

domingo 2 de agosto de 2009



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

## Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**Resolución N° 130-2009-OS/CD**

**Resolución N° 131-2009-OS/CD**

**Resolución N° 132-2009-OS/CD**

**Resolución N° 133-2009-OS/CD**

**Resolución N° 134-2009-OS/CD**

**Resolución N° 135-2009-OS/CD**

---

---

## **NORMAS LEGALES**

---

---

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 130-2009-OS/CD**

Lima, 30 de julio de 2009

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN") contra la cual la empresa Electroandes S.A. (en adelante "ELECTROANDES"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

### 1.- ANTECEDENTES

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B consta el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), el mismo que contiene las diferentes etapas que deben llevarse a cabo y los plazos para cada una de ellas;

Que, para la primera regulación conjunta de los Sistemas Complementarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SCT" y "SST"), la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD dispuso que el Procedimiento de Fijación para las tarifas correspondientes al período 2009-2013, se iniciará antes del 01 de abril de 2008. Posteriormente, dicho plazo fue postergado hasta antes del 01 de junio de 2008, por la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, la cual, a su vez, mediante el Artículo 2°, modificó los plazos consignados en el PROCEDIMIENTO;

Que, en este sentido, conforme con lo indicado en el considerando precedente y los plazos dispuestos en el PROCEDIMIENTO, la regulación de las tarifas correspondientes al período mayo 2009 – abril 2013, se desarrolló transcurriendo las siguientes etapas: Presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de las empresas concesionarias; revisión de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT por parte de OSINERGMIN; respuestas a las observaciones de admisibilidad, por parte de las empresas; notificación de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT; publicación en página Web de OSINERGMIN y convocatoria a audiencia pública de los Titulares; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; observaciones a los Estudios Técnicos Económicos de los Titulares de los SST y SCT, por parte del OSINERGMIN, y respuesta a las observaciones, por parte de las empresas concesionarias;

Que, asimismo, mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2009-OS/CD publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30 de enero del 2009, se dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para SST y SCT, correspondiente al período mayo 2009 – abril 2013, conforme a la etapa "j" del PROCEDIMIENTO;

Que, posteriormente, el 01 de abril de 2009, se publicó el Decreto Supremo N° 021- 2009-EM, modificando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas así como la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, disponiendo, entre otros, que la primera regulación conjunta de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, quede postergada del 01 de mayo al 01 de noviembre del 2009;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD se modificó el PROCEDIMIENTO, aprobado mediante el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, a partir de la etapa "m", correspondiendo a dicha etapa la publicación de la resolución de aprobación

del Plan de Inversiones, lo que se dio cumplimiento con la publicación de la RESOLUCIÓN el 30 de mayo de 2009;

Que, con fecha 19 de junio de 2009, ELECTROANDES interpuso recurso de reconsideración (en adelante "RECURSO") contra la RESOLUCIÓN, cuyo sustento no fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo los días 01 y 02 de julio de 2009;

Que, conforme al PROCEDIMIENTO, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 07 de julio de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELECTROANDES.

### 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ELECTROANDES solicita que OSINERGMIN reconsidere lo establecido en la Resolución Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 075-2009-OS/CD, de manera se declare fundado su Recurso y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, según los siguientes petitorios:

1) Reconsiderar la demanda de Usuarios Mayores empleada por OSINERGMIN en la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5.

2) Reconsiderar la implementación de un Banco de Condensadores en la SET San Mateo.

3) Considerar a la Línea de Transmisión en 138 kV SET Caripa – SET Carhuamayo y el transformador de 138/50 kV ubicado en la SET Carhuamayo, instalaciones existentes con anterioridad al 23 de julio de 2006, como instalaciones que entrarían en operación comercial en octubre de 2010.

Que, acompaña como anexos del Recurso los siguientes documentos:

- Copia del documento de identidad del representante legal.
- Copia de los poderes de los representantes legales.
- Copia de Actas de Puesta en Servicio.
- Copia de cartas de Cemento Andino S.A., Compañía Minera Casapalca S.A. y Compañía Minera Buenaventura.

#### 2.1 QUE SE CORRIJA LA DEMANDA DE USUARIOS MAYORES EMPLEADA POR OSINERGMIN EN LA DETERMINACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES DEL ÁREA DE DEMANDA 5

##### 2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN, dentro de la evaluación de los cuadros de demanda no ha tomado en cuenta la demanda total declarada por los Usuarios Mayores;

Que, ELECTROANDES señala que en el cuadro 11-5 del Informe N° 206-2009-GART, la fuente considerada para los datos de demanda corresponde a los estudios presentados por las empresas pero que, sin embargo, existen diferencias entre los valores presentados por ELECTROANDES, los cuales se hallan sustentados en las encuestas realizadas a los Usuarios Mayores, y la información presentada a OSINERGMIN en los formatos F-100 del Área de Demanda 5;

Que, ELECTROANDES señala que la información contenida en los formatos del F-116 al F-120 del "Estudio Para Determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5" consigna valores constantes para el horizonte de estudio para todas las cargas de Usuarios Mayores, a excepción de Doe Run, aún cuando de acuerdo al numeral 9.1.1 y 9.1.3.b del procedimiento "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"),

aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, deben emplearse los valores resultantes de encuestas a los Usuarios Mayores, muchos de los cuales, afirma, remitieron sus proyecciones de crecimiento de energía y potencia para el periodo de estudio. Agrega, como ejemplo (sin limitarse sólo a ellos), que Cemento Andino, Compañía de Minas Buenaventura y Compañía Minera Casapalca, remitieron sus proyecciones con cartas G/P-132-08, CMC 001-08/GME y sin número, respectivamente, cuyas copias se incluyen en la propuesta de ELECTROANDES y se anexan en su recurso. Asimismo, ELECTROANDES agrega que dichas proyecciones son más elevadas que las consideradas por OSINERGMIN y pueden cambiar los resultados de los flujos de potencia y demás evaluaciones que se realicen sobre la base de esta información;

Que, finalmente, ELECTROANDES señala que deben corregirse los valores de demanda empleados en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, considerando la información declarada por las empresas.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado la información y sustentos presentados por la recurrente. Al respecto, se debe señalar que OSINERGMIN consideró, en sus análisis para determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, la demanda de Usuarios Mayores que presentaron el sustento respectivo en cumplimiento de lo señalado en el numeral 9.1.3.b de la NORMA TARIFAS;

Que, asimismo, se debe indicar que la información de Usuarios Mayores presentada por ELECTROANDES en su recurso constituye información reciente la cual no fue alcanzada por la recurrente a OSINERGMIN en las etapas previas del proceso;

Que, de este modo, considerando que la información presentada por la recurrente en esta etapa del proceso sustenta y complementa la información de demanda contenida en los formatos F-116 al F-120 presentados por ELECTROANDES en la etapa anterior, se ha procedido a corregir los valores de demanda empleados, incorporando la información de Usuarios Mayores, cuyo sustento adjunta la empresa en su recurso, en los análisis y simulaciones respectivos del desempeño del sistema para la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5;

Que, asimismo, con la finalidad de evaluar lo mencionado por la recurrente que sostiene que el incremento de demanda originado por la incorporación de estas cargas pueden cambiar los resultados de flujos y demás evaluaciones, se han efectuado las simulaciones correspondientes, encontrándose que, la inclusión de estas demandas no alteran los resultados del Plan de Inversiones determinado por OSINERGMIN para el Área de Demanda 5. Al respecto, los resultados de desempeño del sistema previsto para el año 10 del horizonte de evaluación indican que no se requiere implementar instalaciones adicionales;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## **2.2 QUE SE RECONSIDERE EL BANCO DE CONDENSADORES UBICADO EN LA SET SAN MATEO COMO PARTE DEL SCT**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN ha omitido realizar un análisis específico de la generación y la demanda en esta parte del sistema de transmisión de ELECTROANDES. Además, fundamenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, la recurrente indica que para excluir el mencionado banco de condensadores del Plan de Inversiones, OSINERGMIN se ha limitado a evaluar un escenario de máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el cual no corresponde al escenario más crítico derivado del comportamiento

de generación y demanda en esa zona del sistema de transmisión de ELECTROANDES;

Que, al respecto, señala que se debe considerar que cuando en el SEIN el sistema se encuentra en un periodo de mínima demanda (horas de madrugada), en el sistema de transmisión de ELECTROANDES se produce una situación distinta y es que tiene que soportar una mayor demanda de los usuarios mineros, siendo el caso que, simultáneamente, los equipos de generación (C.H. Huanchor) están reduciendo considerablemente la producción de energía, lo cual motiva caídas de tensión que deben ser compensadas por equipos de compensación reactiva, esto es, el banco de condensadores. Este escenario de mínima generación y máxima demanda, el cual no ha sido analizado por OSINERGMIN, determina que, contrariamente a lo indicado en el Informe N° 0206-2009-GART, el sistema requiere de compensación reactiva en San Mateo;

Que, atendiendo a lo expuesto, manifiesta la recurrente que el Banco de Condensadores en la SET San Mateo es necesario para mantener la calidad, seguridad y continuidad de suministro eléctrico en la zona donde está ubicado. Con relación a este punto, indica que se debe tener en cuenta la definición 21 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, que se transcribe a continuación:

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

Que, en ese sentido precisa que, en el improbable caso que la RESOLUCIÓN no sea reconsiderada en este punto y OSINERGMIN insista en que el Banco de Condensadores no es necesario en la SET San Mateo, ELECTROANDES estaría legitimada a retirar dicho equipamiento del sistema, con lo cual se producirían consecuencias no deseables en el mismo;

Que, ELECTROANDES menciona, además, que en el Plan Transitorio de Transmisión para el periodo 2007 – 2008, aprobado por Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM y publicado el 23 de noviembre de 2006, se incluyó como parte del Sistema Complementario de Transmisión, el proyecto de Compensación Reactiva en la zona de San Mateo – Casapalca – Morococha – Pachachaca de 6 MVAR en 50 kV, previniéndose su entrada en operación para el año 2007;

Que, ELECTROANDES agrega que la conexión del banco de condensadores en la SET San Mateo se produjo con fecha 16 de setiembre de 2007 y que dicha conexión, sin embargo, tuvo en ese momento carácter temporal debido a una circunstancia particular: evitar las posibles restricciones en el suministro de energía a los usuarios mineros en la zona durante la parada de la C.H. Huanchor, cuyo túnel de aducción iba a ser sometido a mantenimiento y que, terminado el mantenimiento, concluyó el acuerdo de partes. Posteriormente, señala que, considerando el comportamiento de la generación y demanda de esta zona, se determinó que el Banco de Condensadores debía ser incorporado de manera definitiva en el sistema, dado que, en las actuales circunstancias, dicho equipamiento es una necesidad del sistema; tal es así, indica la recurrente, que con fecha 21 de diciembre de 2007 (después de concluido el mantenimiento del túnel de aducción de la C.H. Huanchor y la puesta en servicio de ésta), el Banco de Condensadores quedó a disposición del SEIN, tal como queda demostrado con el Acta de Puesta en Servicio de fecha 08 de setiembre de 2008, remitido por OSINERGMIN en cumplimiento del

Procedimiento de Altas y Bajas del sistema de transmisión aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 024-2008-OS/CD (en adelante el Procedimiento de Altas y Bajas), para el procedimiento de fijación de Tarifas y Compensaciones de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión a iniciarse antes del 1° de junio de 2008. Finalmente, manifiesta que toda la documentación probatoria consta en el expediente presentado.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a lo señalado por ELECTROANDES, se debe indicar que OSINERGMIN ha realizado los análisis específicos del desempeño del sistema. En particular, con la finalidad de verificar lo manifestado por ELECTROANDES respecto a la evaluación del desempeño del sistema en horas de madrugada, se ha procedido a realizar la evaluación correspondiente para las condiciones del sistema en este período del día. Al respecto, se debe señalar que se ha revisado la información de producción de energía de la C.H. Huanchor, considerando los registros de producción del último año, obteniéndose que dicha central no presenta reducciones significativas en su producción de potencia y energía en horas de madrugada. Asimismo, se ha considerado que las cargas del sistema operan en máxima demanda. Finalmente, se debe mencionar que los resultados obtenidos indican que el sistema presenta niveles de tensión adecuados en barras y que no existen mayores problemas de sobrecarga en transformadores en el horizonte de evaluación;

Que, de este modo, debido a que los resultados obtenidos indican que el sistema no requiere de aporte adicional de reactivos en el sistema, no se requeriría incluir en el Plan de Inversiones la instalación de Banco de Condensadores alguno en el horizonte de evaluación;

Que, por otro lado, se ha verificado que la Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM, mencionada por la recurrente, que aprobó un Plan de Transmisión para el período 2007 – 2008, estableció como parte del Sistema Complementario de Transmisión, entre otros proyectos, al proyecto "Compensación Reactiva en la Zona de San Mateo - Casapalca - Morococha-Pachachaca 6 MVAR, 50 kV"; sin embargo, en dicha Resolución no se especifica a qué categoría de los Sistemas de Complementarios pertenece la compensación reactiva señalada como tampoco se hizo con las demás instalaciones consideradas en dicho Plan y que después fueron consideradas en diferentes categorías. Así, por ejemplo, el proyecto L.T. en 220 kV Cajamarca Cerro Corona y subestación Cerro Corona, implementada por la Compañía Transmisora Norperuana S.R.L., ha sido categorizada como un Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN). Al respecto, la Norma "Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", define en su numeral 4.2.3 a los SCTLN como Sistemas Complementarios de Transmisión que permiten transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los generadores entregar energía producida en el SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT;

Que, finalmente, se señala que, según lo que refiere ELECTROANDES en su recurso, la implementación del Banco de Condensadores se habría producido como consecuencia de un acuerdo de partes, por lo que, dicho Banco constituiría un SCTLN al no poder ser considerado dentro de otra categoría por no ser indispensable para la generación o los usuarios regulados pertenecientes al Área de Demanda 5, como se sustentó en el Informe N° 0206-2009-GART y en los análisis realizados en esta etapa del proceso;

Que, en función a los argumentos señalados en la sección anterior, este petitorio efectuado por ELECTROANDES, debe ser declarado infundado.

## 2.3 QUE SE CONSIDERE A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 KV SET CARIPA – SET CARHUAMAYO Y EL TRANSFORMADOR EN 138/50 KV UBICADO EN LA SET CARHUAMAYO COMO PARTE DEL SCT

### 2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN ha excluido del Plan de Inversiones a la línea de transmisión en 138 kV SET Caripa – SET Carhuamayo y al transformador en 138/50 kV ubicado en la SET Carhuamayo. ELECTROANDES manifiesta que OSINERGMIN los ha excluido del Plan de Inversiones por considerar que, supuestamente, a la fecha de publicación de la Ley N° 28832 (23 de julio de 2006) dicha línea y transformador ya se encontraban en "operación comercial" lo cual, según opinión de ELECTROANDES, no se ajusta a la realidad de los hechos;

Que, al respecto, la recurrente fundamenta su pedido indicando que, en la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD y sus anexos no existe el concepto o definición que habría tomado OSINERGMIN respecto a la supuesta "operación comercial" del transformador y la línea y que, en realidad, el análisis pasa por revisar un hecho particular: Si bien el transformador y la línea son instalaciones pre-existentes al 24 de julio de 2006 (fecha en entrada en vigencia de la Ley N° 28832), dichas instalaciones entrarán en operación comercial recién en octubre del año 2010, coincidentemente con la entrada en operación comercial del transformador de 100 MVA 220/138 kV ubicado en la SET Carhuamayo Nueva, evento que determinará la modificación de la topología de los flujos en el sistema de transmisión de ELECTROANDES, con lo cual en el transformador y la línea existirá un mayor flujo de energía para atender la demanda de la zona del sistema de transmisión de ELECTROANDES. Por lo tanto, si en una primera etapa el titular no tenía derecho a compensaciones porque las instalaciones no correspondían al SEA, las nuevas circunstancias determinan la incorporación comercial de las mismas y, en consecuencia, es necesario establecer las compensaciones por uso correspondientes.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, OSINERGMIN ha revisado la información y argumentos presentados por ELECTROANDES respecto al reconocimiento de la Línea de Transmisión en 138 kV Carhuamayo – Caripa y transformador 138/50 kV ubicado en la Subestación Carhuamayo;

Que, la Línea de Transmisión en 138 kV Carhuamayo – Caripa y el transformador 138/50 kV ubicado en la subestación Carhuamayo son instalaciones existentes con anterioridad al 23 de julio de 2006. Cabe señalar que ya en marzo del 2002, como parte del Proceso para fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión del año 2002, ELECTROANDES describía en el numeral 3.4, cuadro N° 1 de su propuesta de tarifas, a las mencionadas instalaciones como existentes;

Que, si bien es cierto que no existe definición alguna respecto al término "operación comercial", comúnmente utilizado entre los agentes del sector, éste término refiere el momento a partir del cual la instalación entra en operación, inicia su actividad y está disponible desde del punto de vista técnico para ser utilizada. Es así que en muchos de los contratos BOOT firmados por el Estado Peruano se considera entrada en operación comercial la fecha en la que, luego de la finalización de las pruebas de operación correspondientes, la instalación comienza a prestar servicio;

Que, por otro lado, en el marco regulatorio anterior al de la aplicación de la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, la Ley de Concesiones Eléctricas reconocía el Costo Medio

de un Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA"); tal como se señalaba en el Artículo 49° de la LCE y en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE. Para mayor precisión, el SEA se define como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio. Por lo tanto, las tarifas de transmisión constituían una señal de eficiencia, remunerando una red ideal eficiente equivalente al de las instalaciones reales de cada titular de Transmisión. Con esto se verifica que, si no se remuneraron específicamente las instalaciones reales, sí se remuneró el sistema ideal eficiente equivalente de acuerdo a lo señalado en las normas vigentes a esa fecha;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0326-2009-GART y N° 306-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la LPAG<sup>1</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, 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; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Declarar fundado el primer extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa ELECTROANDES, contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar infundado el segundo y tercer extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa ELECTROANDES, contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 4°.-** Incorpórese los Informes N° 0326-2009-GART – Anexo 1 y N° 0306-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5°.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con sus Anexos en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN  
EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 131-2009-OS/CD**

Lima, 30 de julio de 2009

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN"), mediante la cual se aprobó el primer Plan de Inversiones en Transmisión por Áreas de Demanda, como parte del proceso de regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y sistemas Complementarios de Transmisión para el período de vigencia 2009- 2013. Contra la RESOLUCIÓN la Empresa de Distribución Eléctrica Electrosumedio S.A. (en adelante "ELSM"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**1.- ANTECEDENTES**

