituyen soluciones de menor costo que la alternativa tres que considera el conductor de 240 mm².

CUADRO N° 2.1

ANÁLISIS DE MÍNIMO COSTO
ALTERNATIVA N° 1: "Oroya Nueva – Pachachaca 120 mm²"
Caso A: Sin 50% de Huanchor por 8 horas/año

AÑO	COSTOS ⁽¹⁾ (MILES DE US \$)				TOTAL
	INCREMENTO INVERSIONES	INCREMENTO COSTO O&M	INCREMENTO PERDIDAS	INCREMENTO RACIONAMIENTO	
2002	-413,6	-64,2	13,0	0,0	-464,7
2003	-413,6	-64,2	13,0	0,0	-464,7
2004	-413,6	-64,2	-22,6	0,0	-500,3
2005	-413,6	-64,2	-22,6	0,0	-500,3
2006	-413,6	-64,2	16,5	16,7	-444,5
2007	-413,6	-64,2	16,5	19,2	-442,0
2008	-413,6	-64,2	7,8	21,2	-448,8
2009	-413,6	-64,2	7,8	24,1	-445,8
2010	-413,6	-64,2	4,4	26,6	-446,7
2011	-413,6	-64,2	4,4	29,1	-444,2
2012	-413,6	-64,2	2,1	31,6	-444,1
2013	-413,6	-64,2	2,1	34,0	-441,6
2014	-413,6	-64,2	-0,8	36,5	-442,1
2015	-413,6	-64,2	-7,2	39,1	-445,8
2016	-413,6	-64,2	-7,2	41,6	-443,3
V.P. @12%	-2 816,8	-437,0	17,3	319,6	-3 137,3

Sin línea 50kV Pachachaca-Morococha-Casapalca
Sin línea 50kV Pachachaca-Austria Duvaz
Sin línea 50kV Pachachaca - Oroya Nueva
Parada del 50% de la C.H. Huanchor por mantenimiento, por 8 horas al año

Nota1: Costos Incrementales Referidos a la Alternativa 0

(Propuesta de SEA originalmente propuesto por ELECTROANDES para la fijación tarifaria)

CUADRO N° 2.2

ANÁLISIS DE MÍNIMO COSTO
ALTERNATIVA N° 1: "Oroya Nueva – Pachachaca 120 mm²"
Caso B: Sin 50% de Huanchor por 16 horas/año

AÑO	COSTOS ⁽¹⁾ (MILES DE US \$)				TOTAL
	INCREMENTO INVERSIONES	INCREMENTO COSTO O&M	INCREMENTO PERDIDAS	INCREMENTO RACIONAMIENTO	
2002	-413,6	-64,2	13,0	0,0	-464,7
2003	-413,6	-64,2	13,0	0,0	-464,7
2004	-413,6	-64,2	-22,6	0,0	-500,3
2005	-413,6	-64,2	-22,6	0,0	-500,3
2006	-413,6	-64,2	16,5	33,4	-427,8
2007	-413,6	-64,2	16,5	38,3	-422,9
2008	-413,6	-64,2	7,8	42,3	-427,6
2009	-413,6	-64,2	7,8	48,2	-421,7
2010	-413,6	-64,2	4,4	53,2	-420,1
2011	-413,6	-64,2	4,4	58,2	-415,2
2012	-413,6	-64,2	2,1	63,1	-412,5
2013	-413,6	-64,2	2,1	68,1	-407,6
2014	-413,6	-64,2	-0,8	73,0	-405,5
2015	-413,6	-64,2	-7,2	78,2	-406,7
2016	-413,6	-64,2	-7,2	83,1	-401,8
V.P. @12%	-2 816,8	-437,0	17,3	639,1	-3 038,1

Sin línea 50kV Pachachaca-Morococha-Casapalca
Sin línea 50kV Pachachaca-Austria Duvaz
Sin línea 50kV Pachachaca - Oroya Nueva
Parada del 50% de la C.H. Huanchor por mantenimiento, por 16 horas al año

Nota1: Costos Incrementales Referidos a la Alternativa 0

(Propuesta de SEA originalmente propuesto por ELECTROANDES para la fijación tarifaria)

CUADRO N° 2.3**ANÁLISIS DE MÍNIMO COSTO
ALTERNATIVA N° 2: "Oroya Nueva – Pachachaca 240 mm²"**