Que, de conformidad al literal c) del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844 (en adelante "LCE"), se encuentran sujetas a regulación de precios las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución;

Que, de acuerdo al Artículo 20° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley de la Generación Eficiente"), el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), del Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") y del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST");

Que, la última parte del literal b) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley de la Generación Eficiente, explicita que las compensaciones y tarifas de los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST;

Que, de esta forma, las disposiciones legales antes citadas determinan la regulación de precios de las instalaciones de los SCT y de los SST, aplicándose para tales efectos, lo dispuesto en la LCE. Dicha regulación es competencia de OSINERGMIN, tal como lo determina el Artículo 62° de la LCE, que establece que las compensaciones y peajes por las redes del SST serán reguladas por OSINERGMIN, así como también el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, al disponer que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44° y 62° de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el Artículo 27° de la Ley de la Generación Eficiente, serán fijadas por OSINERGMIN, de acuerdo a los criterios allí explicitados;

Que, la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, estableció los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios tarifarios que sustenten las propuestas de fijación tarifaria de los titulares de los SST y SCT;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B consta el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), el mismo que contiene las diferentes etapas que deben llevarse a cabo y los plazos para cada una de ellas;

<sup>1</sup> **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos  
Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

Que, para la primera regulación conjunta de los SCT y los SST, la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD dispuso que el Procedimiento de Fijación para las tarifas correspondientes al período 2009-2013, se iniciará antes del 01 de abril de 2008. Posteriormente, dicho plazo fue postergado hasta antes del 01 de junio de 2008, por la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, la cual, a su vez, mediante el Artículo 2°, modificó los plazos consignados en el PROCEDIMIENTO;

Que, en este sentido, conforme con lo indicado en el considerando precedente y los plazos dispuestos en el PROCEDIMIENTO, la regulación de las tarifas correspondientes al período mayo 2009 – abril 2013, se desarrolló transcurriendo las siguientes etapas: Presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de las empresas concesionarias; revisión de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT por parte de OSINERGMIN; respuestas a las observaciones de admisibilidad, por parte de las empresas; notificación de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT; publicación en página Web de OSINERGMIN y convocatoria a audiencia pública de los Titulares; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; observaciones a los Estudios Técnicos Económicos de los Titulares de los SST y SCT, por parte del OSINERGMIN, y respuesta a las observaciones, por parte de las empresas concesionarias;

Que, asimismo, mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2009-OS/CD publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30 de enero del 2009, se dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para SST y SCT, correspondiente al período mayo 2009 – abril 2013, conforme a la etapa "j" del PROCEDIMIENTO;

Que, posteriormente, el 01 de abril de 2009, se publicó el Decreto Supremo N° 021- 2009-EM, modificando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas así como la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, con lo cual la primera regulación conjunta de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, quedó postergada del 01 de mayo al 01 de noviembre del 2009;

Que, al respecto, el citado Decreto Supremo modifica el procedimiento de aprobación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, disponiendo que en cada proceso regulatorio se deberán prever las siguientes etapas:

- i. Aprobación del Plan de Inversiones.
  - ii. Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MEM") con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3° del Reglamento de Transmisión.
  - iii. Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el MEM se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.
- En los plazos y formatos que establezca el MEM, los concesionarios le presentarán el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de ruta de las líneas y la ubicación de subestaciones.
- iv. Aprobación de los Peajes conforme al literal i), sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente.

Que, en tal sentido, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD se modificó el

PROCEDIMIENTO, aprobado mediante el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, a partir de la etapa "m", correspondiendo a dicha etapa la publicación de la resolución de aprobación del Plan de Inversiones, lo que se dio cumplimiento con la publicación de la RESOLUCIÓN el 30 de mayo de 2009;

Que, con fecha 22 de junio de 2009, ELSM interpuso recurso de reconsideración (en adelante "RECURSO") contra la RESOLUCIÓN, cuyo sustento fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo entre los días 01 y 02 de julio de 2009;

Que, conforme al PROCEDIMIENTO, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 07 de julio de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELSM.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ELSM solicita a OSINERGMIN proceda a revocar la RESOLUCIÓN, declarando fundado su recurso, y corregir la RESOLUCIÓN incorporando en el Plan de Inversiones en Transmisión de ELSM lo siguiente:

- a) Aprobación de la implementación de Bancos de Condensadores en Barras de 10 kV en las subestaciones de El Pedregal y Pueblo Nuevo, dentro del Plan de Inversiones del Sistema Chincha;
- b) Reprogramación para el año 2012, dentro del Plan de Inversiones del Sistema Pisco, de la instalación de tres (03) nuevas líneas de transmisión; a saber: (i) la línea de transmisión desde Independencia hasta la Derivación Paracas (24,8 km); (ii) la línea de transmisión de Alto La Luna a Paracas (15 km); y, (iii) la línea de transmisión de Alto La Luna a Derivación Alto La Luna (8,85 km); y
- c) Reprogramación dentro del Plan de Inversiones del Sistema Ica, de la implementación de las inversiones en Celdas de Alimentador SET AT/MT LUREN para el año 2010.

Que, como medio probatorio, ELSM presenta como Anexo 1-A de su recurso de reconsideración, el Informe Técnico N° GO/PO-002-2009 elaborado por el área técnica de ELSM.

### 2.1 CONDENSADORES 10 KV EN SISTEMA CHINCHA

#### 2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELSM señala que los usuarios finales que se derivan de las subestaciones de Chincha presentan una gran dificultad, la misma que consiste en la caída de tensión ocasionada por los inconvenientes en la regulación de la tensión en 60 kV y el subdimensionamiento vigente del sistema secundario de transmisión;

Que, a mayor abundamiento, agrega que en épocas de consumo alto, los niveles de tensión en 60 kV se encuentran fuera del rango de la regulación automática de los transformadores de potencia, y las consecuencias se perciben naturalmente en las redes de 10 kV. Al respecto, indica apreciarse claramente un ejemplo de esto en la SET Pedregal;

Que, de otro lado, manifiesta la recurrente que, si bien con el reforzamiento de la capacidad de transformación se superaría el problema referido a la satisfacción de la demanda proyectada, la no implementación de la tercera línea de transmisión daría lugar a agravar más el problema de tensión;

Que, en tal sentido, ELSM indica que debe implementarse alguna solución que le permita seguir brindando el servicio de energía eléctrica dentro de los estándares de calidad establecidos y satisfaciendo los niveles de demanda proyectados;



Que, por tanto, con la finalidad de solucionar temporalmente los problemas señalados, solicita la recurrente se apruebe dentro del Plan de Inversiones del Sistema Chincha, la implementación en el año 2009 de Bancos de Condensadores en Barras de 10 kV en las subestaciones de El Pedregal (3,6 MVAR, 3 pasos) y Pueblo Nuevo (4,8 MVAR, 4 pasos) lo que permitiría amenguar las caídas de tensión en horas punta hasta que entren en operación las nuevas líneas de transmisión que irán desde Independencia hasta Pueblo Nuevo.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, a fin de analizar este pedido, se han revisado los cálculos de flujos de potencia, año a año, del Área de Demanda 8 y, en particular, lo correspondiente al sistema eléctrico Chincha, habiéndose determinado que para el año 2011 se requiere la implementación de un banco de condensadores de 3X1,2 MVAR en barras de 10 kV de la SET Pedregal y de 3X1,2 MVAR en la SET Pueblo Nuevo, siendo ello suficiente para este sistema en condiciones de máxima demanda y normal operación;

Que, en este caso en particular, el banco de condensadores referido se implementa a cambio de aplazar el necesario reforzamiento de la transmisión existente, para seguir brindando el servicio de energía eléctrica dentro de los estándares de calidad establecidos en la NTCSE;

Que, sin embargo, bajo condiciones de contingencia (N-1) el sistema Chincha refleja un severo déficit de reactivos, por lo que, por razones de confiabilidad es necesaria la implementación, en la brevedad, de la nueva línea de transmisión en 60 kV entre las subestaciones Independencia y Pueblo Nuevo. Al respecto, ELSM en otro de sus pedidos que forman parte del recurso de reconsideración materia del presente informe, ha solicitado que las inversiones no se concentren en un solo año y sean programados con la antelación suficiente para llevar a cabo los estudios necesarios, así como la implementación y puesta en servicio de las obras, razón por la cual se está considerando la implementación de la nueva línea Independencia-Pueblo Nuevo, de 60 kV, para el año 2013;

Que, en función a los argumentos señalados, este petitorio de ELSM debe ser declarado fundado en parte en lo referente a la necesidad de implementar un banco de condensadores en la SET Pedregal, y en la SET Pueblo Nuevo, así como en lo referente a la necesidad de implementar la nueva línea de transmisión 60 kV Independencia-Pueblo Nuevo.

## **2.2 REPROGRAMACIÓN DE INVERSIONES EN EL SISTEMA PISCO**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente argumenta que el Plan de Inversiones aprobado para el Sistema Pisco, contempla la instalación de tres (03) nuevas líneas de transmisión; a saber: (i) la línea de transmisión desde Independencia hasta la Derivación Paracas (24,8km); (ii) la línea de transmisión de Alto La Luna a Paracas (15km); y, (iii) la línea de transmisión Alto La Luna- Derivación Alto La Luna (8,85 Km), todas programadas para el año 2010, lo que considera como un plazo poco razonable, toda vez que no permitiría llevar una adecuada coordinación de los estudios preliminares técnica y legalmente exigidos para la instalación y operación de dichas líneas de transmisión, tales como : Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA); por otro lado, no permitiría a ELSM realizar oportunamente las gestiones para el establecimiento de servidumbres;

Que, agrega la recurrente que, en efecto, como es de conocimiento del Consejo Directivo de OSINERGMIN, los procedimientos de aprobación de los EIA y de emisión

de los CIRA respectivos son procedimientos sumamente largos que contemplan el cumplimiento de múltiples requisitos, realización de inspecciones, emisión de informes, realización de talleres y audiencias públicas, en caso corresponda, en observancia de los plazos y etapas previamente establecidos;

Que, del mismo modo, señala ELSM, el establecimiento de servidumbres constituye un proceso engorroso y tiene una duración significativa, puesto que implica la negociación, coordinación y aprobación de todos los términos y condiciones de las servidumbres por parte de cada uno de los propietarios de los terrenos afectados, así como la suscripción de los contratos respectivos y el cumplimiento de las formalidades necesarias; todo ello sin tener en cuenta que en caso surja algún desacuerdo entre ELSM y alguno de los propietarios de los terrenos se tenga que proceder según el procedimiento de imposición de servidumbres ante el Ministerio de Energía y Minas, lo cual implicaría mucho mayor tiempo;

Que, asimismo, indica ELSM, que otro factor importante que debe tenerse en cuenta es la cantidad de inversiones programadas para ELSM en el año 2010. Así, manifiesta que, si se observan las inversiones establecidas hasta el año 2013, según fueron aprobadas en el Plan de Inversiones, se tendría que las inversiones programadas para el año 2010 son significativamente mayores que las programadas para los siguientes años, lo cual no refleja una racionalidad financiera en la generación de fondos, por lo que se hace necesario diferir los proyectos mencionados para el año 2012;

Que, en ese sentido, la recurrente solicita se re programe la fecha para la instalación de las líneas de transmisión, para el 30 de enero de 2012, lo cual considera permitirá un mejor manejo de los estudios preliminares (EIA, CIRA, Servidumbres) que redunde en un cumplimiento oportuno de los mismos, así como una adecuada distribución del flujo de inversiones para ELSM.

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a este pedido, es del caso precisar que conforme se presentó en la parte final del numeral 11.2.5 del Informe N° 0209-2009-GART, el cual sustentó el Plan de Inversiones del Área de Demanda 8, la propia propuesta de ELSM concentraba las inversiones entre los años 2009 y 2010, por lo que resulta contradictorio que ahora recién argumente que los plazos son inadecuados para la implementación y puesta en operación de las instalaciones previstas para el sistema eléctrico Pisco;

Que, no obstante, también es necesario mencionar que en el planteamiento de OSINERGMIN desarrollado en la parte C) del numeral 11.2.4.2 del citado Informe N° 0209-2009-GART, se señaló con respecto al sistema eléctrico Pisco:

*“...no obstante que según los resultados del análisis de flujos de potencia la implementación del plan de obras propuesto por OSINERGMIN para esta parte del sistema se requiere sea implementado recién el año 2012, se ha considerado conveniente adelantarlos para principios del año 2010 a fin de darle el nivel de confiabilidad apropiado para la atención del servicio eléctrico en la ciudad de Pisco”*

Que, en ese sentido y bajo los argumentos expuestos por la recurrente en este pedido de su recurso de reconsideración, se está considerando la postergación hasta el 30 de enero de 2012 de las inversiones previstas para el sistema eléctrico Pisco, según lo solicitado por la misma, por lo que queda bajo exclusiva responsabilidad de la titular las consecuencias que tendrá que afrontar ante condiciones de contingencia N-1, debido a esta postergación;

Que, en función a los argumentos expuestos, este petitorio efectuado por ELSM, debe ser declarado fundado.

## 2.3 IMPLEMENTACIÓN DE CELDAS MT EN SISTEMA ICA

### 2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que, en el Plan de Inversiones del Sistema Ica sólo se ha previsto la implementación de una (01) celda de alimentador, lo cual no permitiría cumplir el objetivo de descongestionar las cargas en las SET Parcona de REP, SET Ica Norte y SET Santa Margarita, mediante la nueva SET Luren;

Que, agrega ELSM, a mayor abundamiento, que la implementación de una única celda de alimentador en la nueva SET Luren no sería viable, pues no permitiría las transferencias de carga previstas a fin de mejorar la confiabilidad y satisfacer los requerimientos de demanda desde el primer año de operación de la indicada SET;

Que, en tal sentido, considera ELSM que la nueva SET Luren debe ser implementada para absorber la carga (demanda) de las subestaciones existentes: Ica-Parcona (REP), Ica Norte y Santa Margarita, encontrándose la demanda inicial a atender por esta nueva subestación en el orden de 10 MW;

Que, en ese orden de ideas, solicita se re programe para el año 2010 la implementación de las inversiones en Celdas de Alimentador previstas en el Plan de Inversiones para el año 2011.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, cabe aclarar que las transferencias de carga de la SET Parcona a la nueva SET Luren se previeron con el traslado de las respectivas celdas MT, razón por la cual se consideró adicionar celdas MT recién a partir del año 2011 según el crecimiento de la demanda;

Que, no obstante, en el entendido que existirían impedimentos para el traslado de las celdas MT de la SET Parcona a la SET Luren, se considera fundado el pedido de adelantar para el año 2010 la implementación de las celdas que habían sido previstas para el año 2011.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han expedido el informe N° 0327-2009-GART de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante "GART") de OSINERGMIN y el informe N° 307-2009-GART de la Asesoría Legal de la GART, los mismos que se incluyen como Anexos 1 y 2 de la presente resolución y complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la LPAG<sup>1</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, 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; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Electrosumedio S.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en el extremo referido a la implementación de bancos de condensadores en las SET El Pedregal y Pueblo Nuevo, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Electrosumedio S.A.

contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en los extremos relacionados con la reprogramación de la implementación de instalaciones para los sistemas eléctricos de Pisco e Ica, por las razones señaladas en los numerales 2.2.2 y 2.3.2 de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 4°.-** Incorpórese los Informes N° 0327-2009-GART – Anexo 1 y N° 307-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5°.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con sus Anexos en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

<sup>1</sup> **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos  
Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

## RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 132-2009-OS/CD

Lima, 30 de julio de 2009

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN") contra la cual la empresa Electronoroeste S.A. (en adelante "ELECTRONOROESTE"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

### 1.- ANTECEDENTES

Que, de conformidad al literal c) del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844 (en adelante "LCE"), se encuentran sujetas a regulación de precios las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución;

Que, de acuerdo al Artículo 20° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley de la Generación Eficiente"), el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), del Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") y del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST");

Que, la última parte del literal b del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley de la Generación Eficiente, explicita que las compensaciones y tarifas de los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST;

Que, de esta forma, las disposiciones legales antes citadas determinan la regulación de precios de las instalaciones de los SCT y de los SST, aplicándose para tales efectos, lo dispuesto en la LCE. Dicha regulación es competencia de OSINERGMIN, tal como lo determina el Artículo 62° de la LCE, que establece que las compensaciones y peajes por las redes del SST



serán reguladas por OSINERGMIN, así como también el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, al disponer que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44° y 62° de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el Artículo 27° de la Ley de la Generación Eficiente, serán fijadas por OSINERGMIN, de acuerdo a los criterios allí explicitados;

Que, la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, estableció los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios tarifarios que sustenten las propuestas de fijación tarifaria de los titulares de los SST y SCT;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B consta el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), el mismo que contiene las diferentes etapas que deben llevarse a cabo y los plazos para cada una de ellas;

Que, para la primera regulación conjunta de los SCT y los SST, la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD dispuso que el Procedimiento de Fijación para las tarifas correspondientes al período 2009-2013, se iniciará antes del 01 de abril de 2008. Posteriormente, dicho plazo fue postergado hasta antes del 01 de junio de 2008, por la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, la cual, a su vez, mediante el Artículo 2°, modificó los plazos consignados en el PROCEDIMIENTO;

Que, en este sentido, conforme con lo indicado en el considerando precedente y los plazos dispuestos en el PROCEDIMIENTO, la regulación de las tarifas correspondientes al período mayo 2009 – abril 2013, se desarrolló transcurriendo las siguientes etapas: Presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de las empresas concesionarias; revisión de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT por parte de OSINERGMIN; respuestas a las observaciones de admisibilidad, por parte de las empresas; notificación de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT; publicación en página Web de OSINERGMIN y convocatoria a audiencia pública de los Titulares; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; observaciones a los Estudios Técnicos Económicos de los Titulares de los SST y SCT, por parte del OSINERGMIN, y respuesta a las observaciones, por parte de las empresas concesionarias;

Que, asimismo, mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2009-OS/CD publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30 de enero del 2009, se dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para SST y SCT, correspondiente al período mayo 2009 – abril 2013, conforme a la etapa "j" del PROCEDIMIENTO;

Que, posteriormente, el 01 de abril de 2009, se publicó el Decreto Supremo N° 021- 2009-EM, modificando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas así como la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, con lo cual la primera regulación conjunta de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, quedó postergada del 01 de mayo al 01 de noviembre del 2009;

Que, al respecto, el citado Decreto Supremo modifica el procedimiento de aprobación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, disponiendo que en cada proceso regulatorio se deberán prever las siguientes etapas:

- i. Aprobación del Plan de Inversiones.
- ii. Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio

de Energía y Minas (en adelante "MEM") con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3° del Reglamento de Transmisión.

iii. Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el MEM se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.

En los plazos y formatos que establezca el MEM, los concesionarios le presentarán el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de ruta de las líneas y la ubicación de subestaciones.

iv. Aprobación de los Peajes conforme al literal i), sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente.

Que, en tal sentido, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD se modificó el PROCEDIMIENTO, aprobado mediante el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, a partir de la etapa "m", correspondiendo a dicha etapa la publicación de la resolución de aprobación del Plan de Inversiones, lo que se dio cumplimiento con la publicación de la RESOLUCIÓN el 30 de mayo de 2009;

Que, con fecha 22 de junio de 2009, ELECTRONOROESTE interpuso recurso de reconsideración (en adelante "RECURSO") contra la RESOLUCIÓN, cuyo sustento fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo los días 01 y 02 de julio de 2009;

Que, conforme al PROCEDIMIENTO, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 07 de julio de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELECTRONOROESTE.

## **2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, ELECTRONOROESTE solicita que se declare fundado el RECURSO y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, considerando lo siguiente:

1. Modificar la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD e incluir en el Plan de Inversiones de los Sistemas de Transmisión para el Área de Demanda 1, las instalaciones que se excluyeron de los planes de inversiones ejecutados y previstos por ELECTRONOROESTE y que respondían a alternativas óptimas para la atención a la demanda en su zona;

Que, acompaña como anexos del Recurso los siguientes documentos:

- Plan de inversiones revisado, precisando en comentarios la solicitud de reconsideración en los ítems que corresponde.
- Información de la Carga – Usuarios Menores.
- Detalle de las instalaciones ingresadas desde el 24-07-2006 al 30-04-2009, resaltando los ítems a considerar.

### **2.1 SE MODIFIQUE EL PLAN DE INVERSIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN PARA EL ÁREA DE DEMANDA 1**

#### **2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, el sustento de dicho petitorio tiene tres secciones que versan sobre lo siguiente:

- Demanda Considerada;
- Obras e Inversiones puestas en servicio en el período 2006 – 2009; y
- Plan de Obras Revisado.

#### **Demanda Considerada**

Que, la recurrente sostiene que el comportamiento del consumo de energía en ELECTRONOROESTE se ha incrementado en el año 2007 en 9,64% y en el año 2008 en 12,62%, con respecto al 2007, es decir mayor en 3,72% al previsto en el estudio de OSINERGMIN; indica además que tales cifras de crecimiento del consumo de energía son verificables y al no ser consideradas ocasionan errores en la determinación del Plan de Inversiones. Al respecto, ELECTRONOROESTE adjunta un cuadro del consumo de energía en los años 2007 y 2008;

Que, de su análisis, la recurrente concluye que a nivel de sistema eléctrico, la demanda se incrementó en 11,71%, a nivel de centro de transformación se incrementó en 14,28% y a nivel de aporte al Sistema Interconectado Nacional se incrementó en 10,76%, concluyendo que las tasas de crecimiento de potencia y energía son muchos mayores a las consideradas por OSINERGMIN.

#### **Obras e Inversiones puestas en servicio en el período 2006 – 2009**

Que, señala la recurrente que en el informe de OSINERGMIN no se ha considerado todas las obras y correspondientes inversiones que se han ejecutado por parte de ELECTRONOROESTE entre los años 2006 y 2009, las cuales han sido necesarias para atender adecuadamente el incremento de la demanda que se ha presentado en dicho período; la cual, señala, ha sido muy superior al ritmo de crecimiento que se tenía hasta el año 2000;

Que, la recurrente adjunta cuadro mostrando el detalle de las instalaciones ingresadas entre el 24-07-2006 y 30-04-2009.

#### **Plan de Obras Revisado**

Que, la recurrente adjunta un cuadro con el Plan de Inversiones revisado, solicitando sea validado por OSINERGMIN;

Que, agrega la recurrente, OSINERGMIN puede aprobar o modificar la planificación realizada por los concesionarios, pero ello no puede significar en modo alguno un ejercicio arbitrario de la discrecionalidad del organismo regulador.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

#### **Demanda Considerada**

Que, OSINERGMIN ha considerado la información histórica de ventas de energía desde el año 1996 hasta el año 2007 y, si bien es cierto la recurrente dispone de la información del año 2008, en el inicio del presente proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones (junio de 2008), las titulares reportaron información histórica disponible al año 2007, en concordancia con la NORMA TARIFAS;

Que, las máximas demandas proyectadas por la recurrente y OSINERGMIN para el Área de Demanda 1 fueron 173,8 MW y 192,5 MW, respectivamente, mientras que la máxima demanda real fue de 185,2 MW;

Que, la demanda proyectada por OSINERGMIN es superior debido principalmente a la inclusión de cargas adicionales que fueron sustentadas en su estudio tarifario así como en la etapa de Opiniones y Sugerencias;

Que, la demanda total del Área de Demanda 1 proyectada por OSINERGMIN es ligeramente mayor a la demanda real que se dio para el año 2008 y no inferior en 3% como señala la recurrente;

Que, en función a los argumentos señalados, este aspecto del extremo del RECURSO solicitando la modificación de la demanda proyectada para el Área de Demanda 1 debe ser declarado infundado.

#### **Obras e Inversiones puestas en servicio en el período 2006 – 2009**

Que, en consideración a lo señalado en el numeral 11.2.5 del Informe N° 0202-2009-GART, en el que se indicaba que las altas consideradas en el Plan de Inversiones, materia de dicho informe, aún estaban sujetas a revisión dado que a la fecha de realización del mencionado informe, no todas las titulares habían presentado la información que las sustentaba;

Que, se ha incorporado información de verificación en campo remitida por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) del OSINERGMIN, información que ha sido contrastada con el listado de instalaciones presentada por la recurrente en el Anexo 03 del RECURSO;

Que, producto de la verificación mencionada, se encontró que, efectivamente existen obras e inversiones puestas en servicio en el período 2006 – 2009 correspondiente a la recurrente;

Que, en conclusión, este aspecto del extremo del petitorio efectuado por la recurrente debe ser declarado fundado en parte considerando como altas de transmisión sólo las instalaciones certificadas por la GFE de OSINERGMIN;

#### **Plan de Obras Revisado**

Que, la recurrente no presenta sustento alguno que justifique su solicitud de cambio de algunas fechas y elementos del Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 1;

Que, aún así OSINERGMIN procedió a analizar los elementos de transmisión donde la titular pide su reconsideración en función a la información presentada en las etapas anteriores del proceso, análisis que se presenta en detalle en el Informe N° 0328-2009-GART;

Que, según el informe citado, los siguientes elementos solicitados no tienen justificación para ser incluidos dentro del Plan de Inversiones:

- 08 Celda de Alimentador, SET AT/MT, 10 kV, Tumbes.
- Transformador de Potencia, SET AT/MT Loma de Viento.
- Transformador de Potencia, SET AT/MT Paita.
- 02 Celda de Transformador, SET AT/MT Paita
- 02 Celda de Alimentador, SET AT/MT Paita

Que, según el informe citado, no se acepta la postergación de la inversión de los siguientes elementos:

- Celda de Alimentador, SET AT/MT, 23kV, Zarumilla
- Transformador de Potencia, SET AT/MT Zarumilla
- 03 Celdas de Transformador, SET MAT/AT Zorritos REP
- Celda de Alimentador, SET MAT/AT Zorritos REP
- Celda de Línea, SET AT/MT Paita

Que, respecto a los fundamentos de derecho, la recurrente no señala qué principio regulatorio no ha cumplido OSINERGMIN no existiendo por lo tanto, pedido alguno relacionado a este punto;

Que, por lo expuesto, se concluye que este aspecto del extremo del RECURSO debe ser declarado fundado en parte.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0328-2009-GART y N° 310-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, los mismos que se incluyen como

Anexos 1 y 2 de la presente resolución y complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la LPAG<sup>1</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, 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; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

RESUELVE:

**Artículo 1º.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronoroeste S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en el aspecto del extremo del recurso donde solicita considerar como altas la relación de instalaciones de transmisión que adjunta en el Anexo 01 de su recurso de reconsideración, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2º.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronoroeste S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en el aspecto del extremo del recurso donde solicita la modificación e inclusión de nuevos elementos en el Plan de Inversiones que adjunta en el Anexo 01 de su recurso de reconsideración, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3º.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronoroeste S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en el aspecto del extremo referido a la solicitud de incrementar el porcentaje de la tasa de crecimiento del Área de Demanda 1 por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4º.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 5º.-** Incorpórese los Informes N° 328-2009-GART – Anexo 1 y N° 310-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 6º.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con sus Anexos en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 133-2009-OS/CD**

Lima, 30 de julio de 2009

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN") contra la cual la empresa Electronorte S.A. (en adelante "ELECTRONORTE"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**1.- ANTECEDENTES**

Que, de conformidad al literal c) del Artículo 43º de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844 (en adelante "LCE"), se encuentran sujetas a regulación de precios las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución;

Que, de acuerdo al Artículo 20º de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley de la Generación Eficiente"), el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante "SGT"), del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), del Sistema Principal de Transmisión (en adelante "SPT") y del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST");

Que, la última parte del literal b) del numeral 27.2 del Artículo 27º de la Ley de la Generación Eficiente, explícita que las compensaciones y tarifas de los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST;

Que, de esta forma, las disposiciones legales antes citadas determinan la regulación de precios de las instalaciones de los SCT y de los SST, aplicándose para tales efectos, lo dispuesto en la LCE. Dicha regulación es competencia de OSINERGMIN, tal como lo determina el Artículo 62º de la LCE, que establece que las compensaciones y peajes por las redes del SST serán reguladas por OSINERGMIN, así como también el Artículo 139º del Reglamento de la LCE, al disponer que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el Artículo 27º de la Ley de la Generación Eficiente, serán fijadas por OSINERGMIN, de acuerdo a los criterios allí explicitados;

Que, la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, estableció los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios tarifarios que sustenten las propuestas de fijación tarifaria de los titulares de los SST y SCT;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B consta el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), el mismo que contiene las diferentes etapas que deben llevarse a cabo y los plazos para cada una de ellas;

Que, para la primera regulación conjunta de los SCT y los SST, la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD dispuso que el Procedimiento de Fijación para las tarifas correspondientes al período 2009-2013, se iniciará antes del 01 de abril de 2008. Posteriormente, dicho plazo fue postergado hasta antes del 01 de junio de 2008, por la

<sup>1</sup> **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos  
Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, la cual, a su vez, mediante el Artículo 2°, modificó los plazos consignados en el PROCEDIMIENTO;

Que, en este sentido, conforme con lo indicado en el considerando precedente y los plazos dispuestos en el PROCEDIMIENTO, la regulación de las tarifas correspondientes al período mayo 2009 – abril 2013, se desarrolló transcurriendo las siguientes etapas: Presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de las empresas concesionarias; revisión de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT por parte de OSINERGMIN; respuestas a las observaciones de admisibilidad, por parte de las empresas; notificación de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT; publicación en página Web de OSINERGMIN y convocatoria a audiencia pública de los Titulares; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; observaciones a los Estudios Técnicos Económicos de los Titulares de los SST y SCT, por parte del OSINERGMIN, y respuesta a las observaciones, por parte de las empresas concesionarias;

Que, asimismo, mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2009-OS/CD publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30 de enero del 2009, se dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para SST y SCT, correspondiente al período mayo 2009 – abril 2013, conforme a la etapa “j” del PROCEDIMIENTO;

Que, posteriormente, el 01 de abril de 2009, se publicó el Decreto Supremo N° 021- 2009-EM, modificando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas así como la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, con lo cual la primera regulación conjunta de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, quedó postergada del 01 de mayo al 01 de noviembre del 2009;

Que, al respecto, el citado Decreto Supremo modifica el procedimiento de aprobación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, disponiendo que en cada proceso regulatorio se deberán prever las siguientes etapas:

i. Aprobación del Plan de Inversiones.

ii. Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MEM”) con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3° del Reglamento de Transmisión.

iii. Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el MEM se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.

En los plazos y formatos que establezca el MEM, los concesionarios le presentarán el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de ruta de las líneas y la ubicación de subestaciones.

iv. Aprobación de los Peajes conforme al literal i), sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente.

Que, en tal sentido, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD se modificó el PROCEDIMIENTO, aprobado mediante el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, a partir de la etapa “m”, correspondiendo a dicha etapa la publicación de la resolución de aprobación del Plan de Inversiones, lo que se dio cumplimiento con la publicación de la RESOLUCIÓN el 30 de mayo de 2009;

Que, con fecha 22 de junio de 2009, ELECTRONORTE interpuso recurso de reconsideración (en adelante “RECURSO”) contra la RESOLUCIÓN, cuyo sustento fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo los días 01 y 02 de julio de 2009;

Que, conforme al PROCEDIMIENTO, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 07 de julio de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELECTRONORTE.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ELECTRONORTE solicita que se declare fundado el RECURSO y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, considerando lo siguiente:

1. Se apruebe la construcción de la nueva subestación Lambayeque Sur, a ubicarse entre la SET Chiclayo Oeste y la SET Lambayeque;

2. Se modifique la relación de transformación 60/10 kV de la subestación Las Pampas por 60/22,9 kV;

3. Se corrija la inversión de la Subestación Cutervo por US\$ 2 500 000 asignada para el Ministerio de Energía y Minas para ELECTRONORTE;

4. Se reconsidere el cronograma del Plan de Inversiones, según el presupuesto de obras de transmisión de ELECTRONORTE;

5. Se incluya en el Plan de Inversiones la construcción de la L.T. 138 kV Carhuaquero - Olmos;

Que, acompaña como anexos del RECURSO los siguientes documentos:

1. Copia del documento de identidad del representante legal de ELECTRONORTE Juan Miguel Lara Doig.

2. Comparación económica de la propuesta de OSINERGMIN (inversión en subestación Lambayeque existente) y la propuesta de ELECTRONORTE (inversión en nueva subestación Lambayeque Sur.

3. Relación de factibilidades y ampliaciones de potencias otorgadas a futuros usuarios (años 2008 y 2009).

4. Archivo magnético del plano de ubicación de las demandas rurales y agroindustriales del proyecto Olmos, previstas atender en el año 2011.

5. Estudio de mercado para el estudio definitivo de la nueva SET Las Pampas y LT Olmos – Las Pampas.

6. Estudio definitivo de la subestación Las Pampas de Olmos, el cual se adjunta en medio magnético.

7. Contrato de Compra-Venta N° GR-01-2009 para la adquisición de un transformador de potencia 138/22,9/13,2 kV, 8-10/8-10/2,5-3 MVA (ONAN-ONAF) firmado entre ELECTRONORTE y DELCROSA el 09 de enero de 2009.

8. Aviso de convocatoria a concurso público para la ejecución de la Obra “Suministro, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la subestación Cutervo 138/22,9/13,2 kV” realizado el 03 de enero de 2009.

9. Contrato N° GR/L-58-2009 celebrado entre ELECTRONORTE y la empresa CAME Contratistas y Servicios Generales para la obra “Suministros Complementarios, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la subestación Cutervo 138/22,9/13,2 kV” el 29 de abril de 2009.

10. Acta de entrega de terreno de parte de ELECTRONORTE a la empresa CAME Contratistas y Servicios Generales para la ejecución de la obra “Suministros Complementarios, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la subestación Cutervo 138/22,9/13,2 kV” efectuado el 04 de junio de 2009.

11. Cronograma de Plan de Inversiones propuesto por ELECTRONORTE.

12. Poder con el que actúa el apoderado.

## **2.1 APROBACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN LAMBAYEQUE SUR**

### **2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente solicita se apruebe la construcción de la nueva subestación Lambayeque Sur, que se ubicaría entre la SET Chiclayo Oeste y la SET Lambayeque, de acuerdo a los siguientes motivos:

a) Se estarían ejecutando inversiones en instalaciones de terceros (Proyecto especial Olmos Tinajones – PEOT).

Dado que la propuesta de OSINERGMIN considera la ampliación de potencia (reemplazo) en la actual SET Lambayeque de propiedad de PEOT, la recurrente tendría diversos problemas para su implementación considerando que: (i) la recurrente condicionaría la ejecución de la obra a la aceptación de PEOT del reemplazo y detalles complementarios, así como, (ii) aún con la imposición de un mandato de conexión, ello traería consigo el retraso de las inversiones;

Dado el mecanismo de desagregación del cargo de peaje entre los titulares del Área de Demanda N° 02, a ningún propietario le sería conveniente dar de baja a instalaciones plenamente operativas, porque le generaría un menor ingreso;

La aprobación de inversiones de diferentes titulares en una misma subestación conllevaría a diversos problemas dado que no podrían definirse claramente las responsabilidades y competencias de los agentes;

b) Agrega ELECTRONORTE que la propuesta de OSINERGMIN generaría una inversión adicional en redes de distribución de US\$ 500 000.

Señala que la evaluación económica de las alternativas que realizó OSINERGMIN, no ha tenido en cuenta la afectación de la eficiencia económica total con el incremento de costos del conjunto de transmisión más distribución;

Indica que no considerar la nueva subestación Lambayeque Sur originaría realizar mayores inversiones en distribución, por el hecho de incrementar las salidas en media tensión, instalar nuevas redes y/o reforzar las instalaciones existentes que sirvan para mantener los niveles de calidad de producto, debido a que la actual subestación Lambayeque se ubicaría demasiado distante del centro de carga, para lo cual la recurrente presenta una evaluación (Anexo N° 02 del RECURSO).

c) La propuesta considera la construcción de la subestación en centro de carga.