AÑO	COSTOS ⁽¹⁾ (MILES DE US \$)				TOTAL
	INCREMENTO INVERSIONES	INCREMENTO COSTO O&M	INCREMENTO PERDIDAS	INCREMENTO RACIONAMIENTO	
2002	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2003	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2004	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2005	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2006	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2007	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2008	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2009	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2010	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2011	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2012	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2013	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2014	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2015	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
2016	-380,2	-64,2	0,0	0,0	-444,4
V.P. @12%	-2 589,5	-437,0	0,0	0,0	-3 026,4
Sin línea 50kV Pachachaca-Morococha-Casapalca					
Sin línea 50kV Pachachaca-Austria Duvaz					
Sin línea 50kV Pachachaca - Oroya Nueva					
Cambio de conductor de 240 mm ² Oroya Nueva - Pachachaca					

Nota1: Costos Incrementales Referidos a la Alternativa 0

(Propuesta de SEA originalmente propuesto por ELECTROANDES para la fijación tarifaria)

Con relación al adelanto del incremento de capacidad de transformación 220/50kV de la S.E. Oroya Nueva, solicitado por la recurrente, ello no es aceptable debido a que la tarifa de transmisión considera la remuneración del costo de reposición de las instalaciones en el largo plazo. Esto conduce, en el caso de los SST que son asignables a la demanda, a la determinación de un flujo de anualidades crecientes, que se utilizan para la determinación de un peaje secundario constante en el tiempo. Este peaje da lugar a un ingreso anual que agregado en el largo plazo debe pagar las instalaciones consideradas.

Por tanto, no se puede esperar que dichas instalaciones sean remuneradas, en su integridad, en el corto plazo de cuatro años como pretende la recurrente.

Asimismo, en el caso del transformador de Paragsha I, lo mencionado por el OSINERG en el informe OSINERG-GART/RGT N° 040-2002, en el sentido de utilizar un intercambiador de calor, corresponde a una posible forma de lograr alcanzar la capacidad de transformación que se requiere para el año 2004 a partir del sistema actual, y no necesariamente constituye un requisito o criterio utilizado para determinar el SEA de las instalaciones de ELECTROANDES. La forma en que se implementará la solución de los requerimientos de transmisión para el año 2004 es una responsabilidad que compete a la propia recurrente quien deberá encontrar la solución más económica para la adaptación de la red a las necesidades de la demanda.

2.1.3. Conclusiones

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

2.2. Costo de Inversión del Centro de Control

2.2.1. Sustento del Petitorio

En este extremo de su recurso, la recurrente señala que, en algunas subestaciones, existe la necesidad de contar con un número mayor de puntos de control que las reconocidas por OSINERG en el Informe OSINERG GART/RGT N° 040-2002.

ELECTROANDES señala que *“Debido a que el número de puntos de control es empleado en la determinación de los costos de inversión del centro de control asignables a la transmisión, es necesario la variación del costo de inversión considerado por el OSINERG”*.

En el Anexo N° 3, que acompaña a su recurso de reconsideración, presenta tablas comparativas sobre el número de puntos.

2.2.2. Análisis del OSINERG

En relación con este extremo del recurso, cabe precisar que los puntos de control asumidos por el OSINERG fueron determinados sobre la base de la información presentada por ELECTROANDES en su propuesta original para la regulación de su SST, repartiendo el costo del Centro de Control de manera proporcional al número de celdas de conexión (salidas) de cada subestación y acorde a la configuración del SEA.

La información adicional proporcionada en el recurso de reconsideración sobre los puntos de control no constituye sustento suficiente para modificar los valores asumidos por el OSINERG, dado que no cuenta con el detalle de los puntos y tipos de señales de control que actualmente existe en el sistema de transmisión de la recurrente.

Así mismo, la información suministrada por ELECTROANDES es inconsistente y no se encuentra en concordancia con el sistema económicamente adaptado. Así por ejemplo, en los cálculos que sustentan la solicitud de reconsideración, para el año 2004 se mantienen en la subestación Carhuamayo 13 puntos de control, cuando el SEA considera para esa fecha que la subestación Carhuamayo no contará con equipamiento de transformación, ni maniobra, ni comunicaciones, debido a que en ese punto sólo se conectará una pequeña carga urbano-rural de menos de 1 MW.

Por consiguiente no corresponde modificar los costos de inversión del sistema de telecomunicaciones asignado a la transmisión, dado que no existe variación de los costos de inversión considerados por el OSINERG.