La relación de factibilidades y ampliaciones de potencia otorgadas a futuros usuarios hacen un total de 5.7 MW de demanda potencial en la zona cuyo centro de carga determina la necesidad de construir la Subestación Lambayeque Sur;

Que, la recurrente señala que ampliar la subestación Lambayeque (de propiedad de PEOT), equivaldría a un desembolso económico de US \$ 2 309 739,42, monto superior a la propuesta de la recurrente cuyo monto sería de US \$ 1 940 056,61, de acuerdo al detalle de cuadros presentados en el RECURSO.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la observación relacionada a la ejecución de inversiones dentro de obras de terceros se tiene que, de acuerdo a la normativa vigente, si una alternativa tiene factibilidad técnica económica, frente a otras soluciones, no puede ser desechada por el solo hecho de involucrar instalaciones de terceros, debido a que, en los artículos 33 y el artículo 34 inciso d) la LCE, se establece el libre uso por parte de terceros de las redes eléctricas de las empresas de Transmisión y Distribución, respectivamente, con lo cual se acepta el carácter monopólico bajo la cual se encontrarían estas instalaciones y la repercusión en el desempeño del mercado eléctrico;

Que, tal como bien señala la recurrente, en caso de existir discrepancias OSINERGMIN podría dictar un Mandato de Conexión a su favor, a fin de hacer un uso óptimo de las instalaciones, lo cual reduce la necesidad de instalaciones adicionales para atender un adecuado suministro eléctrico, para lo cual se deberán seguir los procedimientos establecidos en la normatividad vigente;

Que, en relación al impacto de la baja de instalaciones operativas, dichas bajas corresponden a instalaciones que llegan al final de su vida útil, quedando las instalaciones operativas en reserva y por lo tanto con su correspondiente alícuota, lo cual genera el compromiso expreso de la titular de mantener plenamente operativa dicha instalación para su puesta en servicio cuando se la requiera;

Que, en relación a la observación de la recurrente, en el sentido que las responsabilidades compartidas entre agentes constituyen causas que impiden la ejecución de inversiones en instalaciones de terceros, se debe aclarar que, a la fecha existen dichos tipos de instalaciones sin que se presenten los problemas señalados por la recurrente, como por ejemplo las siguientes subestaciones: SET Vizcarra (ISA, Antamina, ETESELVA), SET Santa Rosa (Edelnor, Luz del Sur, Edegel, REP), SEPANU (REP, Eteselva), etc.;

Que, respecto a la afirmación que el Plan de Inversiones generaría una inversión adicional en redes de distribución de US\$ 500 000, se debe aclarar que la comparación de alternativas presentada por la recurrente en el Anexo 2 del RECURSO, incurre en la siguiente falla que se detalla a continuación;

- El rubro que causa la mayor diferencia en costos corresponde al ítem 1. Mientras que en la alternativa atribuida a OSINERGMIN se valorizan 9,3 Km, de línea en 60 kV, en la alternativa de la recurrente se valorizan 5,5 Km de línea, lo cual no es correcto ya que, tal como se explicó en el Informe N° 0203-2009-GART, sección 11.2, la referida línea no sólo se justifica para la ampliación de la subestación Lambayeque, sino que constituye una parte de la solución integral a la caída de tensiones que se registrarían en las SET Illimo, Motupe, Occidente, Olmos y la nueva SET Pampas de Olmos, solución que no contempla la alternativa de la recurrente. Es decir, en el caso de que se hiciera la SET Lambayeque Sur, sería necesaria la línea en 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque, monto (US\$ 714 153) que habría que sumar a la alternativa de la recurrente;

- El impacto en la distribución de ambas alternativas no sería muy diferente ya que la subestación Lambayeque Sur propuesta por la recurrente, está cercana a la subestación Lambayeque actual, por tanto las inversiones en redes de distribución resultan comparables;

Que, respecto al comentario que de la subestación propuesta se ubicaría en el centro de carga se tiene que, de la misma información proporcionada por la recurrente, se puede observar que la subestación Lambayeque existente es la que se ubica en el centro de carga de las factibilidades mostradas, más aún si se tiene en cuenta que en promedio, con un alimentador en 10 kV se pueden atender cargas en un radio de 10 Km (la distancia entre la SET Chiclayo Oeste y la SET Lambayeque es de 9 Km aproximadamente), por lo que el radio promedio de atención se encuentra en el orden de 4,5 km;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por la recurrente debe ser declarado infundado en el extremo de considerar la L.T. 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur y la subestación Lambayeque Sur 60/10 kV como parte del Plan de Inversiones.

## **2.2 MODIFICACIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 60/10 KV DE LA SUBESTACIÓN LAS PAMPAS**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente solicita al OSINERGMIN corregir la RESOLUCIÓN de manera que se utilice un nivel de

tensión de 22,9 kV en la nueva subestación Pampas de Olmos, en base a lo siguiente:

- El nuevo Código Nacional de Electricidad establece como nivel de tensión estándar para distribución 22,9 kV.
- La dispersión y lejanía de las cargas (30 Km) comprometidas a través de factibilidades otorgadas y futuras de cargas especiales de la zona; más las demandas de cargas rurales y agroindustriales del proyecto Olmos, prevista atender en el año 2011.

Que, la recurrente adjunta en el RECURSO (Anexo N° 06) el estudio de mercado y el estudio definitivo de la subestación Las Pampas de Olmos.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en los Anexos N° 05 y N° 06 presentados en el RECURSO se observa que, efectivamente, las cargas futuras previstas a alimentar (cargas del valle de Olmos, cargas de la zona de riego del Proyecto Olmos etc.) presentan lejanía y dispersión que amerita la elección de 22,9 kV como tensión secundaria en lugar de 10 kV como había considerado OSINERGMIN para la nueva subestación Pampa de Olmos en concordancia con lo recomendado por el Código Nacional de Electricidad y las tensiones normalizadas establecidas en la NORMA TARIFAS;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

### 2.3 CORRECCIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SUBESTACIÓN CUTERVO ASIGNADA AL MEM CUANDO ELECTRONORTE ES LA QUE EFECTUARÁ Y FINANCIARÁ DICHA INSTALACIÓN

#### 2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala la recurrente, OSINERGMIN está reconociendo la inversión de la SET Cutervo al MEM, cuando en realidad será ELECTRONORTE la que efectuará y financiará esta instalación, para lo cual adjuntan en el RECURSO los documentos que sustentan lo siguiente:

- Con fecha 03 de enero de 2009, convoca a concurso público para la ejecución de la Obra "Suministro, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la Subestación Cutervo 138/22.9/13.2 kV" (Anexo N° 08 del RECURSO);
- Con fecha 09 de enero de 2009, se suscribe el contrato GR-01-2009 para encargar la construcción del transformador de potencia 138/22.9/13.2 kV, 8(10)/8(10)/2,5(3) MVA (ONAN-ONAF) para la subestación Cutervo (Anexo N° 07 del RECURSO);
- Con fecha 29 de abril de 2009, se suscribe el contrato GR/L-58-2009 para la ejecución de la Obra "Suministros Complementarios, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la Subestación de Potencia Cutervo 138/22,9/13,2 kV", a la empresa CAME Contratista y Servicios Generales (Anexo N° 09 del RECURSO);
- Con fecha 04 de junio de 2009 hace entrega de terreno a la Empresa CAME Contratista y Servicios Generales para la ejecución de la Obra "Suministros Complementarios, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de la Subestación de Potencia Cutervo 138/22,9/13,2 kV (Anexo N° 10 del RECURSO).

#### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, vista la documentación presentada por la recurrente, consistente en: el acta de entrega del terreno para la SET Cutervo y el contrato N° GR/L-58-2009/ELN para el montaje, obras civiles, pruebas y puesta en servicio de la SE Cutervo, ELECTRONORTE demuestra que la subestación Cutervo es financiada totalmente con

recursos propios, Por lo tanto, se debe considerar dentro del Plan de Inversiones a la futura subestación Cutervo como propiedad de la recurrente;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

### 2.4 REVISIÓN DEL CRONOGRAMA DE INVERSIONES

#### 2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsiderar el cronograma del plan de inversiones en vista que ELECTRONORTE ha evaluado su capacidad de inversión, así como la proyección de demanda futura, de manera de no afectar la disponibilidad de oferta de transmisión y transformación a los usuarios, para lo cual adjunta en el RECURSO un cuadro que resume la reformulación solicitada.

#### 2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, es necesario señalar que la recurrente no adjunta documentación o cálculos que sustenten su pedido; por ejemplo: pronóstico de demanda, verificación de la no existencia de sobrecargas debido a la postergación de obras solicitadas, etc.;

Que, el Plan de Inversiones publicado en la RESOLUCIÓN para el Área de Demanda 2, así como para las demás áreas, corresponde al dimensionamiento de las instalaciones de transmisión que conforman el sistema eléctrico a remunerar y debe corresponder al principio de adaptación a la demanda.

Que, a fin de comprobar la viabilidad de retrasar las inversiones señaladas por la recurrente, OSINERGMIN ha procedido a evaluar dicho impacto en los flujos de potencia que sustentan el Plan de Inversiones aprobado en la RESOLUCIÓN.

#### Subestación Chiclayo Norte

Que, la postergación de la ampliación de la SET Chiclayo Norte para febrero de 2010 en vez de octubre de 2009 como se indica en el Plan de Inversiones, es factible, dado que el transformador de 17,5 MVA (ONAF) presentaría una sobrecarga de 0,33% en el 2009 siendo un valor admisible de operación en horas de punta y durante un breve período de tiempo para transformadores de potencia.

#### Subestación Cutervo

Que, actualmente la provincia de Cutervo es abastecida de energía por la C.H. Guineamayo y, debido a que no se cuenta con mayores ofertas de generación, el MEM tiene previsto implementar la L.T. 138 kV Carhuaquero-Jaén para el año 2009 a fin de reforzar la zona Nor-Oriental hasta Jaén, por lo que OSINERGMIN considera que la subestación Cutervo debiera entrar en operación en la misma oportunidad que la línea Carhuaquero-Jaén; sin embargo, dada la problemática planteada por la recurrente y al no haber ningún otro impedimento operativo, se debiera aceptar su solicitud de postergar la implementación de la SET Cutervo 138/23/10 kV para abril de 2010, por lo que cualquier consecuencia de dicha postergación de la fecha originalmente prevista, será de exclusiva responsabilidad de la recurrente.

#### Subestación Chiclayo Oeste

Que, la postergación del aumento de capacidad del transformador de potencia 60/10 kV de la SET Chiclayo Oeste solicitada por la recurrente para noviembre de 2012 en vez de octubre de 2011 como se indica en el Plan de Inversiones, se debe mencionar que dicha reprogramación implicaría que el transformador de 17,5 MVA (ONAF) presentaría una sobrecarga de 14,07% en el año 2011, que si bien es cierto, podría ser tolerada por

un corto período de tiempo, ello reduciría el tiempo de vida del transformador, lo cual no es recomendable. Otra solución consistiría en despachar generación térmica local encareciendo el despacho diario, lo cual es precisamente lo que el Plan de Inversiones intenta evitar. Por tanto, no se justifica aceptar el retraso del cambio de fecha formulado por la recurrente para dicho transformador.

#### **Línea Olmos – Las Pampas y la SET Pampas de Olmos**

Que, la necesidad de la subestación Pampas de Olmos obedece en mayor parte a la demanda asociada al proyecto de irrigación Pampas de Olmos;

Que, dada la problemática planteada por la recurrente y al no haber ningún otro impedimento operativo, la postergación de la L.T. Olmos-Las Pampas de Olmos 60 kV y la subestación Pampas de Olmos de octubre de 2010 para noviembre de 2011, solicitada por la recurrente, debiera ser aceptada, con la salvedad que, cualquier consecuencia de la postergación de la fecha originalmente prevista, será de exclusiva responsabilidad de la recurrente;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por ELECTRONORTE, materia del presente análisis, debe ser declarado fundado en parte en el extremo de considerar el retraso: (i) para febrero de 2010 la ampliación de Chiclayo Norte, (ii) para abril de 2010 la implementación de la subestación Cutervo bajo responsabilidad del recurrente, (iii) para noviembre de 2011 la implementación de la LT 60 kV Olmos – Pampas de Olmos y la subestación Pampas de Olmos bajo responsabilidad del recurrente; y no considerar el retraso para noviembre de 2012 de la ampliación de la subestación Chiclayo Oeste.

### **2.5 INCLUSIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA L.T. 138 KV CARHUAQUERO - OLMOS**

#### **2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, señala la recurrente, debido al requerimiento de la demanda potencial del proyecto de irrigación de las Pampas de Olmos (15 MW), debe incluirse la construcción de la L.T. Carhuaquero – Olmos 138 kV en el plan de inversiones.

#### **2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, a la fecha se han llevado a cabo las etapas de revisión de: 1) admisibilidad, 2) respuesta a las observaciones de admisibilidad, 3) notificación de admisibilidad, 4) audiencia pública para que la recurrente exponga su propuesta tarifaria, 5) observaciones al estudio técnico económico de ELECTRONORTE, 6) la respuesta de las mismas, 7) la pre-publicación de las tarifas y compensaciones de SST y SCT para el período 2009-2013, 8) presentación de opiniones y sugerencias a dicha pre-publicación, y en ninguna de dichas etapas mencionadas la recurrente planteó el requerimiento de la L.T. 138 kV Carhuaquero – Olmos, requerimiento que recién solicita en el RECURSO;

Que, la recurrente no ha adjuntado como parte del RECURSO análisis técnico-económico alguno que permita tener en cuenta la necesidad de considerar dicho elemento, así como tampoco ha indicado en qué fecha se requeriría la puesta en servicio de dicha instalación;

Que, la demanda de 15 MW adicional, prevista en el proyecto de irrigación de Pampas de Olmos, no justifica la respectiva inversión en una línea de transmisión del nivel de tensión indicada, adicional al hecho que se está considerando la implementación de la SET Pampas de Olmos para el año 2011;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0329-

2009-GART y N° 312-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, los mismos que se incluyen como Anexos 1 y 2 de la presente resolución y complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la LPAG<sup>1</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, 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; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

#### **RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronorte S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en los extremos del recurso que solicita corregir la RESOLUCIÓN de manera que se utilice un nivel de tensión de 22,9 kV en la nueva subestación Pampas de Olmos, y se reconozca la inversión de la SET Cutervo a Electronorte S.A. dentro del Plan de Inversiones por las razones señaladas en los numerales 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronorte S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en el extremo del recurso donde solicita la revisión del cronograma de inversiones, por las razones señaladas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electronorte S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en los extremos del recurso referido a la solicitud de considerar la L.T. 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur y la subestación Lambayeque Sur 60/10 kV y la inclusión de la construcción de la L.T. 138 kV Carhuaquero - Olmos como parte del Plan de Inversiones por las razones señaladas en los numerales 2.1.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 5°.-** Incorpórese los Informes N° 0329-2009-GART – Anexo 1 y N° 312-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 6°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con sus Anexos en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

<sup>1</sup> **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos  
Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 134-2009-OS/CD**

Lima, 30 de julio de 2009

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN") contra la cual la empresa Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**1.- ANTECEDENTES**

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B consta el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "PROCEDIMIENTO"), el mismo que contiene las diferentes etapas que deben llevarse a cabo y los plazos para cada una de ellas;

Que, para la primera regulación conjunta de los Sistemas Complementarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SCT" y "SST"), la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD dispuso que el Procedimiento de Fijación para las tarifas correspondientes al período 2009-2013, se iniciará antes del 01 de abril de 2008. Posteriormente, dicho plazo fue postergado hasta antes del 01 de junio de 2008, por la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, la cual, a su vez, mediante el Artículo 2°, modificó los plazos consignados en el PROCEDIMIENTO;

Que, en este sentido, conforme con lo indicado en el considerando precedente y los plazos dispuestos en el PROCEDIMIENTO, la regulación de las tarifas correspondientes al período mayo 2009 – abril 2013, se desarrolló transcurriendo las siguientes etapas: Presentación de los Estudios Técnico Económicos por parte de las empresas concesionarias; revisión de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT por parte de OSINERGMIN; respuestas a las observaciones de admisibilidad, por parte de las empresas; notificación de admisibilidad de las propuestas de peajes y compensaciones de los SST y SCT; publicación en página Web de OSINERGMIN y convocatoria a audiencia pública de los Titulares; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; observaciones a los Estudios Técnicos Económicos de los Titulares de los SST y SCT, por parte del OSINERGMIN, y respuesta a las observaciones, por parte de las empresas concesionarias;

Que, asimismo, mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2009-OS/CD publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30 de enero del 2009, se dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para SST y SCT, correspondiente al período mayo 2009 – abril 2013, conforme a la etapa "j" del PROCEDIMIENTO;

Que, posteriormente, el 01 de abril de 2009, se publicó el Decreto Supremo N° 021- 2009-EM, modificando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas así como la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, disponiendo, entre otros, que la primera regulación conjunta de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, quede postergada del 01 de mayo al 01 de noviembre del 2009;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 055-2009-OS/CD se modificó el PROCEDIMIENTO, aprobado mediante el Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD, a partir de la etapa "m", correspondiendo a dicha etapa la publicación de la resolución de aprobación del Plan de Inversiones, lo que se dio cumplimiento con la publicación de la RESOLUCIÓN el 30 de mayo de 2009;

Que, con fecha 22 de junio de 2009, ELECTROCENTRO interpuso recurso de reconsideración (en adelante "RECURSO") contra la RESOLUCIÓN, cuyo sustento no fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo los días 01 y 02 de julio de 2009;

Que, conforme al PROCEDIMIENTO, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 07 de julio de 2009, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELECTROCENTRO.

**2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, ELECTROCENTRO solicita que OSINERGMIN reconsidere lo establecido en la Resolución Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 075-2009-OS/CD, de manera se declare fundado su Recurso y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, según los siguientes petitorios:

1. No se considere en los análisis de OSINERGMIN a las pequeñas centrales de generación de ELECTROCENTRO.
2. Se incluyan determinadas instalaciones que se habrían dejado de considerar por OSINERGMIN al no haberse efectuado un análisis de confiabilidad.
3. Se corrija la proyección de demanda en el sistema eléctrico Ayacucho.
4. Se reconozca del Alta de la celda de línea de la SET Marcavalle.
5. Se reconsidere la SET Chilca 60/13,2/10 kV.
6. Se reconfigure la SET Huancayo Este.
7. Se reconfigure la SET Machu.
8. Se reconsidere la SET Concepción.
9. Se reconsidere la SET Yanango.
10. Se reconsidere la SET Chanchamayo.
11. Se reconsidere una celda en la SET Chumpe.
12. Se reconsideren las instalaciones del Sistema Eléctrico Pozuzo-Palcazú en 33 kV.
13. Se reconsidere la SET Pasco.
14. Se reconfigure la SET Huancavelica Norte.
15. Se reconsidere la SET Caudalosa Grande.
16. Se reconsidere la SET Pachachaca.
17. Se reconsidere una celda en la SET Tingo María.
18. Se reconfigure la Línea Cobriza II-Mollepata en 138 kV.
19. Se reconfigure la SET Huanta.
20. Se reconsidere la SET Cangallo.

Que, acompaña como anexos del Recurso los siguientes documentos:

- Copia del documento de identidad del representante legal.
- Copia de los poderes de los representantes legales.
- Anexos con copia de documentos de sustento.

**2.1 QUE NO SE CONSIDERE EN LOS ANÁLISIS A LAS PEQUEÑAS CENTRALES DE DE GENERACIÓN DE ELECTROCENTRO**

**2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN, dentro de sus análisis ha considerado a las pequeñas centrales hidroeléctricas de su propiedad interconectadas al SEIN. ELECTROCENTRO considera que no deberían ser tomadas en cuenta ya que éstas representan grupos



complementarios que muchas veces operan sólo en horas punta; debido a que dependen de la disponibilidad hidrológica de la zona, y cuya generación se torna crítica en épocas de estiaje debido al requerimiento de mayor volumen de agua por los agricultores. Agrega que cuando se realizan mantenimientos o se presentan fallas en estas centrales, se tiene una condición tal que desde el sistema interconectado se tiene que suministrar energía y ésta es la condición crítica bajo la cual debe realizarse el análisis. Además, adjunta el registro de indisponibilidad de las centrales en el Anexo N° 1 de su recurso;

Que, ELECTROCENTRO señala, además, que en la Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, se define como barra de generación: "Barras del SEIN para las cuales se han fijado precios en barra de energía" pero que, sin embargo, en las barras de generación de las pequeñas centrales de ELECTROCENTRO no se definen tarifas en barra;

Que, asimismo, ELECTROCENTRO considera que OSINERGMIN no toma en cuenta que al considerarse estas centrales, se subdimensionan las instalaciones adyacentes y ante las salidas de estas centrales ya sea por mantenimiento o falla, tendría que dejarse sin servicio a parte de la demanda, lo cual va en perjuicio de la población y de ELECTROCENTRO Por tales motivos, las ofertas de las pequeñas centrales de generación no deben participar en los análisis del sistema.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se han revisado los argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO en su recurso de reconsideración. Al respecto, luego de del análisis realizado se tiene lo siguiente:

- Las pequeñas centrales de generación de ELECTROCENTRO son instalaciones que no participan del despacho de potencia y energía del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), debido a que ELECTROCENTRO no es integrante del COES;

- El aporte de potencia y energía de las pequeñas centrales de generación de ELECTROCENTRO es complementario, debido a que la mayor proporción de los requerimientos de potencia y energía de sus sistemas eléctricos es abastecida con la oferta del SEIN;

- En base a la información de interrupciones presentada por la empresa, se ha determinado que las tasas de falla ( $\lambda$  = Número de fallas al año) de las pequeñas centrales de ELECTROCENTRO registran valores que van desde 4 hasta 74 fallas al año, lo cual indica que la oferta de potencia y energía de estas centrales es de baja confiabilidad.

Que, en base a las consideraciones mencionadas, se ha visto por conveniente no incorporar el aporte de las pequeñas centrales hidroeléctricas de ELECTROCENTRO interconectadas al SEIN en los análisis para la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## **2.2 QUE SE INCLUYAN DETERMINADAS INSTALACIONES QUE SE HABRÍAN DEJADO DE CONSIDERAR AL NO HABERSE EFECTUADO UN ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN, en sus evaluaciones del Informe N° 0206-2009-GART, "Determinación del Plan de Inversiones", no muestra haber realizado un análisis de confiabilidad y que, en consecuencia, se deja de considerar algunas de las instalaciones importantes como celdas y otros, que han sido resultado de un "análisis de confiabilidad" presentado por ELECTROCENTRO S.A.

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se han analizado y evaluado los argumentos presentados por ELECTROCENTRO respecto a los análisis de confiabilidad en el Área de Demanda 5. Al respecto, se debe señalar lo siguiente:

- La norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, establece criterios generales y específicos para la Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER). En particular, en lo señalado en el numeral 13.3 referido a Criterios Específicos de Confiabilidad, la NORMA TARIFAS únicamente señala la necesidad de considerar redundancia bajo el criterio N-1 para las redes de transmisión en AT que atienden ciudades cuya demanda supere los 30 MW. Por lo tanto, si bien es cierto que el análisis de confiabilidad constituye un elemento de juicio para el análisis de alternativas de implementación de instalaciones, no constituye un criterio crítico para la determinación del SER.

- Se ha revisado el documento "Análisis de Confiabilidad", presentado por la empresa y los resultados contenidos en el mismo. Al respecto, se observa que las tasas de falla y otros índices de confiabilidad utilizados como datos de ingreso en las simulaciones efectuadas por ELECTROCENTRO, corresponden a valores que la recurrente ha estandarizado para su estudio sin presentar en el mismo su descripción, referencia de fuente o sustento de criterios considerados para utilizarlos. Por lo tanto, los resultados presentados son de carácter referencial.

- Aunque no forma parte del procedimiento establecido, OSINERGMIN no ha podido realizar el análisis de confiabilidad de las instalaciones de transmisión del Área de Demanda 5, debido a que no existe información de índices de confiabilidad reales de los elementos del sistema de transmisión de ELECTROCENTRO (transformadores, líneas, centrales, etc.).

- OSINERGMIN en sus análisis ha considerado los criterios generales y específicos establecidos en la NORMA TARIFAS, En particular, ha incorporado en sus análisis y simulaciones los Criterios Específicos de Confiabilidad señalados en la norma.

Que, por las razones expuestas, si bien es cierto que no se ha realizado un estudio de confiabilidad para el Área de Demanda 5 conforme a lo señalado en los párrafos anteriores, en los análisis realizados se han considerado las necesidades de implementación de instalaciones en función a la información y sustentos presentados por las empresas titulares de transmisión en dicha área;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

## **2.3 QUE SE CORRIJA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO AYACUCHO**

### **2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que, en el sistema eléctrico Ayacucho, la demanda a considerarse para los cálculos a realizar debe ser mayor a la proyectada por ELECTROCENTRO puesto que la tasa de crecimiento promedio considerada por OSINERGMIN es de 6,44% la cual es superior a la utilizada por ELECTROCENTRO, que es de 5,57 %. Además fundamenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, ELECTROCENTRO considera que al ser mayor la proyección de energía calculada por OSINERGMIN, las potencias proyectadas serían mayores a lo calculado por ELECTROCENTRO; pero en el caso del sistema eléctrico Ayacucho el comportamiento es inverso, como muestra en su recurso;

Que, por otro lado, ELECTROCENTRO señala que en los Diagramas de Flujo de Potencia que presenta OSINERGMIN, las potencias que en ella figuran

no coinciden con las potencias que presenta en su informe. A manera de ejemplo, presenta el caso de la SET Carhuamayo (elegida indistintamente) para el Año 10;

Que, la recurrente señala que estas diferencias se registran en todos los sistemas, por lo que es necesario considerarlas. Finalmente, en el Anexo N° 2 del recurso presenta las comparaciones de las proyecciones por sistemas de energía y potencia.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ELECTROCENTRO menciona en su recurso que OSINERGMIN ha obtenido en las proyecciones de energía del sistema eléctrico Ayacucho tasas de crecimiento mayores a las propuestas por la recurrente. Sin embargo, observa que las proyecciones de potencia de OSINERGMIN para el sistema eléctrico Ayacucho son menores a las obtenidas por la recurrente. Asimismo, señala que las potencias informadas en los formatos de demanda (F-100) no guardan relación con las potencias que se presentan en los diagramas de flujo para el año 10 del horizonte de evaluación;

Que, al respecto, cabe precisar que OSINERGMIN para todas las Áreas de Demanda ha considerado la información histórica desde el año 1996 hasta el año 2007. Si bien es cierto que la titular dispone de la información del año 2008, se debe aclarar que al momento del inicio del presente proceso regulatorio (año 2008), las titulares reportaron información histórica completa sólo hasta diciembre del año 2007, siendo esta información la que se ha procesado para efectos del proceso regulatorio en curso, en concordancia con lo señalado en la NORMA TARIFAS;

Que, con relación al sistema eléctrico Ayacucho, se ha verificado que la diferencia entre las proyecciones de potencia y energía se debió a que la proyección de OSINERGMIN por omisión involuntaria no consideró parte de la información de demandas proporcionada por ELECTROCENTRO en la etapa de opiniones y sugerencias. De este modo, se ha incorporado la información de nuevos proyectos remitida por ELECTROCENTRO, la cual cuenta con el sustento respectivo de acuerdo a lo señalado en la NORMA TARIFAS. En consecuencia, para los análisis correspondientes a la determinación del SER se han incluido toda la información de demandas proporcionada por ELECTROCENTRO;

Que, finalmente, respecto a las diferencias que ELECTROCENTRO observa entre los valores de potencia consignados en el informe y en los diagramas, se debe señalar que dicha afirmación no es correcta. Se ha verificado que los valores de potencias consignados en los diagramas de flujo de potencia del Área de Demanda 5 para el año 10 del horizonte de evaluación (año 2017), son las que se obtienen en las proyecciones de demanda (Formato F-112);

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado en parte.

## 2.4 QUE SE RECONOZCA EL ALTA DE LA CELDA DE LÍNEA DE LA SET MARCAVALLE

### 2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN, no ha considerado el Alta "CELDA MODULO MARCAVALLE EN 50 kV", presentada con su respectivo sustento en el formato F-600;

Que, ELECTROCENTRO señala que mediante Carta N° GR-556-04 solicitó autorización a ELECTROANDES para la conexión de la línea Alambión – Alto Marcavalle en 50kV. ELECTROANDES según carta GOEA/245-2004 (que se adjunta en el Anexo N° 3 del recurso) respondió, mencionando textualmente que: "No hay inconveniente alguno para la interconexión, siempre que cumpla con los requerimientos establecidos en el CNE, Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional y la NTCSE (...). Este modulo de Salida debe estar constituido por un Interruptor

de potencia, un seccionador con cuchilla de puesta a tierra, dispositivos de protección de la línea de derivación y los servicios auxiliares que sean indispensables, caso contrario ELECTROCENTRO será el responsable por las desconexiones que se produzcan en la línea L-513.". A lo cual ELECTROCENTRO respondió según carta GR-041-2004 (Anexo N° 4 de su recurso) aceptando lo indicado, lo cual es el motivo principal que obliga a ELECTROCENTRO a realizar el estudio necesario e instalar el módulo para poder interconectarse a la línea L -6513 propiedad de ELECTROANDES;

Que, de este modo, ELECTROCENTRO mediante contrato N° GR-058-2005/ELCTO encargó a la empresa Cobra Perú S.A. la ejecución de la Obra "Suministro, Transporte, Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio para el Módulo de Interconexión Alto Marcavalle – Electroandes S.A. de 50 kV";

Que, posteriormente, con fecha 01 de septiembre de 2006, ELECTROCENTRO procedió a recepcionar el "MODULO MARCAVALLE EN 50 kV" mediante el Acta de Recepción que adjunta en el Anexo N° 5 del recurso;

Que, por lo expuesto, ELECTROCENTRO señala que es necesario declarar al MODULO Marcavalle en 50 kV como Alta, por ser un módulo de línea indispensable para la correcta operación del sistema y, asimismo, porque permite proporcionar un suministro confiable de energía a las localidades de El Porvenir, Marcavalle y Santa Rosa de Saco;

### 2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, OSINERGMIN no consideró el Alta de la celda de la subestación Marcavalle debido a que ELECTROCENTRO no presentó en su propuesta el "Acta de puesta en Servicio" correspondiente, documento que se obtiene en aplicación del procedimiento de altas y bajas del sistema de transmisión. Al respecto, se debe señalar que dicho procedimiento fue aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 024-2008-OS/CD y está vigente desde enero de 2008, siendo de total responsabilidad de la empresa el regularizar la situación de esta instalación;

Que, en consideración a lo señalado en el numeral 11.2.5 del Informe N° 0206-2009-GART, en el que se indicaba que las altas consideradas en el Plan de Inversiones, materia de dicho informe, aún estaban sujetas a revisión dado que a la fecha de realización del mencionado informe no todas las titulares habían presentado la información que las sustentaba, se ha incorporado información de verificación en campo realizada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## 2.5 QUE SE RECONSIDERE LA SET CHILCA 60/13,2/10 KV

### 2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente considera que OSINERGMIN no ha tomado en cuenta la propuesta de ELECTROCENTRO al no incluir la subestación "Chilca" de 60/13,2/10 kV, bajo la explicación de que se encuentra bastante cercana a las demás subestaciones ubicadas en la ciudad de Huancayo y que el factor de utilización de cada una de estas está bien distribuido;

Que, por otro lado, ELECTROCENTRO señala que OSINERGMIN en su evaluación ha considerado una potencia de 30 MVA en la SET "Huancayo Este" repartida en dos transformadores de 15 MVA, con lo cual releva la demanda de la SET Chilca;

Que, además, afirma que para el análisis OSINERGMIN ha considerado la potencia de las centrales que pertenecen a ELECTROCENTRO, las mismas que deben ser excluidas según lo referido en el punto 1 de su recurso, dado que algunas de estas se encuentran operando con una potencia muy reducida y requieren



constantes mantenimientos que obligan a sacarlas del sistema.

### **2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en efecto, el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN no consideraba la implementación de la subestación Chilca debido a su cercanía con la subestación Huayucachi y que al prever las provisiones del factor de utilización del conjunto de subestaciones (Huayucachi, Salesianos y Huancayo Este) estaba bien distribuida;

Que, sin embargo, ELECTROCENTRO ha informado que el equipamiento de la subestación Huancayo Este ha sido implementado con características distintas a las previstas en el Plan de Inversiones para el Área de Demanda 5, aprobado por OSINERGMIN. Es así, que ELECTROCENTRO no ha implementado los dos transformadores 60/10 kV con una capacidad de 15 MVA cada uno, en su lugar ha implementado un transformador 60/22,9 kV de 10 MVA y otro de 60/10 kV de 10 MVA de capacidad. Al respecto, debemos indicar que la recurrente no presentó en las etapas previas del proceso (propuesta inicial, propuesta final, etapa de opiniones y sugerencias) la información de sustento que indicara que la implementación de dicha subestación se encontraba en etapa de ejecución por la empresa TECSUR S.A. Recién, en la etapa de recursos de reconsideración, la empresa ha comunicado que mediante contrato N° GR-139-2007-ELCTO, suscrito el año 2007, ha encargado a Tecsur S.A. la ejecución de la línea de Transmisión en 60kV Huayucachi – Huancayo Este y subestaciones. Como evidencia, adjunta copia de la valorización N° 14 de dicho contrato relacionada a la implementación de uno de los transformadores en la subestación Huancayo Este;

Que, asimismo, debemos indicar que la implementación ejecutada por ELECTROCENTRO tiene efectos sobre la operación del sistema y el equipamiento previsto para el Área de Demanda 5. De este modo, el OSINERGMIN se ha visto en la necesidad de desarrollar los análisis técnicos correspondientes con la finalidad de determinar los efectos sobre el sistema eléctrico Huancayo y el Plan de Inversiones previsto para el período 2009 – 2012 y en particular sobre la viabilidad de la implementación de la subestación Chilca;

Que, finalmente, los resultados de los análisis realizados indican que no se requeriría la implementación de la subestación Chilca tal y como se describe en el Informe técnico del OSINERGMIN.

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

## **2.6 QUE SE RECONFIGURE LA SET HUANCAYO ESTE**

### **2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, ha aprobado dentro del Plan de Inversiones la SET Huancayo Este de 30 MVA, considerando 2 transformadores de 60/10 kV, cada uno de 15 MVA, debiéndose haber considerado un transformador de 60/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA y otro de 60/10 kV de 10 MVA. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, previéndose el ingreso de la SET Huancayo Este para el año 2009, se ha instalado a la fecha un transformador de 60/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA y está en proceso de instalación otro de 60/10 kV de 10 MVA;

Que, la tensión de 22,9 kV ha sido prevista para poder atender la demanda creciente de las industrias, clientes importantes y de otras que están apostando invertir en Huancayo, como el caso Plaza Real; asimismo, este nivel de tensión permitirá realizar futuras ampliaciones en las zonas dispersas de provincia de Huancayo que se encuentran en desarrollo;

Que, por ello, señala la recurrente, es que OSINERGMIN debe reconocer este transformador de

60/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA con sus respectivos niveles de tensión y celdas por estar ya instalado desde el mes de enero del 2009 como se aprecia en la valorización mensual del Anexo N° 7 del recurso. Es necesario considerar también que el terreno ha sido adquirido con las dimensiones consideradas en el estudio de la SET Huancayo Este.

### **2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado la información, argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO. Al respecto, se debe indicar que la recurrente no presentó en las etapas previas del proceso (propuesta inicial, propuesta final, etapa de opiniones y sugerencias) la información de sustento que indicara que la implementación de dicha subestación se encontraba en etapa de ejecución por la empresa TECSUR S.A. mediante contrato N° GR-139-2007-ELCTO suscrito el año 2007. Es recién, en la etapa de reconsideración, en donde la recurrente adjunta copia de la valorización N° 14 de dicho contrato como sustento de la implementación de un transformador 60/22,9/10 kV de 10-13,3/5-6,8/10-13,3 MVA en la subestación Huancayo Este;

Que, por otra parte, en base a la nueva información aportada por el recurrente, el personal de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) de OSINERGMIN realizó visitas de campo con la finalidad de constatar en el lugar, la veracidad de la información aportada por ELECTROCENTRO. Es así, que a través de dichas visitas de campo se ha constatado que efectivamente el transformador de potencia de la subestación Huancayo Este ha sido instalado. Sin embargo, el personal de la GFE ha constatado que dicha instalación aún no entra en servicio;

Que, en aplicación de los criterios de eficiencia y mínimo costo establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y por el principio de Verdad Material en consideración de la información recientemente aportada por ELECTROCENTRO, OSINERGMIN reconsiderará el Plan de Inversiones previsto para el sistema Huancayo, incorporando en el análisis las instalaciones previstas en el contrato N° GR-139-2007-ELCTO;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## **2.7 QUE SE RECONFIGURE LA SET MACHU**

### **2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN ha considerado dentro de su análisis para la SET Machu, un transformador de 33/13,2 kV - 3/1/2 MVA (con un devanado de compensación), debiéndose considerar un transformador de 33/22,9/13,2 kV de 3/1/2 MVA con un devanado de compensación. Asimismo, indica que el aporte de generación de la central "Machu", por razones expuestas en el punto 1 de su recurso, no debe considerarse. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, ELECTROCENTRO encargó en el mes de junio de 2008, a la empresa TECSUR según contrato N° GR-098-2008 (el cual adjunta en el Anexo N° 8 de su recurso) la ejecución de la obra: "Suministro Transporte y Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio de la Línea de Transmisión Secundaria Machu – Chala Nueva y Subestaciones Asociadas". Actualmente, la obra se encuentra en la etapa de culminación, siendo que la empresa TECSUR ha adquirido ya los transformadores tanto para la SET Machu de (33+-2x2,5%)/22,9/13,2 kV de 3/1/2 MVA, más un devanado de compensación en delta como también para la SET Chala Nueva de (33+2x2,5%) kV de 1 MVA de los que se muestra la guía de remisión con su respectiva valorización (cuya copia adjunta en el Anexo N° 9 de su recurso);

Que, la tensión de 22,9 kV es necesaria, según la recurrente, para alimentar a la localidad de Acobamba,

así como también la tensión de 13,2 kV para alimentar las localidades de Moya y Chala desde la SET Machu;

Que, por las razones expuestas, ELECTROCENTRO señala que es necesario que se considere un transformador en la SET Machu de 33/22,9/13,2 kV de 3/1/2 MVA, considerando además un devanado de compensación en delta.