2.2.3. Conclusiones

En vista de lo expuesto en el análisis precedente, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.3. Determinación de Peajes y Compensaciones

2.3.1. Sustento del Petitorio

En este extremo de su recurso, la recurrente efectúa las siguientes observaciones al Informe OSINERG GART/RGT N° 040-2002, solicitando sean consideradas en el recálculo de los peajes y compensaciones:

“(…)

- *La línea de transmisión L-509 C.H. Oroya – Casa de Fuerza en 50kV se ha asignado al cargo CPSEE. Esta línea pertenece a la zona Oroya, por lo que consideramos que la asignación correcta es a esta zona.*
- *La línea de transmisión Malpaso - Junín en 22,9 kV ha sido asignada al cargo CPSEE mientras que el transformador de 50/22,9 kV correspondiente a esta línea ha sido asignado a la zona Norte. Toda vez que la línea en mención sirve para atender a la ciudad de Junín y considerando que esta demanda ha sido empleada en el cálculo de los peajes de la zona Norte; consideramos que la línea Malpaso - Junín en 22,9 kV debe ser asignada a la zona Norte.*
- *En el cálculo del peaje CPSEE se ha empleado sólo la demanda del sistema eléctrico Pasco. Debido a que a este cargo se asignan la línea de 50 kV Oroya Nueva – Caripa y el transformador de 100 MVA 220/50 kV ubicado en la subestación Oroya Nueva que se usan para atender la demanda de la barra Caripa, se solicita que la demanda del sistema eléctrico Tarma Chanchamayo, que es atendida desde la barra Caripa, sea empleada, conjuntamente con la demanda del sistema eléctrico Pasco, para el cálculo del peaje CPSEE.*
- *En la viñeta 4 del Cuadro N° 3 de la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD, se indica que el cargo ElectroAndes Pasco Oroya corresponde a las instalaciones del SST de ElectroAndes comprendidas entre la barra Oroya Nueva 50 kV y las subestaciones Alambrón, Fundición y Oroya (C.H. Oroya). Debe agregarse la subestación Mayupampa ya que la demanda de esta subestación ha sido empleada en el cálculo del peaje de la zona Oroya.”*

2.3.2. Análisis del OSINERG

En relación con este extremo del recurso, se procede a analizar cada una de las cuatro observaciones efectuadas por la recurrente al Informe OSINERG-GART/RGT N° 040-2002.

- Con relación a la primera observación efectuada por ELECTROANDES, efectivamente la línea de transmisión L-509 fue asignada al cargo CPSEE. De acuerdo a la precisión efectuada por la recurrente sobre la asignación geográfica de esta instalación, se debe reasignar la misma a la zona Oroya.

- En lo referente a la segunda observación, tanto la línea de transmisión como el transformador que alimentan a Junín deben ser reasignados a la zona Oroya y no a la zona Norte como lo refiere ELECTROANDES, conjuntamente con la demanda para el cálculo de los peajes. Esto se justifica debido a que en la configuración final del SEA, estas instalaciones sirven exclusivamente a la demanda de Junín que es alimentada desde la zona Oroya.
- Respecto a la tercera observación, efectivamente el cálculo del cargo CPSEE fue determinado sin la demanda del sistema eléctrico Tarma - Chanchamayo, debido a que esta demanda se emplea en el cálculo de los peajes de la empresa ELECTROCENTRO. Sin embargo, dado que la citada demanda es atendida utilizando las instalaciones comprendidas en el cargo regional, es pertinente que la remuneración de las instalaciones comprendidas en este cargo regional sea compartida entre los consumidores libres y regulados de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1, Pasco Rural 2 y Tarma – Chanchamayo.
- Con relación a la solicitud para incluir explícitamente la subestación de Mayupampa dentro de la zona Oroya, cabe señalar que efectivamente esta subestación pertenece a esta zona. Asimismo, su demanda fue utilizada en el cálculo del peaje correspondiente. Por tanto, se procederá a citar en forma explícita a la subestación Mayupampa como parte de la zona Oroya.

Los cálculos señalados incorporan modificaciones a los peajes que se presentan en el Capítulo 3 del presente informe.

2.3.3. Conclusiones

Por las consideraciones anotadas, este extremo del recurso de reconsideración resulta fundado en parte.

2.4. Factores de Pérdidas Marginales por Zonas

2.4.1. Sustento del Petitorio

En este extremo de su recurso, ELECTROANDES señala que los factores de pérdidas marginales de potencia y energía establecidos por el OSINERG, iguales para todas las zonas, ha originado que los ingresos tarifarios calculados en las diversas zonas *“varíen en forma apreciable y no sean consistentes”* con los ingresos tarifarios considerados por el regulador.