### 2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado la información, argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO. Cabe precisar que la recurrente presentó hasta la etapa de opiniones y sugerencias del proceso, únicamente copia del contrato N° 098-2008/ELCTO suscrito para la ejecución de la línea de transmisión secundaria 33 kV S.E. Machu – S.E. Chala Nueva y Subestaciones, sin especificar la fecha de inicio del mismo (fecha de entrega del terreno, de acuerdo a lo establecido en dicho contrato) ni referencia alguna respecto al avance de obras del mismo. Recién en esta etapa del proceso, la recurrente adjunta la valorización N° 08 de la ejecución del contrato N° 098-2008/ELCTO, en donde se detalla la valorización de la instalación del transformador de 33/22,9/13,2kV – 3/1/2MVA de la SET Machu, así mismo la guía de remisión del transformador, la que proporciona el número de serie del equipo y su traslado hasta el lugar de su instalación (Subestación Machu);

Que, por otra parte, en base a la nueva información aportada por la recurrente, el personal de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica realizó visitas de campo con la finalidad de constatar en el lugar la veracidad de la información aportada por ELECTROCENTRO. Es así, que a través de dichas visitas de campo se ha constatado que efectivamente el transformador de potencia de la subestación Machu ha sido instalado. Sin embargo, también se ha constatado que dicha instalación aún no entra en servicio;

Que, en consecuencia, en aplicación de los criterios de eficiencia y mínimo costo establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, que establecen que OSINERGMIN debe fijar tarifas que garanticen una adecuada calidad de servicio sin que ello represente un mayor costo para la sociedad; y en consideración de la información reciente aportada por ELECTROCENTRO, se concluye que es conveniente reconsiderar el Plan de Inversiones previsto para el sistema Huancayo, incorporando en el análisis la instalación del transformador 33/22,9/13,2kV – 3/1/2MVA instalado recientemente en la SE Machu;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## 2.8 QUE SE RECONSIDERE LA SET CONCEPCIÓN

### 2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no ha considerado la implementación de la SET Concepción 60/33/13,2 kV de 10/10/7 MVA, dejando sin punto de diseño a la línea aprobada como alta Concepción – Ingenio en 33 kV de 6 km de longitud. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, la línea Concepción – Ingenio aprobada como alta según Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD actualmente requiere de un punto de alimentación en 33 kV por lo que es necesario implementar la SET Concepción 60/33/13,2 kV de 10/10/7 MVA con sus respectivas celdas; que reemplace a la existente de 60/13,8 kV-10 MVA y a la vez suministre energía en 33 kV a las localidades de Comas, La Libertad, Matapa.

### 2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado la información, argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO. Al respecto, se debe señalar que, de acuerdo a lo presentado en la propuesta inicial, comunicada mediante documento N° A-009717-08/GC; en su propuesta final, comunicada

mediante documento N° GR-1190-2008; y opiniones y sugerencias de la recurrente, comunicadas mediante documento N° GCT-005-2009, la implementación del transformador 60/33/13,2 kV de 10/10/7 MVA, con sus respectivas celdas, a instalarse en la SET Concepción no formaba parte de su propuesta de implementación;

Que, cabe precisar, que como consecuencia de la incorporación de nuevas instalaciones en el Área de Demanda 5, ya ejecutadas o en ejecución, el OSINERGMIN se ha visto en la necesidad de actualizar la información base para desarrollar los análisis técnicos y económicos de la red, con la finalidad de determinar el Plan de Inversiones para el período 2009 – 2012;

Que, finalmente, considerando: i) la información adicional aportada por ELECTROCENTRO en relación a instalaciones implementadas recientemente en el sistema eléctrico Huancayo, información que no fue considerada para la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5 publicada mediante Informe N° 0206-2009-GART; y ii) los resultados obtenidos en la evaluación técnica de la alternativa propuesta por la empresa, se ha determinado que resultaría conveniente implementar un transformador de potencia en la subestación Concepción con relación de transformación 60/33/13,2 kV de 10/10/7 MVA de potencia, lo que permitirá incrementar la oferta de potencia y energía en las zonas de influencia de las subestaciones Comas y Matapa. Asimismo, permitirá mejorar el perfil de tensiones en el horizonte de evaluación;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## 2.9 QUE SE RECONSIDERE LA SET YANANGO

### 2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no ha considerado la propuesta de ELECTROCENTRO de implementar la SET Yanango que permitiría contar con una tensión de 60 kV en la línea Condorcocha – Ninatambo y poder suministrar energía a Chanchamayo y Tarma;

Que, por otro lado, agrega que dentro del análisis de flujo de potencia realizado por OSINERGMIN, considera una tensión de 60 kV en barras que operan en 44 kV resultando ser una alternativa inaplicable pues no se considera ninguna subestación que contemple una tensión en 60 kV. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, ELECTROCENTRO indica que las ciudades de Tarma y Chanchamayo son atendidas mediante la L.T. 44 kV Condorcocha – Ninatambo - Chanchamayo de 75,2 km. de longitud, que registra una caída de tensión del orden de 17,5 %. Esta situación es agravada por la falta de regulación de tensión en la SET Condorcocha de propiedad de Cemento Andino. Esta anomalía también impide la asignación de nuevas cargas al sistema eléctrico Tarma-Chanchamayo;

Que, con la finalidad de aliviar la carga de la L.T. Condorcocha-Ninatambo, la recurrente señala que debe implementarse la SET Yanango 220/60/22,9 kV de 15/15/3 MVA en el año 2012, que parta desde las barras de 220 kV de la C.H. Yanango y pueda elevar a 60 kV la tensión del sistema, solucionando el problema de la caída de tensión tal como se aprecia en el análisis de flujos de potencia mostrado en el Anexo N° 10 de su recurso;

Que, ante el problema de servidumbre, indica que la interconexión en el lado de 220 kV requerirá la implementación de una celda tipo GIS que, por el reducido espacio que ocupa, será factible su instalación;

Que, adicionalmente, agrega, debe instalarse una celda de línea en la barra de Alta tensión de Ninatambo a fin de dar confiabilidad a la operación del sistema;

ELECTROCENTRO no considera viable la alternativa de partir de la C.H. de EDEGEL e instalar la SET Yanango de 10/60 kV bajo las siguientes consideraciones:

- La central de EDEGEL, ante posibles fallas y/o mantenimientos dejaría sin servicio toda la demanda

del sistema, sin posibilidad a alimentarse desde el SEIN.

• Para poder realizar la interconexión, la C.H. de EDEGEL tendría que parar sus turbinas y el alto costo de la energía sin despachar sería asumido por Electrocentro S.A.

### **2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado la información y sustentos presentados por ELECTROCENTRO;

Que, debido a la observación señalada en el numeral 2.3 del informe, se ha incorporado información adicional de demanda de potencia y energía en el Área de Demanda 5. En particular, se han considerado demandas adicionales para las subestaciones Condorcocha, Ninatambo, Chanchamayo y se han incorporado las demandas de pequeño sistemas eléctricos que estaría implementando el Ministerio de Energía y Minas en la zona;

Que, ELECTROCENTRO ha proporcionado recientemente información adicional respecto a las condiciones de sobrecarga del sistema Tarma-Chanchamayo, información que ha sido corroborada por el OSINERGMIN en base a lo señalado en el Informe Técnico N° GFE/UTRA-043-2009, en el cual se ha elaborado considerando la información de enero a diciembre del año 2008 del Sistema de Información del P-091- SITRAE (Programa Informático) y de los Informes de Operación de Red de Energía del Perú- REP. En dicho informe se describe que la subestación Condorcocha, de propiedad de Cemento Andino, estaría operando por encima del 95% de su capacidad nominal declarada. Cabe señalar, que la subestación Condorcocha fue considerada en la propuesta de OSINERGMIN como el punto principal de oferta de potencia y energía para el sistema Tarma – Chanchamayo;

Que, la incorporación de información de nueva demanda y las condiciones de operación en sobrecarga de la subestación Condorcocha obligan a reevaluar las condiciones de operación previstas para el sistema de transmisión del sistema Tarma-Chanchamayo;

Que, en consecuencia, se han desarrollado los análisis respectivos respecto a alternativas que permitan proporcionar oferta de potencia y energía suficientes para los requerimientos previstos en la zona y garantizar la continuidad del servicio;

Que, adicionalmente a la alternativa inicial propuesta por el OSINERGMIN se ha considerado dos alternativas adicionales de implementación de instalaciones: i) La primera, propuesta por ELECTROCENTRO, que comprende la implementación de una subestación 220/60/22,9 kV de 15/15/3 MVA de capacidad que se implementaría el año 2012 a partir de la barra 220 kV de la C.H. Yanango; y ii) La segunda considera la implementación de una subestación 60/22,9/10 kV de 15 MVA conectada en la barra de generación de Edegel mediante un interruptor de acoplamiento. Asimismo, complementariamente se ha desarrollado un análisis de confiabilidad para el total de alternativas;

Que, se ha desarrollado un análisis de confiabilidad de las tres alternativas considerado índices estandarizados de falla para los elementos de la red, obteniéndose que las tres alternativas obtienen índices de calidad del suministro esperado dentro de las tolerancias de la NTCSE. Sin embargo se aprecia que las alternativas que consideran la implementación de la SET Yanango son más confiables que la alternativa inicial del OSINERGMIN, que considera el suministro de energía del sistema a partir de la subestación Condorcocha;

Que, incorporando al análisis anterior los resultados del reporte de sobrecarga señalado en el Informe Técnico N° GFE/UTRA-043-2009 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, desde la perspectiva de confiabilidad del suministro, la alternativa inicial del OSINERGMIN debería de ser descartada;

Que, como resultado de la evaluación de mínimo costo la alternativa ii) que corresponde a la implementación de una subestación 60/22,9/10 kV de 15 MVA conectada en

la barra de generación de Edegel mediante un interruptor de acoplamiento es la más adecuada por lo que debe de ser considerada en el Plan de Inversiones;

Que, de esta forma, se acepta el pedido de la recurrente de reconsiderar la implementación de la SET Yanango, sin embargo, en base a las evaluaciones realizadas se propone una implementación de menor costo;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado en parte.

## **2.10 QUE SE RECONSIDERE LA SET CHANCHAMAYO**

### **2.10.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no ha considerado la SET Chanchamayo propuesta a razón de que ha considerado para sus evaluaciones un transformador de 13/5/9 MVA, lo cual es incorrecto pues la SET Chanchamayo actualmente presenta un transformador de 44/35/22,9 kV de 10/4/7 MVA, como se muestra en el plano actualizado de ELECTROCENTRO el cual adjunta en el Anexo N° 11 de su recurso;

Que, ELECTROCENTRO justifica su pedido en que la ciudad de Chanchamayo presenta una demanda actual de 5,488 MVA, considerando además que al final del periodo de evaluación presentará una demanda de 8,3 MVA como se muestra en el flujo de potencia adjuntado en el Anexo N° 10 de su recurso. Agrega que la instalación actual considera una potencia de 7 MVA como potencia nominal para el segundo devanado siendo superada en el periodo de evaluación, por lo que es necesario instalar un transformador 60/22,9 kV de 10 MVA para que así el sistema eléctrico no tenga problemas de suministro de energía.

### **2.10.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado la información, argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO respecto al pedido de considerar en las evaluaciones la potencia nominal del transformador 44/35/22,9 kV de la subestación Chanchamayo. Al respecto, se debe señalar que uno de los criterios generales indicados en el numeral 12.5 de la NORMA TARIFAS y referenciado en el numeral 11.2.1 del Informe N° 0204-2009-GART, establece que los elementos que forman parte del sistema se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de los mismos. En particular, en el caso del transformador de Chanchamayo, sus datos de placa, cuya copia fotográfica fue proporcionada por la recurrente, indican que la capacidad ONAF de dicha instalación es 13/5/9 MVA, la cual es coincidente con la capacidad considerada por OSINERGMIN en sus análisis. Por lo tanto, no corresponde modificar los datos de capacidad considerados en la determinación del SER;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

## **2.11 QUE SE RECONSIDERE LA SET CHUMPE**

### **2.11.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN ha dejado de considerar la propuesta de ELECTROCENTRO sin sustento alguno justifica su pedido en que el sistema eléctrico de Chumpe es atendido desde las barras 12,5 kV de la SET Chumpe de propiedad de ELECTROANDES, las mismas que alimentan la subestación elevadora 22,9/12,5 kV de ELECTROCENTRO ubicada en forma adyacente a la mencionada SET por lo que es necesario implementar una celda en 22,9 kV a fin de dar confiabilidad al sistema y obtener selectividad en la protección del alimentador.

### **2.11.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se han revisado los antecedentes, argumentos e información proporcionada por la recurrente. De acuerdo a

lo señalado en el numeral 13.1.1 de la NORMA TARIFAS, se establece como tensiones normalizadas en media tensión a 10 kV y 22,9 kV, aplicables únicamente para las celdas de alimentadores. No es posible considerar la implementación de subestaciones elevadoras como parte del SCT;

Que, por lo tanto, la propuesta de ELECTROCENTRO de implementar un transformador elevador no está comprendida en el alcance de la NORMA TARIFAS;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

## **2.12 QUE SE RECONSIDERE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO POZUZO-PALCAZÚ EN 33 KV**

### **2.12.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no considera al sistema eléctrico Pozuzo-Palcazú a causa de que este sistema no está interconectado. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, en primer lugar, indica ELECTROCENTRO, que son considerados sistemas de transmisión todos los sistemas eléctricos con un nivel de tensión mayor a 30 kV y que, por lo tanto, en los procedimientos para calcular el VNR de los sistemas de distribución no se considera el sistema PSE Pozuzo – Palcazú, debido a que su nivel de tensión es de 33 kV;

Que, ELECTROCENTRO agrega que, posteriormente al aviso de convocatoria que figura en el Anexo N° 12 del recurso, se está realizando el proceso de suscripción de contrato con la empresa CAM Perú para la ejecución de la obra Línea de Transmisión en 60 kV Villa Rica – Puerto Bermúdez y SET asociada, cuyo plazo de ejecución es de 300 días calendario, con lo cual se prevé que para el año 2010 el sistema eléctrico Pozuzo y PSE Pozuzo – Palcazú se interconectarán al SEIN;

Que, manifiesta la recurrente que actualmente el sistema eléctrico Pozuzo-Palcazú de 33 kV presenta muchas fallas tanto en las centrales de generación local como en las líneas de subtransmisión que dejan desabastecido todo el sistema, tal como se aprecia en el índice de fallas presentado en el Anexo N° 13 de su recurso y que, en consecuencia, existen penalizaciones impuestas por parte de OSINERGMIN. Por tal razón, solicita que este sistema se considere como parte del Plan de Inversiones, ya que al interconectarse al SEIN el año 2010, estará cumpliendo con la exigencia de OSINERGMIN. Así mismo, a fin de darle mayor confiabilidad al sistema radial y de acuerdo al flujo de potencia adjunto en el Anexo N° 14, propone: i) Considerar a la C.H. Delfín como segundo punto de alimentación, ante fallas que se presenten en los tramos aguas abajo, que puedan interrumpir todo el servicio; ii) Implementar un transformador de 33/0,4 kV para poder abastecer a las demandas de la localidad de Delfín, considerando una celda de transformación en el lado de 33 kV; iii) Implementar una celda de línea de 33 kV para el año 2011, en el tramo Ciudad Constitución - Derivación Orellana que pueda corregir o aislar fallas ocurridas en la radial Ciudad Constitución - Macuya; iv) Implementar tres celdas de línea de 33 kV para el año 2011, en la barra Santa Rosa para así poder darle confiabilidad de suministro a las tres derivaciones de esta barra, las cuales son: Santa Rosa – Los Ángeles, Santa Rosa – Derivación Iscozacín y Santa Rosa – Delfín.

### **2.12.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de conformidad con La Ley 28832, las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha ley, mientras que SST son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la Ley 28832. Por lo tanto, las

instalaciones de alta tensión del sistema eléctrico Pozuzo existentes antes del 24 de julio de 2006, no pueden ser consideradas como parte del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5;

Que, asimismo, respecto al trámite de Alta de instalaciones debemos señalar que procedimiento respectivo fue aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 024-2008-OS/CD y está vigente desde enero de 2008, siendo de total responsabilidad de la empresa el regularizar la situación de sus instalaciones;

Que, sin embargo, considerando lo indicado en la comunicación N° GR-605-2009 de ELECTROCENTRO, de fecha 21 de julio de 2009, mediante la cual solicita la verificación del alta de instalaciones de transmisión del sistema eléctrico Pozuzo, las cuales se habrían puesto en servicio en fecha posterior al 24 de julio de 2006; y el hecho de que dichas instalaciones no reciben en la actualidad compensación alguna, se ha visto por conveniente considerar preliminarmente como Parte del Plan de Inversiones del Área de Demanda a las instalaciones de transmisión en 33 kV del sistema eléctrico Pozuzo. Cabe precisar que la inclusión definitiva de estas instalaciones en el Plan de Inversiones dependerá de la verificación respectiva y la emisión del acta correspondiente;

Que, por otro lado, respecto a la implementación de instalaciones que propone ELECTROCENTRO en el sistema Pozuzo, se debe indicar que en consideración de lo señalado en la NORMA TARIFAS, no es posible considerar el transformador de 33/0,4 kV de 2 MVA porque no está comprendido en su alcance. Sin embargo, con la confiabilidad del sistema, sí se recomienda incorporar en el Plan de Inversiones la celda de línea de 33 kV en el tramo Ciudad Constitución – Derivación Orellana, y las 3 celdas de línea en la barra Santa Rosa las cuales son: Santa Rosa – Los Ángeles, Santa Rosa – Derivación Iscozacín y Santa Rosa – Delfín;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado en parte.

## **2.13 QUE SE RECONSIDERE LA SET PASCO**

### **2.13.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no ha considerado la propuesta de ELECTROCENTRO de Implementar un transformador de 50/22,9 kV de 7 MVA, debido a que en las evaluaciones del organismo regulador se ha considerado un transformador de 12,5 MVA. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, la ciudad de Pasco, indica ELECTROCENTRO, estuvo siendo atendida desde las barras 22,9 kV de la SET Pasco mediante el transformador ABB de 50/22,9 kV – 7/9 MVA, el cual sufrió una falla como lo muestra el Anexo N° 15 del recurso, por lo que fue retirado y reemplazado por otro transformador de 50/22,9 de 10 -12,5 MVA en forma temporal, ya que el mismo pertenece a la empresa HIDRANDINA que proporcionó dicho transformador en calidad de préstamo. En el mes de enero del 2009, el transformador prestado sufre otra falla como se muestra en el Anexo N° 16 del recurso, obligando a reemplazarlo por el transformador de contingencia de 50/22,9 kV de 7/9 MVA de propiedad de ELECTROCENTRO;

Que, ELECTROCENTRO agrega que el transformador original de la SET de marca ABB de 50/22,9 kV – 7/9 MVA se encuentra en reparación y volverá a su ubicación una vez reparado por lo que la afirmación de OSINERGMIN que la capacidad actual del SET es de 10-12,5 MVA debe ser corregida;

Que, manifiesta, además, que debido al crecimiento sostenido de la demanda, dicho transformador entrará en régimen de sobrecarga el año 2010. Siendo necesario acondicionar una segunda unidad de transformación de 50/22,9 kV de 7/9 MVA para dicho año, a fin de atender los nuevos requerimientos de energía en forma más confiable cumpliendo con las Normas de Calidad.



## **2.13.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado la información, argumentos y sustentos presentados por ELECTROCENTRO respecto al pedido de considerar en las evaluaciones, la potencia nominal del transformador 50/22,9 kV de la subestación Pasco. Al respecto, se debe señalar que ELECTROCENTRO no presentó información completa que describiera la evolución del cambio de equipamiento en dicha subestación como consecuencia de fallas en los transformadores. Sin embargo, ELECTROCENTRO, en esta etapa ha presentado información complementaria, como es el caso de: i) La cotización de la empresa ABB para realizar el rebobinado integral del transformador trifásico 50/22,9/4,16 kV de 7-9/7-9/2,4-3 MVA, transformador original siniestrado; ii) Copia de la Orden de Servicio N° 4220002979 para la reparación del transformador 50/22,9 kV de 10-12,5 MVA marca DELCROSA de propiedad de HIDRANDINA colapsado por descarga atmosférica el 01/04/2008; y iii) Acta de recepción del transformador Siemens 50/22,9 kV – 7-9 MVA, actualmente instalado, con número de serie 258796;

Que, es así que, debido a que la información complementaria proporcionada por ELECTROCENTRO tiene influencia en los resultados del análisis para la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, se ha procedido a incorporarla en los análisis respectivos;

Que, al respecto, los flujos de potencia muestran que los niveles de sobrecarga son tolerables hasta el año 2012 pero que, sin embargo, se observa que en el año 2013 los requerimientos de potencia y energía en la subestación Pasco originarían la sobrecarga del transformador de 7 MVA tal como describe en el informe;

Que, es por ello que, como resultado de los análisis realizados, se ha determinado que el equipamiento propuesto para la subestación Pasco en el Informe N° 0206-2009-OS/CD requiere modificarse como consecuencia de la revisión y verificación de la información de oferta de energía y necesidades de potencia y energía previstas en la zona de influencia de la subestación Pasco. De este modo, para la propuesta de implementación de instalaciones en la subestación Pasco, se ha determinado que: i) El transformador original de marca ABB 50/22,9/4,16 kV de 7-9/7-9/2,4-3 MVA, en actual reparación, será considerado en el equipamiento previsto de la subestación Pasco; ii) Los resultados de los análisis realizados indican que, debido al crecimiento de la demanda conectada en la subestación Pasco, se requeriría de un transformador de potencia de 50/22,9 kV de 7-9 MVA en la subestación Pasco el que deberá ser implementado el año 2011;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## **2.14 QUE SE RECONSIDERE LA SET HUANCVELICA NORTE**

### **2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN no da solución al crecimiento de la demanda correspondiente a la SET Huancavelica Norte, pues al considerarse una celda en 10 kV, este sistema de ELECTROCENTRO tendrá que seguir empleando un transformador elevador 10/22,9 kV con una potencia mayor a la actual, que OSINERGMIN no reconoce;

Que, ELECTROCENTRO justifica su pedido en que el sistema eléctrico Huancavelica Norte tiene líneas primarias con una tensión en 22,9 kV, siendo suministrada la energía desde la SET de Friaspata propiedad de REP en 10 kV, exigiendo el empleo de una subestación elevadora de 10/22,9kV de 2,5 MVA denominada Huancavelica Norte, que no cuenta con espacio para ampliaciones, siendo además ésta calificada como ineficiente por OSINERGMIN, por lo cual se plantea que la nueva SET Friaspata propuesta 220/138/22,9 KV – 30/30/5 MVA

cuenta con una tensión en su tercer devanado de 22,9 kV con una potencia de 5 MVA y sus respectivas celdas, como se aprecia en el diagrama siguiente;

Que, con esta propuesta, señala la recurrente, se logra abastecer la demanda de las localidades de Palca, Callqui Chico, Paucará y Huancavelica Sur.

### **2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha analizado el sustento y argumentos presentados por ELECTROCENTRO. Al respecto, se ha verificado que en efecto, la recurrente utiliza una subestación elevadora 10/22,9 kV de 2,5 MVA para suministrar de energía al sistema eléctrico Huancavelica Norte. Asimismo, en vista de que se prevé el ingreso de nuevos proyectos de electrificación rural en dicha zona, se ha visto por conveniente considerar la propuesta de ELECTROCENTRO;

Que, al respecto, se debe señalar que la propuesta de la recurrente es complementaria al proyecto línea de transmisión en 138 kV Friaspata – Mollepata, proyecto que se analiza en el numeral 2.18.2 de este informe;

Que, por lo tanto, en consideración de las necesidades de potencia y energía en el ámbito de influencia de la subestación Huancavelica Norte, debido a la implementación futura de proyectos de electrificación rural, al requerimiento previsto de oferta de potencia y energía en el nivel de tensión de 22,9kV; y a la aplicación de los criterios de eficiencia y mínimo costo establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, se recomienda considerar en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5 la implantación del transformador 220/138/22,9 kV – 30/30/5 MVA en la subestación Friaspata. Cabe precisar que esta instalación forma parte del proyecto propuesto por ELECTROCENTRO en el extremo 13.1 de su recurso;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

## **2.15 QUE SE RECONSIDERE LA SET CAUDALOSA GRANDE**

### **2.15.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN refiere que esta instalación ha sido implementada con anterioridad al 24 de julio de 2006 y que, por lo tanto, no corresponde considerarla como parte del SCT de ELECTROCENTRO;

Que, ELECTROCENTRO justifica su pedido en que la celda de salida en 22,9 kV de propiedad de ELECTROCENTRO instalada en la subestación Caudalosa, de propiedad de CONENHUA, que sirve para suministrar energía al PSE Castrovirreyna Norte no ha sido reconocida en distribución. Agrega que al no estar reconocida, ésta debe darse de Baja y posteriormente declararse como Alta.

### **2.15.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de conformidad con La Ley N° 28832, las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha ley, mientras que SST son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la Ley N° 28832;

Que, en ese sentido, se ha revisado la información complementaria presentada por ELECTROCENTRO en relación a la puesta en servicio de esta instalación. Asimismo, el personal de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica ha realizado la verificación en campo constatando la fecha de puesta en servicio de la celda 22,9 kV de la subestación Caudalosa. Al respecto, ELECTROCENTRO ha presentado como sustentos los siguientes documentos: orden de compra, factura de saldo, guía de remisión, nota de ingreso a almacén, levantamiento de observaciones al plano de montaje y Plan e Informe de Trabajo para la puesta

en servicio de la mencionada Celda. Es así que, como consecuencia de dicha visita, se ha verificado que la celda 22,9 kV de la subestación Caudalosa entró en servicio el 30 de octubre de 2006, es decir, en fecha posterior al 24 de julio de 2006 correspondiendo, en consecuencia, incorporarla como parte del Plan de Inversiones;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado;

## **2.16 QUE SE RECONSIDERE LA SET PACHACHACA**

### **2.16.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN no considera la propuesta de ELECTROCENTRO, de implementar una subestación elevadora de 2,4/10 kV – 0,5 MVA. Al respecto, OSINERGMIN refiere que no compete ser regulada en el presente proceso y que deberá ser considerada en distribución. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, manifiesta ELECTROCENTRO que en el anterior proceso regulatorio del SST se incluyeron a este tipo de instalaciones como parte de la regulación como se aprecia en la SET Chumpe (ubicada en Pasco) referida en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 012A-2005, por lo que deberían ser consideradas en este proceso;

Que, ELECTROCENTRO añade al respecto que las localidades de Yauli y Pachachaca son alimentadas mediante la subestación elevadora de 2,4/10 kV – 0,5 MVA de ELECTROCENTRO que toma energía desde las barras de 2,4 kV de la C.H. Pachachaca de propiedad de ELECTROANDES y que, actualmente, existen líneas primarias en 10 kV que abastecen a las localidades más dispersas con una demanda proyectada de 1,8 MW para el año 2017, las cuales requieren de una subestación de 2,4/10 kV - 2 MVA, para el año 2010.

### **2.16.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se han revisado los antecedentes, argumentos e información proporcionada por la recurrente con relación a este petitorio;

Que, respecto a lo señalado por la recurrente sobre el caso de la SET Chumpe, debemos precisar que el proceso de regulación de tarifas de transmisión llevado a cabo el año 2007 se realizó bajo los criterios y metodologías de regulación tarifaria de los SST reglamentados y precisados, entre otros, mediante los artículos 128° y 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas vigentes en ese momento. Asimismo, debemos precisar que en el marco de la "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", que define los criterios y metodología utilizados para la fijación de peajes de transmisión secundaria de los SST y SCT ha sido aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, publicada el 14 de enero de 2008. Por lo tanto, no son aplicables los criterios utilizados en el caso de la SET Chumpe para el caso de la SET Pachachaca;

Que, de este modo, en aplicación de lo señalado en el numeral 13.1.1 de la NORMA TARIFAS, que establece como tensiones normalizadas en media tensión a 10 kV y 22,9 kV, aplicables únicamente para las celdas de alimentadores, no es posible considerar la implementación de subestaciones elevadoras como parte del SCT;

Que, por las razones expuestas, la propuesta de ELECTROCENTRO de implementar un transformador elevador no está comprendida en el alcance de la NORMA TARIFAS;

Que, por otro lado, respecto a la Subestación PACHACHACA, donde OSINERGMIN no habría considerado la propuesta de implementar una subestación elevadora señalando ELECTROCENTRO que en el anterior proceso regulatorio del SST se incluyeron a este

tipo de instalaciones como parte de la regulación, por lo que deberían ser considerados en el presente;

Que, sobre el principio de predictibilidad y transparencia, ELECTROCENTRO considera que el uso de criterios no hechos público con antelación o el cambio intempestivo de criterios de interpretación son contrarios a los mencionados principios, aspecto con el cual no coincidimos toda vez que el numeral 2 del Artículo VI del Título Preliminar de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, señala que las autoridades administrativas tienen la facultad de modificar sus criterios de interpretación cuando consideren que no son correctos o que son contrarios al interés general, tal como lo señala Juan Carlos Morón: "...el precedente administrativo es aquel acto administrativo firme que dictado para un caso concreto, pero que, por su contenido, tiene aptitud para condicionar las resoluciones futuras de las mismas entidades, exigiéndoles seguir un contenido similar para casos similares"<sup>1</sup>. Sin embargo y en referencia a lo establecido en el numeral 2 del citado Artículo VI, también señala:

*"La posibilidad de apartarse de los precedentes halla su fundamento en la atendible necesidad de permitir a una dinámica Administración Pública, actualizar sus criterios (según la oportunidad y la experiencia) si considere que la interpretación del precedente no es la correcta; así como adecuar sus decisiones a las fluctuantes necesidades del interés general; pero se le exige a cambio, un esfuerzo de razonabilidad que debe plasmarse en la motivación del acto..."*

Que, a la pregunta concreta de si la administración puede variar su precedente, el mismo autor señala "La respuesta es afirmativa, pero de manera reglada. Al efecto, la autoridad parte reconociendo la existencia del precedente, pero se le separa consciente y motivadamente, bajo cualquiera de las dos únicas argumentaciones válidas:

1. La incorrección de la interpretación anterior (...)
2. La inadecuación de la interpretación precedente al interés general

*En ambos casos se hará el cambio del precedente de modo motivado, comprendiendo tanto las bondades de la nueva interpretación como (...) las razones por la cual se supera el precedente preexistente.*

*Los precedentes administrativos no obligan a la Administración a conformar su voluntad de idéntica manera cuando existan razones fundadas para expedirse en un sentido diferente. En tal caso, su obligación se refiere a la motivación suficiente de las razones que justifiquen objetivamente el apartamiento"<sup>2</sup>.*

Que, de lo señalado anteriormente nos queda claro que, si bien se debe velar por la seguridad jurídica y, como dice el mismo autor, por la predictibilidad administrativa y buena fe con la que actúan los administrados, todo lo cual constituye base legal para los denominados precedentes administrativos; también lo es que la propia Ley de Procedimiento Administrativo General, permite que la entidad administrativa varíe los criterios anteriormente utilizados por otros distintos, en aquellos casos en que se considere que la interpretación anterior no fue la correcta, o que es contraria al interés general, y siempre que el cambio de criterio esté debidamente motivado, de conformidad con lo dispuesto en Artículo 6° de la Ley 27444;

Que, por lo expuesto, resulta legal adoptar criterios distintos a los anteriormente utilizados, siempre que el cambio de criterio esté debidamente motivado. Por ello, para poder concluir si este extremo del petitorio tiene fundamento, es necesario que el área correspondiente analice si en el Informe Técnico N° 206-2009-GART, se motivó debidamente o no la utilización de un criterio distinto a los anteriormente aplicados.

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado;

## **2.17 QUE SE RECONSIDERE UNA CELDA EN LA SET TINGO MARÍA**

### **2.17.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN no considera ninguna celda tipo alimentador en 22,9 kV, para poder abastecer las demandas de Tingo María;

Que, ELECTROCENTRO justifica su pedido en que la localidad de Tingo María viene siendo alimentada mediante celdas de salida en 10 kV de la subestación Tingo María de propiedad de REP y que, sin embargo, las cargas rurales de la zona requieren una tensión de distribución de 22,9 kV, por lo que se propone la implementación de una celda de línea desde la barra de 22,9 kV de la SET aprobada en el Plan de Inversiones;

### **2.17.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, con relación a la celda de 22,9 kV del transformador elevador de ELECTROCENTRO se debe precisar que, de acuerdo a lo señalado en el numeral 13.1.1 de la NORMA TARIFAS, se establecen como tensiones normalizadas en media tensión a 10 kV y 22,9 kV, aplicables únicamente para las celdas de alimentadores. Por consiguiente, la propuesta de ELECTROCENTRO de implementar una celda de salida en su subestación elevadora no está comprendida en el alcance de la NORMA TARIFAS;

Que, asimismo, se debe señalar que el proyecto "Ampliación de la subestación Tingo María", que consiste en la instalación de un autotransformador de 220/138/10 kV, con una capacidad de 50/50/20 MVA (ONAF) forma parte de la Ampliación N° 05 del contrato marco "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica de ETECEN – ETESUR". Dicho proyecto, no considera barra en 22,9 kV por lo que es materialmente imposible implementar la propuesta de ELECTROCENTRO;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado infundado.

## **2.18 QUE SE RECONSIDERE LA LÍNEA COBRIZA MOLLEPATA EN 138 KV**

### **2.18.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN propone la implementación de la línea Cobriza II – Mollepata en 138 kV, así como instalar las subestaciones de potencia en Cobriza II de 60/138 kV - 30MVA y en Mollepata de 138/60 kV- 30MVA. A continuación, sustenta su pedido con la siguiente justificación;

Que, ELECTROCENTRO Indica que la línea de 138 kV planteada por OSINERGMIN, Cobriza II – Mollepata tiene los siguientes inconvenientes: i) En la SET Cobriza I se reduce la tensión de 220 a 66 kV y se transporta la energía por 55 km en 66 kV hasta la SET Cobriza II. En este punto se aprobó una SET de 66/138 kV – 30 MVA, y mediante una línea en 138 kV de 65 km se llegaría hasta la SET Mollepata en donde se instalaría un transformador de 138/60 kV – 30 MVA, definiéndose su confiabilidad por el tramo de línea de 69 kV que está instalado al inicio del sistema, en el cual se generaría un cuello de botella, considerando además que esta línea registra fallas como la que se muestra en el Anexo N° 17 del recurso; ii) El transformador de potencia de la SET Cobriza I 220/60/10 kV de 50/50/16,7 MVA se sobrecarga para el horizonte de estudio aún sin considerar la demanda de la Mina de Cobriza, como se aprecia en el siguiente cuadro; iii) Con la propuesta aprobada se mantiene una única fuente de suministro para Ayacucho, con lo cual la confiabilidad es muy reducida tomando en cuenta que desde este sistema también se suministrará energía eléctrica al valle del VRAE – San Francisco a través de una línea de 80 km en 60 kV que está en construcción; iv) El acceso para el mantenimiento de la línea va por zonas dificultosas como se aprecia en el Anexo N° 18 del recurso;

Que, por lo tanto, menciona ELECTROCENTRO, es necesario que el sistema eléctrico considere una subestación que parta desde un punto de alimentación independiente que asegure la confiabilidad y el suministro de energía independiente al sistema y no esté sujeto a mantenimientos y/o fallas de otras distribuidoras;

Que, a fin de asegurar una mayor confiabilidad al sistema eléctrico Ayacucho y considerando que el crecimiento de la demanda superará los 30 MVA, propone la recurrente dotar de otra fuente de suministro, para lo cual sugiere: i) En la SET FriasPata ubicada en Huancavelica, instalar un transformador de 30 MVA – 220/138/22,9 kV. El lado de 22,9 kV permitiría suministrar energía al PSE Huancavelica Norte y el retiro del transformador elevador de 10/22,9 kV también permitiría disponer de una celda en 10 kV para la ciudad de Huancavelica; ii) Construir una línea de 90 km en 138 kV desde la SET FriasPata hasta la SET Mollepata; iii) En la SET Mollepata ubicada en Ayacucho, instalar un transformador de 30 MVA - 138/60 kV. Este transformador ya fue aprobado por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones;

Que, con la configuración propuesta por ELECTROCENTRO, agrega la recurrente, se implementaría una confiabilidad de N-1 para este sistema eléctrico. Asimismo, agrega los flujos de potencia realizados se muestran en el Anexo N° 19 de su recurso.