ELECTROANDES concluye que para recuperar *“el costo medio de su instalación, se hace necesario que los factores de pérdidas marginales de potencia y energía sean evaluados para cada una de las zonas establecidas, de forma similar a la diferenciación establecida para el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía.”*

En el Anexo N° 2, que acompaña a su recurso de reconsideración, presenta un análisis sobre el ingreso tarifario de sus instalaciones.

2.4.2. Análisis del OSINERG

En relación con este extremo del recurso, efectivamente los factores de pérdidas marginales fueron determinados empleando un modelo estándar para la totalidad de las instalaciones de transmisión de ELECTROANDES. Sin embargo, a fin de establecer señales eficientes de los cargos de transmisión en su conjunto, debido a la dispersión del sistema de transmisión de la recurrente, se ha procedido a redefinir los factores de pérdidas marginales por zonas;

En vista que la recurrente no ha presentado una propuesta concreta de estos factores de pérdidas marginales, el OSINERG ha procedido a determinarlos a partir del análisis flujos de carga del sistema económicamente adaptado de ELECTROANDES. Las zonas consideradas son las mismas determinadas por el OSINERG en la resolución recurrida.

2.4.3. Conclusiones

Por las consideraciones anotadas, este extremo del recurso de reconsideración deberá ser declarado fundado.

3. Determinación del Peaje Secundario y los Factores de Pérdidas Marginales

La modificación de las zonas, de acuerdo con los extremos señalados en el análisis del recurso de reconsideración, originan que el peaje secundario unitario para las zonas Norte, Oroya y Oeste se modifique a los valores siguientes:

CUADRO N° 3.1

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
CARGOS DE TRANSMISIÓN PARA PASCO
ANTES DE LA ENTRADA DE HUANCHOR

PEAJES ACUMULADOS (ctms. S./kWh)	Zona OESTE
Alta Tensión (AT)	1,8545
Media Tensión (MT)	4,2529
PEAJES ACUMULADOS (ctms. S./kWh)	Zona OROYA
Alta Tensión (AT)	0,3286
Media Tensión (MT)	2,5385
PEAJES ACUMULADOS (ctms. S./kWh)	Zona NORTE
Alta Tensión (AT)	0,7117
Media Tensión (MT)	1,0586

DESPUÉS DE LA ENTRADA DE HUANCHOR

PEAJES ACUMULADOS (ctms. S./kWh)	Zona OESTE
Alta Tensión (AT)	1,6263
Media Tensión (MT)	4,0247

De igual forma, para el mercado regulados los peajes ponderados en MT son los siguientes:

CUADRO N° 3.2

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002

CARGOS PARA EL MERCADO REGULADO

ANTES DE LA ENTRADA DE HUANCHOR

PEAJES MT PONDERADOS (ctms. S./kWh)	SE Pasco
Media Tensión (MT)	2,0509

DESPUÉS DE LA ENTRADA DE HUANCHOR

PEAJES MT PONDERADOS (ctms. S./kWh)	SE Pasco
Media Tensión (MT)	1,9960

Así mismo, el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE, que será aplicado a los consumidores, libres y reguladores, de los sistemas eléctricos de Pasco, Pasco Rural 1, Pasco Rural 2 y Tarma – Chanchamayo es el siguiente:

CUADRO N° 3.3

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002

CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO EQUIVALENTE EN ENERGÍA

Sistemas Eléctricos	CBPSEE (ctms. S./kWh)
SE Pasco - SE Tarma-Chanchamayo	0,0811

En el Anexo se presentan los montos de los costos de inversión, operación y mantenimiento, recalculados como consecuencia de la redistribución de las instalaciones de transmisión.

Por otro lado, de acuerdo con el análisis de flujo de carga efectuado, para las diferentes zonas del SST de ELECTROANDES, se han determinado los siguientes factores de pérdidas marginales:

CUADRO N° 3.4

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA Y POTENCIA

FACTOR DE PÉRDIDAS ENERGÍA (FPME)	ZONA NORTE	ZONA OROYA	ZONA OESTE	MERCADO REGULADO
Alta Tensión (AT)	1,0140	1,0037	1,0329	---
Media Tensión (MT)	1,0230	1,0127	1,0421	1,0260

FACTOR DE PÉRDIDAS POTENCIA (FPMP)	ZONA NORTE	ZONA OROYA	ZONA OESTE	MERCADO REGULADO
Alta Tensión (AT)	1,0139	1,0035	1,0235	---
Media Tensión (MT)	1,0294	1,0189	1,0392	1,0302

4. Conclusión y Recomendación

Del análisis del recurso presentado se puede concluir lo siguiente:

- 1.- Declarar fundado el extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la ELECTROANDES S.A. a que se refiere el numeral 2.4, por las razones que aparecen en el numeral 2.4.2.
- 2.- Declarar fundado en parte el extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la ELECTROANDES S.A. a que se refiere el numeral 2.3, por las razones que aparecen en el numeral 2.3.2.
- 3.- Declarar infundados los demás extremos del recurso de reconsideración interpuesto por EDELNOR S.A.A por los argumentos expuestos en los numerales 2.1.2 y 2.2.2

En consecuencia, se recomienda:

- 1) Modificar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local (CBPSEE01), expresado en ctm. S/./kW.h, que se agrega en las Subestaciones Base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y que fueron consignados en el Cuadro N° 1 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; de acuerdo con lo siguiente:

Subestaciones Base	Tensión KV	CPSEE01 ctm. S/./kW.h	Instalaciones Secundarias	Cargos ctm. S/./kW.h
Paragsha II	138	0,1794	L.T. Pachachaca-Oroya Nueva [*]	0,0983
Oroya Nueva	220			
Oroya Nueva	50		Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV	0,0811
Carhuamayo	138			
Caripa	138			

- 2) Modificar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE), que considera los cargos del transporte y transformación hasta el nivel correspondiente y que fueron consignados en el Cuadro N° 3 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; de acuerdo con lo siguiente:

Empresa	Concesionarios / SST	CBPSE en Puntos de Venta de Energía (ctm. S./ kW.h)	
		a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTROANDES	ELECTROANDES PASCO OESTE [3]	1,8545	4,2529
	ELECTROANDES PASCO OROYA [4]	0,3286	2,5385
	ELECTROANDES PASCO NORTE [5]	0,7117	1,0586

- 3) Modificar el texto de contenido en el numeral [4] localizado al pie del Cuadro N° 3 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; a la siguiente forma:

[4] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROANDES comprendidas entre la barra Oroya Nueva 50 kV y las subestaciones Alambrón, Fundición, Mayupampa y Oroya (C.H. Oroya).

- 4) Modificar el texto de contenido en las dos últimas viñetas de las consideraciones que se aplican a los cargos señalados en el Cuadro N° 3 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; a la siguiente forma:

- Para el cálculo del CBPSE, en MT del mercado regulado, de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 se aplicará el cargo CBPSE de ELECTROCENTRO – PASCO más 2,0509 ctm. S./ kW.h que corresponde al CBPSE por las instalaciones de ELECTROANDES.
- A partir de la entrada en operación comercial de la C.H. Huanchor, los cargos CBPSE de ELECTROANDES PASCO OESTE, en AT y MT, serán 1,6263 y 4,0247 ctm. S./ kW.h, respectivamente. Asimismo, el valor indicado en el párrafo anterior será 1,9960 ctm. S./ kW.h.

- 5) Modificar el Factor de Pérdidas Marginales de Energía FPME, de la empresa ELECTROANDES S.A., consignados en el Cuadro N° 7 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; de acuerdo con lo siguiente:

Empresa	FPME en Puntos de Venta	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTROANDES PASCO OESTE (1)	1,0329	1,0421
ELECTROANDES PASCO OROYA (1)	1,0037	1,0127
ELECTROANDES PASCO NORTE (1)	1,0140	1,0230

ELECTROANDES PASCO (2)	----	1.0260
------------------------	------	--------

- (1) Para aplicación a las demandas del mercado no regulado
 (2) Para aplicación a las demandas del mercado regulado de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.
- 6) Modificar el Factor de Pérdidas Marginales de Potencia FPMP, de la empresa ELECTROANDES S.A., consignados en el Cuadro N° 10 de la Resolución N° 1417-2002-OS/CD; de acuerdo con lo siguiente:

Empresa	FPMP en Puntos de Venta	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTROANDES PASCO OESTE (1)	1,0235	1,0392
ELECTROANDES PASCO OROYA (1)	1,0035	1,0189
ELECTROANDES PASCO NORTE (1)	1,0139	1,0294
ELECTROANDES PASCO (2)	----	1.0260

- (1) Para aplicación a las demandas del mercado no regulado
 (2) Para aplicación a las demandas del mercado regulado de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.

Anexo

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
COSTO MEDIO DE INVERSIÓN
SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES

AÑO	2 002	2 004	2 006
Zona: CPSEE - CMI (Miles US\$)	1 867	1 874	2 439
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	1 867	1 874	2 439
TRANSMIISIÓN AT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN AT/MT	0	0	0
Zona: OESTE - CMI (Miles US\$)	17 027	17 077	17 268
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	12 868	12 917	13 109
TRANSFORMACIÓN AT/MT	4 159	4 159	4 159
Zona: OROYA - CMI (Miles US\$)	4 116	5 805	5 803
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	3 410	5 099	5 097
TRANSFORMACIÓN AT/MT	706	706	706
Zona: NORTE - CMI (Miles US\$)	6 587	7 089	7 078
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	1 208	1 497	1 488
TRANSMIISIÓN AT	3 772	3 985	3 983
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 607	1 607	1 607

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
COSTO MEDIO DE INVERSIÓN
SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES Y HUANCHOR

AÑO	2 002	2 004	2 006
Zona: CPSEE - CMI (Miles US\$)	1 867	1 874	2 439
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	1 867	1 874	2 439
TRANSMIISIÓN AT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN AT/MT	0	0	0
Zona: OESTE - CMI (Miles US\$)	15 431	15 474	15 666
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	11 271	11 315	11 507
TRANSFORMACIÓN AT/MT	4 159	4 159	4 159
Zona: OROYA - CMI (Miles US\$)	4 116	5 805	5 802
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	3 410	5 099	5 096
TRANSFORMACIÓN AT/MT	706	706	706
Zona: NORTE - CMI (Miles US\$)	6 587	7 089	7 078
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	1 208	1 497	1 488
TRANSMIISIÓN AT	3 772	3 985	3 983
TRANSFORMACIÓN AT/MT	1 607	1 607	1 607

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
COSTOS ESTÁNDARES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
DETERMINACIÓN COyM A PARTIR RACIONALIZACIÓN COSTOS
SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES

AÑO	2 002	2 004	2 006
COyM (Miles US\$)	896	982	1 007
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	93	104	112
TRANSMISIÓN AT	590	655	667
TRANSFORMACIÓN AT/MT	213	223	228

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
COSTOS ESTÁNDARES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
DETERMINACIÓN COyM A PARTIR RACIONALIZACIÓN COSTOS
SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES Y HUANCHOR

AÑO	2 002	2 004	2 006
COyM (Miles US\$)	847	932	958
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	93	104	112
TRANSMISIÓN AT	541	605	617
TRANSFORMACIÓN AT/MT	213	223	228

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
PEAJES ANUALES

SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES

AÑO	2 002	2 004	2 007
Zona: CPSEE - Peaje Anual (Miles US\$)	282	285	371
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	282	285	371
TRANSMISIÓN AT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN AT/MT	0	0	0
Zona: OESTE - Peaje Anual (Miles US\$)	2 418	2 433	2 461
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	1 788	1 802	1 829
TRANSFORMACIÓN AT/MT	629	632	632
Zona: OROYA - Peaje Anual (Miles US\$)	581	818	818
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMISIÓN AT	474	711	711
TRANSFORMACIÓN AT/MT	107	107	107
Zona: NORTE - Peaje Anual (Miles US\$)	950	1 027	1 026
TRANSMISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	183	227	226
TRANSMISIÓN AT	524	556	556
TRANSFORMACIÓN AT/MT	243	244	244

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002
PEAJES ANUALES
SIN INSTALACIONES ASIGNABLES A ELECTROANDES Y HUANCHOR

AÑO	2 002	2 004	2 007
Zona: CPSEE - Peaje Anual (Miles US\$)	282	285	371
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	282	285	371
TRANSMIISIÓN AT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN AT/MT	0	0	0
Zona: OESTE - Peaje Anual (Miles US\$)	2 196	2 210	2 238
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	1 566	1 578	1 606
TRANSFORMACIÓN AT/MT	629	632	632
Zona: OROYA - Peaje Anual (Miles US\$)	581	818	818
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	0	0	0
TRANSMIISIÓN AT	474	711	711
TRANSFORMACIÓN AT/MT	107	107	107
Zona: NORTE - Peaje Anual (Miles US\$)	950	1 027	1 026
TRANSMIISIÓN MAT	0	0	0
TRANSFORMACIÓN MAT/AT	183	227	226
TRANSMIISIÓN AT	524	556	556
TRANSFORMACIÓN AT/MT	243	244	244