### **2.18.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se ha revisado el sustento presentado por ELECTROCENTRO que corresponde al reporte de salida de servicio de la línea 6602, Cobriza I – Cobriza II, ocurrido el 01/02/2008, en el que se afectó el servicio eléctrico de aproximadamente 58 000 suministros (alrededor de 290 000 habitantes). Asimismo, se registra otra salida de dicha línea ocurrida el 12/10/2006. De este modo, se evidencia que la línea 6602, Cobriza I – Cobriza II es crítica para la provisión de energía para el sistema eléctrico Ayacucho y presenta registros históricos de contingencias recientes;

Que, de este modo, en atención a lo señalado por la recurrente en relación a la confiabilidad de la línea 6602 y a lo señalado en el párrafo anterior, se ha visto por conveniente reconsiderar la implementación del transformador 220/138/22,9 kV de 30 MVA en la SET Friaspata, línea de transmisión en 138 kV Cobriza II – Mollepata y transformador 138/60 kV de 30MVA en la SET Mollepata, propuesta en el Plan de Inversiones aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD;

Que, asimismo, se han realizado los análisis de desempeño del sistema eléctrico Ayacucho considerando dos nuevas alternativas: i) La primera que corresponde a la propuesta de ELECTROCENTRO, que consiste en la implementación de un transformador 220/138/22,9kV de 30 MVA en la SET Friaspata, la ejecución de la línea de transmisión en 138 kV desde Friaspata hasta la SET Mollepata, con una longitud de 90 km; y la implementación de un transformador 138/60 kV de 30 MVA en la SET Mollepata; y ii) La segunda que comprende la instalación de un transformador 220/60/22,9 kV de 30 MVA en la SET Friaspata y la ejecución de la línea de transmisión en 60 kV desde Friaspata hasta la SET Mollepata, con una longitud de 90 km;

Que, los resultados indican que la segunda alternativa no es viable técnicamente, debido a que se originan problemas en los niveles de tensión del sistema. En consecuencia, la segunda alternativa se descarta como solución confiable al suministro de electricidad del sistema eléctrico Ayacucho;

Que, finalmente, como consecuencia de los análisis realizados y resultados obtenidos, se recomienda considerar en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5 la alternativa propuesta por ELECTROCENTRO y retirar de dicho Plan la propuesta inicial de OSINERGMIN;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado.

**2.19 QUE SE RECONSIDERE LA SET HUANTA****2.19.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN propone reemplazar la SET Huanta para el año 2010, con un transformador de 60/10 kV de 15 MVA, para poder abastecer el crecimiento de la demanda de Huanta;

Que ELECTROCENTRO justifica su pedido indicando que, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas (MEM), dentro de su programa de electrificación rural, ejecutó obras para atender las localidades dispersas, implementando líneas primarias en 22,9 kV, para lo cual se ha tenido que emplear una subestación elevadora en Huanta de 10/22,9 kV, siendo ésta calificada como ineficiente por OSINERGMIN y no considerada en las regulaciones tarifarias de distribución por lo que, sugiere, que a fin de superar esta ineficiencia, se instale un transformador de 60/10/22,9 kV - 15/15/5 MVA con sus respectivas celdas como se observa en el Diagrama N° 6 del recurso; todo esto en reemplazo del transformador 60/10 kV - 15 MVA, aprobado por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones, con lo que se eliminaría el transformador elevador y se dispondría de una celda en 10 kV como reserva.

**2.19.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se han analizado y revisado los antecedentes y argumentos presentados por ELECTROCENTRO, así como la información de las demandas conectadas en la subestación Huanta y los diagramas de la actual configuración del sistema. Los resultados obtenidos indican que existiría sobrecarga en el actual transformador 60/10 kV de 3 MVA instalado actualmente en la subestación Huanta; sin embargo, como resultado de las evaluaciones de demanda se tiene que sólo se requeriría de la implementación de un transformador de 7 MVA de capacidad, el cual se implementaría el año 2010 para reemplazar al existente;

Que, asimismo, se ha verificado que efectivamente existen usuarios regulados del sistema eléctrico Huanta Rural que se sirven de energía eléctrica del SEIN a través de los alimentadores en 22,9 kV con codificación de ELECTROCENTRO A4011 y A4012. Cabe resaltar que dichos alimentadores tienen actualmente como punto de origen el devanado secundario del transformador elevador 10/22,9 kV de 3 MVA. Asimismo, se ha verificado que existen proyectos en actual ejecución por el MEM, los cuales se prevé se suministrarán de energía mediante líneas primarias en 22,9 kV;

Que, por lo tanto, considerando: (i) el resultado de determinación de las necesidades de potencia y energía en el ámbito de influencia de la subestación Huanta; (ii) el requerimiento previsto de oferta de potencia y energía en el nivel de tensión de 22,9kV; (iii) la aplicación de los criterios de eficiencia y mínimo costo establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y; (iv) considerando la información recientemente aportada por ELECTROCENTRO, así como las verificaciones efectuadas por OSINERGMIN, se ha visto por conveniente reconsiderar la implementación prevista para la subestación Huanta en el Plan de Inversiones aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD. De este modo, se determina que el Plan de Inversiones debe considerar la implementación de un transformador de 60/22,9/10 kV - 7 MVA en lugar del inicialmente propuesto 60/10 kV de 12,5 MVA;

Que, por lo tanto, se acepta el pedido de la recurrente de reconsiderar la implementación del cambio del transformador de 60/10 kV de 15 MVA inicialmente propuesto por OSINERGMIN por uno de tres devanados 60/22,9/10kV, sin embargo, en base a las evaluaciones realizadas se propone una implementación menor capacidad (10 MVA);

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado en parte.

**2.20 QUE SE RECONSIDERE LA SET CANGALLO****2.20.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que el planteamiento de OSINERGMIN no ha considerado la propuesta de ELECTROCENTRO, en la cual se propone incrementar la potencia de la SET Cangallo ante el crecimiento de la demanda, además, de no considerar la C.H. Llusita en la evaluación;

Que, ELECTROCENTRO justifica su pedido en que Cangallo y Llusita presentan una población importante que, actualmente, tiene una demanda de 2,5 MVA abastecida desde un transformador de 3 MVA - 60/22,9 kV pero que, considerando el crecimiento de su demanda, se considera que el transformador sobrepasaría su potencia instalada para el año 2012. Por ello es que ELECTROCENTRO sostiene que es indispensable considerar la instalación de un transformador en el año 2011 de 60/22,9 de 5 MVA que pueda soportar las necesidades de la demanda.

**2.20.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en vista de que: (i) se han corregido las proyecciones de demanda por las razones señaladas en el numeral 2.3.2 del presente informe; y (ii) se ha visto por conveniente no considerar el aporte de las pequeñas centrales hidroeléctricas de ELECTROCENTRO interconectadas al SEIN en los análisis para la determinación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2, se tiene, en consecuencia, que los resultados obtenidos en las simulaciones han modificado los escenarios de necesidades de equipamiento en el Área de Demanda 5;

Que, por lo tanto, como resultado de los análisis realizados para la determinación de las necesidades de potencia y energía en el ámbito de influencia de la subestación Cangallo, se prevé la implementación en el año 2012 de un transformador de 60/22,9 kV de 5 MVA en dicha subestación. En consecuencia, se recomienda incorporar la mencionada implementación en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado fundado;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0330-2009-GART y N° 304-2009-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la LPAG<sup>3</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo 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; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

**RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar fundado el primer, cuarto, sexto, séptimo, octavo, décimo tercero, décimo cuarto,

décimo quinto, décimo octavo y vigésimo extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electrocentro S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2, 2.4.2, 2.6.2, 2.7.2, 2.8.2, 2.13.2, 2.14.2, 2.15.2, 2.18.2 y 2.20.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado en parte el tercero, noveno, décimo segundo y décimo noveno extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electrocentro S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.3.2, 2.9.2, 2.12.2, 2.19.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar infundado el segundo, quinto, décimo, décimo primero, décimo sexto y décimo séptimo extremo del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electrocentro S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.2.2, 2.5.2, 2.10.2, 2.11.2, 2.16.2, 2.17.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 5°.-** Incorpórese los Informes N° 0330-2009-GART – Anexo 1 y N° 0304-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 6°.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con sus Anexos en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gov.pe](http://www.osinerg.gov.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

1 Morón, Urbina, Juan Carlos "Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General" Tercera Edición Revisada Actualizada. Gaceta Jurídica 2004, páginas 96 y 97.

2 Morón, Urbina, Juan Carlos "Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General" Tercera Edición Revisada Actualizada. Gaceta Jurídica 2004, páginas 99 y 100.

3 **Artículo 3.-** Requisitos de validez de los actos administrativos  
Son requisitos de validez de los actos administrativos:  
(...)

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.  
(...)

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 135-2009-OS/CD**

Lima, 30 de julio de 2008

Que, con fecha 30 de mayo de 2009, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD (en adelante la "RESOLUCIÓN"), mediante la cual se aprobaron los Planes de Inversión de Transmisión para cada Área de Demanda;

Que, como consecuencia de los recursos de reconsideración presentados por las empresas interesadas contra la RESOLUCIÓN y, atendiendo el resultado de las revisiones posteriores efectuadas por OSINERGMIN, sobre los temas incluidos en la misma,

se ha determinado la necesidad de expedir la presente resolución de oficio, la cual contiene aquellos rubros que deben ser subsanados por OSINERGMIN, conforme se desarrolla a continuación, referente a los cambios de oficio que debe realizarse a los Planes de Inversión de las Áreas de Demanda 3 y 13.

**1. MODIFICACIÓN DEL ÁREA DE DEMANDA 3**

**Antecedentes**

Que, en la RESOLUCION, más explícitamente en el Anexo E del Informe N° 0204-2009-GART que sustenta los planes de inversión del Área de Demanda 3, se consignaron las instalaciones correspondientes a Sihuas, Tayabamba, Pomabamba y Huari (celdas, transformadores y líneas) como pertenecientes a Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA");

Que, en el informe de respuesta a las observaciones realizadas OSINERGMIN a la propuesta de HIDRANDINA, se señala, en el punto 4 (folio 3), que las siguientes instalaciones de transmisión fueron ejecutadas con recursos del Ministerio de Energía y Minas:

1. Línea de transmisión en 138 kV Huallanca – Sihuas – Tayabamba y Subestaciones;
2. Línea de transmisión en 60 kV Sihuas – Pomabamba y Subestaciones;
3. Línea de transmisión en 60 kV Pomabamba – Huari y Subestaciones.

Que, en el mismo informe se menciona que estos proyectos serán transferidos a HIDRANDINA, no presentando el sustento del mismo;

Que, en el Plan de Inversiones publicado en la RESOLUCION se consideró, por omisión involuntaria, estas inversiones como realizadas por HIDRANDINA.

**Propuesta de Modificación**

Que, a la fecha no se tiene un documento oficial donde se confirme las transferencias de instalaciones a HIDRANDINA, por parte del Ministerio de Energía y Minas, y además que una omisión involuntaria, por corresponder a un error material, debe ser corregida, lo cual implica, consignar la titularidad de dichas instalaciones al Ministerio de Energía y Minas;

Que, por las razones antes expuestas, en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 3, se debe consignar correctamente la titularidad de estas instalaciones.

**2. MODIFICACIÓN DEL ÁREA DE DEMANDA 13**

**Antecedentes**

Que, en el Informe N° 0214-2009-GART, que sustenta la RESOLUCIÓN respecto al plan de inversión del Área de Demanda 13, se estableció para el año 2009 el ingreso de una nueva línea en 66 kV entre las subestaciones Tacna – Los Héroes, de propiedad de Electrosur S.A. (en adelante "ELECTROSUR"), así como, para el año 2010 el reforzamiento de la línea existente entre estas subestaciones, de propiedad de Egesur S.A. (en adelante "EGESUR"), con la finalidad de garantizar la confiabilidad a la ciudad Tacna, con el criterio N-1; asignándose como responsable del reforzamiento de esta línea a EGESUR por ser la propietaria actual;

Que, tal reforzamiento de la línea existente implicaba, entre otras cosas, el cambio de conductor para que tenga una sección similar a la nueva línea implementada por ELECTROSUR, es decir, pasar de 120 a 240 mm<sup>2</sup>, mientras que, el plazo de ingreso en el 2010 se estableció debido a que se estimaba un tiempo prudencial de un año para llevar a cabo el reforzamiento de esta línea;

Que, en el cronograma del presente proceso de regulación, se estableció que los interesados debían presentar hasta el 22 de junio del presente año, sus

recursos de reconsideración contra la RESOLUCION, no habiéndose recibido ningún recurso relacionado con el Plan de Inversiones del Área de Demanda 13;

Que, en el Decreto Supremo N° 021-2009-EM que, entre otros, modificó el literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, se estableció que dentro de veinte (20) días luego de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios o empresas asignadas a realizar los proyectos de este plan debían identificar qué proyectos no podían llevar a cabo y, por ende, ser licitados por el Ministerio de Energía y Minas; plazo en el cual tampoco se recibió copia de esta comunicación, ni de ninguna de las empresas asignadas en el Área de Demanda 13;

#### Argumentos

Que, mediante carta C-1501-2009 del 08.07.09, como respuesta a la consulta realizada por OSINERGMIN sobre el desarrollo del proyecto de reforzamiento de la línea existente en 66 kV entre las subestaciones Tacna – Los Héroes, EGESUR manifestó no tener en sus planes el desarrollo de este proyecto y tampoco tener decidida la transferencia de la línea existente a ELECTROSUR; además manifestó que las celdas de esta línea, en las subestaciones Los Héroes y Tacna (Para), ha sido transferida a ELECTROSUR desde el 31 de mayo de 2009 fecha en que entró en operación su nueva línea;

Que, adicionalmente, con carta G-1655-2009 del 20.07.09, EGESUR manifestó que no ha presentado al Ministerio de Energía y Minas su solicitud para que se licite este proyecto, asegurando además que con el ingreso de la nueva línea en 66 kV entre las subestaciones Tacna – Los Héroes de propiedad de ELECTROSUR, se tenía asegurado el suministro continuo del servicio eléctrico para la ciudad de Tacna;

Que, considerando que EGESUR no ha manifestado su intención de realizar el reforzamiento de su línea de transmisión existente entre las subestaciones Los Héroes – Tacna y que, por el contrario, ha transferido sus celdas de esta línea existente para que sea usada por ELECTROSUR en la nueva línea que ha implementado entre ambas subestaciones, con lo cual esta línea existente ha quedado indisponible desde el 31 de mayo del presente año; se hace necesario modificar el Plan de Inversiones previsto para el Área de Demanda 12 en la RESOLUCION con carácter de oficio, evaluando nuevamente los proyectos viables;

Que, para ello se requiere que la ciudad de Tacna cuente con una confiabilidad N-1 por ser una carga importante del sistema eléctrico interconectado y porque además su demanda superaría los 30 MW en el horizonte de análisis, tal como se establece en el numeral 13.3 de la norma de "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

#### Propuesta de Modificación

Que, en el Informe N° 0214-2009-GART, que sustenta la RESOLUCIÓN respecto al plan de inversión del Área de Demanda 13, se evaluaron dos alternativas de inversión viables para garantizar la confiabilidad N-1 en la ciudad de Tacna, siendo primera alternativa (Alternativa 1) la implementación de una línea en 66 kV entre las subestaciones Los Héroes y Parque Industrial y la segunda alternativa (Alternativa 2) el reforzamiento de la línea existente en 66 kV entre las subestaciones de Los Héroes y Tacna;

Que, como resultado del análisis económico de las alternativas se obtuvo que la Alternativa 2, al reflejar un costo total inferior en 5,5% a la Alternativa 1, era la mejor alternativa para garantizar la confiabilidad N-1 en la ciudad de Tacna;

Que, por lo manifestado por EGESUR en los párrafos anteriores, se debe descartar la Alternativa 2, por lo que

sólo quedaría como única solución viable la Alternativa 1;

Que, por las razones antes expuestas, en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 13 se debe retirar el proyecto de reforzamiento de la línea de transmisión existente en 66 kV entre Tacna – Los Héroes, y en su reemplazo agregar el proyecto de nueva línea de transmisión en 66 kV entre Los Héroes – Parque Industrial, pero con fecha de ingreso en el año 2011, por considerar que se tomará aproximadamente dos (2) años calendarios para la implementación de este proyecto;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe N° 0334-2009-GART, elaborado por la División de Generación y Transmisión de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, el mismo que complementa la motivación que sustenta la decisión del regulador, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, Numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General<sup>1</sup>; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del OSINERGMIN, 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; en la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; en lo dispuesto en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.

#### RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Disponer la modificación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 3, consignado en la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones contenidas en el numeral 1 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Disponer la modificación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 13, consignado en la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones contenidas en el numeral 2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 4°.-** Incorpórese el Informe N° 0334-2009-GART como Anexo, que forma parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada, junto con su anexo, en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

<sup>1</sup> Artículo 3.- Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos: ...

4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico...