

sábado 1 de agosto de 2009



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**Organismo Supervisor de la Inversión  
en Energía y Minería**

**Resolución N° 124-2009-OS/CD  
Resolución N° 125-2009-OS/CD  
Resolución N° 126-2009-OS/CD  
Resolución N° 127-2009-OS/CD  
Resolución N° 128-2009-OS/CD  
Resolución N° 129-2009-OS/CD**

---

---

**NORMAS LEGALES**

---

---

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 124-2009-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 LUZ DEL SUR S.A.A. (en adelante "LUZ DEL SUR"), 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, LUZ DEL SUR interpuso recurso de reconsideración 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 recibiendo comentario respecto del recurso de reconsideración de LUZ DEL SUR.

**2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, LUZ DEL SUR solicita que se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, de acuerdo a lo siguiente:

1. Que, se corrija la RESOLUCIÓN incorporando en el Plan de Inversiones de LUZ DEL SUR, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, las instalaciones de transmisión cuya operación comercial se inició entre el 24 de julio de 2006 y el 30 de abril de 2009, así como de aquellas en proceso de implementación durante el período restante del año 2009;
2. Que, se corrija la RESOLUCIÓN de manera que considere el 2009 como año de inicio del período de proyección de la demanda de 10 años para la fijación de tarifas y compensaciones de los SST y SCT para el período comprendido entre noviembre del 2009 y abril del 2013. Solicita asimismo, que se utilicen las estadísticas de consumo histórico de electricidad al 31 de diciembre de 2008, en cumplimiento de lo dispuesto en la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, así como en aplicación de los principios de legalidad y verdad material;
3. Que, se deje sin efecto el extremo de la resolución impugnada, referido a las instalaciones del Plan de Inversiones de Luz del Sur, que son distintas a las instalaciones que LUZ DEL SUR ha consignado en el Plan de Inversiones presentado a OSINERGMIN como parte de su Estudio Técnico – Económico, reiterando el pedido de aprobación del aludido Plan de Inversiones de Luz del Sur en los términos planteados por la propia empresa;
4. Que, se corrija la RESOLUCIÓN, utilizando para la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones de LUZ DEL SUR, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, los costos estándares reconocidos en la Base de Datos actualizada con la Resolución N° 089-2009-OS/CD, y no la Base de Datos anterior, como equivocadamente ha ocurrido;
5. Que, se modifique la RESOLUCIÓN, de tal forma que se difiera para el año 2010 la puesta de operación comercial de los proyectos que a continuación se indican, propuestos para el año 2009 por LUZ DEL SUR en el Plan de Inversiones presentado como parte de su Estudio Técnico – Económico para la Determinación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT.

**2.1 INCORPORARENELPLANLASINSTALACIONES  
QUE INICIARON SU OPERACIÓN ENTRE EL 24  
DE JULIO 2006 Y EL 30 DE ABRIL DE 2009**

**2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, sostiene LUZ DEL SUR que OSINERGMIN debe corregir la RESOLUCIÓN, incorporando

en el Plan de Inversiones de la recurrente, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, las instalaciones de transmisión cuya operación comercial se inició entre el 24 de julio de 2006 y el 30 de abril de 2009, así como aquellas en proceso de implementación durante el período restante del año 2009. Añade que, como establecen el numeral V) del literal a) y el numeral VI) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el Plan de Inversiones constituye la primera etapa del procedimiento de fijación de tarifas y compensaciones de los SST y SCT, estando constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de peajes y compensaciones;

Que, agrega que las Disposiciones Transitorias Segunda y Tercera del Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, establecen que las tarifas y compensaciones de los SST y SCT que entren en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2009, se fijarán bajo la metodología establecida por el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) y que, el período que comprenda el primer Plan de Inversiones se inicia a partir de la vigencia de la Ley N° 28832, es decir, el 24 de julio de 2006; por lo que, el Plan de Inversiones para la fijación de tarifas y compensaciones de los SST y SCT, que entren en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2009, estará constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión que entraron en operación desde el 24 de julio de 2006, y hasta el 30 de abril de 2013, independientemente de si los bienes que pasaron a integrar tales instalaciones con posterioridad a la primera fecha, fueron comprados y/o se encontraban en el almacén de sus titulares con anterioridad a la misma, ya que el criterio específico a considerar es la entrada en operación de las instalaciones y no su fecha de adquisición;

Que, indica que el numeral l) del literal f) del citado Artículo 139°, concordado con el Artículo 6° del Procedimiento del Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 024-2008-OS/CD, establece que las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar mediante liquidaciones anuales, exigiendo para dar de Alta a una determinada instalación que el titular presente un Acta de Puesta en Servicio, firmada por sus representantes y por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN. Adicionalmente, el artículo 9° señala que, para el procedimiento de fijación de tarifas y compensaciones de los SST y SCT que se inició en el año 2008, las Altas que deben ser reportadas son las que corresponden al período comprendido entre el 24 de julio de 2006 y el 28 de febrero de 2009;

Que, señala que OSINERGMIN debe considerar dentro del Plan de Inversiones, todas las instalaciones de transmisión cuyas Altas le fueron reportadas al 28 de febrero de 2009, así como las que cuentan con Acta de Puesta en Servicio a la misma fecha, debidamente firmada por LUZ DEL SUR y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica;

Que, añade que LUZ DEL SUR y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica han venido suscribiendo Actas de Puesta en Servicio de las instalaciones del SCT, que entraron en operación entre el 1° de marzo y el 30 de abril de 2009, por lo cual también deben ser incorporadas al Plan de Inversiones;

Que, por último, indica que existen instalaciones que LUZ DEL SUR incluyó en su Plan de Inversiones propuesto al OSINERGMIN, cuya puesta en operación comercial se programó en el año 2009 pero que, por la necesidad de responder a las exigencias de la demanda, se vio en la necesidad de iniciar su ejecución con anterioridad a que el regulador aprobase el Plan; es decir, a la fecha los

recursos para tales inversiones están parcialmente desembolsados y el saldo comprometido con los proveedores; razón por la que solicita se incorpore tales instalaciones en el Plan de Inversiones, pues de lo contrario se produciría una confiscación de la inversión de LUZ DEL SUR.

Que, concluye señalando que OSINERGMIN debe incorporar en el Plan de Inversiones, todas las instalaciones que:

- Entraron en operación a partir del 24 de julio de 2006, resultando irrelevante si los bienes que las integran fueron comprados y/o se encontraban en almacén de la empresa con anterioridad a dicha fecha,
- Cuentan con Acta de Puesta en Servicio debidamente suscrita al 28 de febrero de 2009, por representantes de LUZ DEL SUR y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica,
- Cuentan con Acta de Puesta en Servicio debidamente suscrita entre el 1° de marzo y el 30 de abril de 2009, por representantes de la propia empresa y de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica; y,
- Se encuentran en proceso de implementación y entrarán en operación comercial durante el resto del año 2009.

## 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, cabe señalar que en el numeral 11.2.5 del Informe N° 0207-2009-GART que sustenta la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 7, dentro de la cual se encuentra LUZ DEL SUR, se señaló que las Altas consideradas en dicho Plan de Inversiones, quedaban sujetas a revisión dado que a la fecha no todas las empresas habían presentado la información que las sustenta y, por otro lado, se habían suscrito algunas actas de altas involucrando equipamiento que estaría reemplazando instalaciones existentes al 23 de julio de 2006 o equipos reparados o traídos de otro lugar de la red de transmisión;

Que, en este sentido, y conforme se expone en el Informe legal N° 0317-2009-GART, el reconocer como altas instalaciones que ya han venido siendo remuneradas como parte del SST implicaría una doble remuneración a un mismo elemento, razón por la cual la correcta interpretación de la normatividad vigente consiste en considerar que constituyen instalaciones del SCT, sólo aquellas que entraron en operación comercial luego de la vigencia de la Ley N° 28832 y que no han sido remuneradas como SST. En este sentido, no encuentra fundamento en la interpretación literal que presenta LUZ DEL SUR;

Que, en ese sentido, para el caso de las instalaciones que LUZ DEL SUR reclama como Altas en su recurso de reconsideración, se ha efectuado una verificación de las instalaciones que conformarían las Altas dadas a partir del 24 de julio de 2009, teniendo como resultado que algunas instalaciones de la SET Balnearios, Gálvez y Lurín corresponden a elementos del SST, mientras que otras en la SET Huachipa aún no ingresan en servicio;

Que por esta razón no corresponden ser reconocidas como altas las dos celdas 60 kV, tipo compacta en la SET Balnearios, el transformador de potencia trifásico 60/23/10 KV 40 MVA en la SET Gálvez, el transformador de 25 MVA con N° de serie 185466 y la nueva celda 60 kV tipo compacto en la SET Lurín, y celdas en 22,9 kV tipo metal clad (una de transformación, una de medición y dos de alimentador) en la SET Huachipa, conforme se indica en el Informe Técnico N° 0320-2009-GART;

Que, por las razones expuestas este extremo del recurso de reconsideración se debe declarar fundado en parte.



## **2.2 CONSIDERAR EL 2009 COMO AÑO DE INICIO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE 10 AÑOS**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, señala LUZ DEL SUR que, equivocadamente, OSINERGMIN ha considerado el año 2008 como año de inicio del período de proyección de la demanda de 10 años para la fijación de tarifas y compensaciones para los SST y SCT, correspondiente al período comprendido entre noviembre de 2009 y abril de 2013. Además, ha tomado en cuenta las estadísticas de consumo histórico de electricidad al 31 de diciembre de 2007, lo que es contrario a la normatividad aplicable y, por consiguiente, nulo de pleno derecho;

Que, agrega que, en lo concerniente a la Proyección de la Demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los Usuarios, se deben seguir los criterios establecidos en los acápites 7.2.1 y 7.2.3 del literal 7.2 del artículo 7° de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "NORMA TARIFAS"), aprobada por la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD, conforme a los cuales, el período a considerar para la proyección de la demanda es de 10 años a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas, tomando en cuenta para ello, entre otros, las estadísticas de consumo histórico de electricidad;

Que, por consiguiente, teniendo en consideración que el Plan de Inversiones, materia de la RESOLUCIÓN, ha sido aprobado por OSINERGMIN dentro del procedimiento de fijación de tarifas y compensaciones para los SST y SCT correspondiente al período comprendido entre noviembre de 2009 y abril de 2013, el propio Organismo Regulador debió tomar en cuenta el año 2009 como año de inicio del período de proyección de la demanda, y no el año 2008; así como las estadísticas de consumo histórico de electricidad al 31 de diciembre de 2008, y no al 31 de diciembre de 2007;

Que, por lo expuesto, este extremo de la Resolución impugnada se encuentra viciado de nulidad, por ser contrario a las normas legales aplicables;

Que, además de las normas precedentemente citadas, LUZ DEL SUR señala ampararse en los principios de Legalidad y Verdad Material que rigen el procedimiento administrativo, en aplicación de lo dispuesto en la LPAG;

Que, expresa que OSINERGMIN, como Autoridad Administrativa, debe ceñirse a las facultades que le han sido atribuidas, tal como lo establece el principio de legalidad, recogido en el acápite 1.1.1 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG, que establece una obligatoria relación de causalidad entre las actuaciones de la administración pública y las normas legales, en virtud de la cual las funciones, competencias y actos de aquella deben ser consecuencia de lo establecido en éstas. De este modo, la administración únicamente está facultada para hacer lo que una ley expresa le autoriza y que tenga por objeto alcanzar los fines enunciados en la normativa. Tal es la importancia de este principio del procedimiento administrativo que el artículo 10° de la LPAG sanciona con nulidad de pleno derecho los actos administrativos que tengan algún defecto o se hayan emitido omitiendo alguno de los requisitos de validez y que contravengan la Constitución, las Leyes y demás normas reglamentarias;

Que, en aplicación del principio de verdad material, toda autoridad administrativa competente debe verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, debiendo para ello adoptar todas

las medidas probatorias necesarias autorizadas por ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas;

Que, por lo anterior expresa que es contrario al principio de verdad material, que el Plan de Inversiones en Transmisión aprobado con la RESOLUCIÓN considere una máxima demanda correspondiente al año 2008 distinta a la realmente registrada en ese período.

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

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"). Para la primera regulación conjunta de los SCT y los SST, la Primera Disposición Transitoria de la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD sostuvo 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, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 198-2008-OS/CD;

Que, por este motivo, la presentación de los estudios técnico económicos de las empresas concesionarias fue presentado hasta antes del 01 de junio de 2008, con información histórica al 31 de diciembre de 2007, la cual fue analizada, observada y que ha permitido la aprobación de los Planes de Inversión mediante la resolución impugnada, mediante la RESOLUCIÓN;

Que, por lo expuesto, el OSINERGMIN para efectos del presente proceso de regulación de tarifas, ha contado únicamente con la información histórica al 31 de diciembre de 2007, siendo completamente falso e imposible, que se haya contado con información real correspondiente al año 2008, dado que, como ya se comentó, las propuesta tarifarias fueron presentadas antes del 01 de junio de 2008;

Que, de otro lado, LUZ DEL SUR ha invocado como sustento de su petición, la violación a los Principios de Legalidad y de Verdad Material. Respondiendo la argumentación expuesta por la recurrente, debe señalarse que el OSINERGMIN sí ha respetado la normatividad legal que se relaciona con la determinación del Plan de Inversiones, principalmente las disposiciones del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la misma que es de pleno conocimiento de todos los titulares de sistemas de transmisión;

Que, es preciso señalar que, bajo el Principio de Verdad Material, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, lo cual tiene implícito el deber de verificar la información existente respecto a la materia cuya decisión se reflejará en una resolución, es decir en un acto administrativo que debe estar rodeado de todas las garantías que permitan tener la certeza que se ha agotado la búsqueda de los hechos reales producidos que sustentarán la decisión. El OSINERGMIN ha tomado la data histórica del año 2007, contenida en los Formatos y Medios presentados por los Titulares de Transmisión en sus Estudios Técnico económicos, lo cual demuestra que no existe violación del Principio de Verdad Material, como mal afirma LUZ DEL SUR;

Que, el propio análisis que se realiza en este extremo del petitorio de la recurrente, permite también sostener que se cumple estrictamente con el respeto a las disposiciones legales que rigen

este tema regulatorio y, por tanto, el cumplimiento al Principio de Legalidad, de manera que el acto administrativo generado por el OSINERGMIN (la RESOLUCIÓN) cuenta con toda la información disponible que sustenta la decisión reflejada en dicho acto;

Que, por las razones expuestas, consideramos que no es correcto tomar como año histórico al 2008, encontrándose arreglada a derecho la resolución impugnada al haber utilizado el año 2007, por lo que no procede la nulidad solicitada sobre este aspecto;

Que, es incorrecto señalar que OSINERGMIN ha considerado equivocadamente el año 2008 como año de inicio del período de proyección de la demanda de 10 años, pues el año inicial se corresponde con el 2009 para efectos de la proyección de la demanda de 10 años, por corresponder éste al año en que está previsto entrará en vigencia la fijación de tarifas de los SST y SCT, con lo cual se da estricto cumplimiento a lo establecido en la NORMA TARIFAS;

Que, también es del caso precisar que no es posible considerar para la proyección de la demanda eléctrica el período comprendido entre noviembre 2009 y abril 2013, según lo propone LUZ DEL SUR, pues no se estaría completando los 10 años de proyección que exige la norma mencionada. En cambio, OSINERGMIN ha proyectado la demanda eléctrica para el período enero 2009-diciembre 2018 (10 años completos); no obstante, para la siguiente etapa del proceso regulatorio que corresponde a la prepublicación de la fijación de Tarifas de SST y SCT, se analizará si con base en la normativa vigente es procedente considerar el período de proyección de la demanda en el período noviembre 2009-octubre 2014 (5 años completos);

Que, por otro lado, respecto a lo manifestado por LUZ DEL SUR de que la demanda proyectada por OSINERGMIN es equivocada, es necesario señalar que luego de revisada la información mostrada por la empresa, se encontró que utilizó valores que no son comparables, puesto que las demandas proyectadas por OSINERGMIN para las SETs Balnearios, Neyra, Puente y Santa Anita, son demandas máximas de cada SET (formato F-122) y no las demandas coincidentes con el sistema eléctrico de Lima Sur (formato F-123) como lo considera LUZ DEL SUR en su equivocada comparación, conforme se muestra en el Informe Técnico N° 0320-2009-GART;

Que, por las razones expuestas en los párrafos anteriores, este extremo del recurso de reconsideración interpuesto por LUZ DEL SUR debe ser declarado infundado.

## **2.3 APROBAR EL PLAN EN LOS TÉRMINOS PLANTEADOS POR LA PROPIA EMPRESA**

### **2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, señala LUZ DEL SUR, que en el segundo párrafo del punto "11. Análisis de OSINERGMIN" del Informe Técnico N° 208-2009-GART, que sirve de sustento a la Resolución, el Organismo Regulator ha señalado que "... para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones hechas a las propuestas regulatorias presentadas por las titulares de transmisión o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, OSINERGMIN ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el SER; así como, a establecer los valores finales de los costos de Inversión, a fin de determinar el Plan de Inversiones para el período 2009-2013, en conformidad con el marco regulatorio vigente";

Que, sostiene que el OSINERGMIN ha rechazado la propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión de la empresa para los años 2010 al 2013 y, bajo argumentos fácticos, pues no obedecen a sustento jurídico alguno, ha preparado una alternativa distinta. Además, ignora, u obvia en su análisis, que las instalaciones de transmisión necesarias para atender la demanda que ningún concesionario decide realizar, pueden ser incorporadas por el Ministerio de Energía y Minas en el Plan de Transmisión para su licitación, tal como lo establecen la Ley N° 28332 y el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM;

Que, señala que es deber del concesionario cuyas instalaciones sirven a la demanda, presentar a OSINERGMIN, para su revisión y aprobación, el Plan de Inversiones de las nuevas instalaciones requeridas para entrar en operación en el período que es objeto de fijación tarifaria y que este dispositivo legal habilita al Organismo Regulator para aprobar o desaprobado —mediante resolución debidamente motivada— cada una de las inversiones propuestas en el Plan de Inversiones, aplicando para ello los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley N° 28832 y demás normas complementarias y reglamentarias;

Que, lo anterior significa que el OSINERGMIN puede rechazar, fundadamente, aquellas inversiones que considere innecesarias, cuyo dimensionamiento no corresponda al principio de adaptación a la demanda, que no constituyan la solución de mínimo costo total para el horizonte de evaluación, o que no hayan sido planificadas teniendo en consideración los demás criterios generales o específicos para la determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER), establecidos en los artículos 12° y 13°, respectivamente, de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD;

Que, sin embargo, agrega, lo que el Regulator no está facultado a hacer —por no contar con habilitación legal para ello— es sustituir las inversiones propuestas por el concesionario, pretendiendo obligarlo a realizar inversiones que no estaba dispuesto a hacer, u obligarlo a adelantar su inversión a una fecha anterior a la programada, lo que es contrario al Principio de Legalidad que debe observar OSINERGMIN como entidad de la Administración Pública;

Que, menciona que en nuestro ordenamiento, el derecho al debido proceso se encuentra consagrado en el numeral 3 del artículo 139° de la Constitución Política y en el numeral 1.1.2 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG y que esta última norma establece que "todos los administrados gozan de todos los derechos y garantías inherentes al debido procedimiento", así como a "obtener una decisión motivada y fundada en derecho";

Que, similar obligación del Regulator está recogida en el artículo 8° del Reglamento General de OSINERGMIN, que dispone que "*Las decisiones de OSINERGMIN serán debidamente motivadas*". En aplicación del derecho al debido proceso, OSINERGMIN está obligado a fundamentar todas sus decisiones en argumentos lógicos, jurídicos y técnicos adecuados para cada caso;

Que, señala que la RESOLUCIÓN no contiene una motivación que pueda considerarse adecuada ni suficiente en los términos exigidos por la Ley del Procedimiento Administrativo General. Ello es así por cuanto los Informes N° 199-2009-GART y N° 208-2009-GART, que sirven de sustento a la Resolución, no desarrollan los fundamentos técnicos ni jurídicos para rechazar las inversiones propuestas por LUZ

DEL SUR ni, menos aún, para sustentar que las inversiones contenidas en la Resolución resulten superiores o representen la solución de mínimo costo, frente a las ha presentado;

Que, en síntesis, señala, el OSINERGMIN tiene la facultad de aprobar o desaprobar la construcción de las instalaciones contenidas en el Plan de Inversiones propuesto por cada concesionario. Lo que no puede hacer, es modificar los diseños de las instalaciones consignadas en el Plan, ni menos aún imponer a los concesionarios un Plan distinto.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, a manera de introducción podemos mencionar que, a efectos de proceder con la publicación de la RESOLUCIÓN, se emitió el Informe 199-2009-GART, en el cual, tratando el tema del asunto, señalamos que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, de acuerdo con la modificación efectuada por el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, dispone sobre el Plan de Inversiones lo siguiente:

*“V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. OSINERGMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.”*

Que, asimismo, se agregó que el Plan de Inversiones ha sido concebido como un mecanismo de planificación del sistema de transmisión, a efectos de satisfacer las necesidades de mantenimiento y expansión de las Áreas de Demanda<sup>1</sup>. Mediante este mecanismo, a los concesionarios de transmisión se les aprueba sus inversiones y sus respectivas tarifas antes de su ejecución, eliminándose consecuentemente las antiguas discusiones sobre regulación mediante el Sistema Económicamente Adaptado<sup>2</sup>. Y que, como se aprecia del numeral V) citado, se ha encargado al OSINERGMIN la función de revisar y aprobar el Plan de Inversiones, dado que toda inversión que se incluya como costo en la tarifa, tiene que cumplir con el requisito básico de la eficiencia<sup>3</sup>, que incorpora toda la regulación de precios en el sector eléctrico;

Que, en este sentido, se concluyó en el Informe 199-2009-GART, que OSINERGMIN sí tenía facultades de modificar las propuestas de Planes de Inversiones presentados por las empresas concesionarias de transmisión, por las siguientes consideraciones:

- En un sistema de inversión planificado como lo constituye el Plan de Inversiones, únicamente se incluye en la tarifa aquellas obras que han sido aprobadas por el regulador. Cada obra aprobada satisface una necesidad del sistema de transmisión, sin la cual podría ponerse en riesgo la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Por este motivo, si el regulador rechaza una obra propuesta dentro del Plan de Inversiones, podría persistir la necesidad del sistema de transmisión, en cuyo caso el regulador debe aprobar la obra alternativa que permita una correcta satisfacción de dicha necesidad y que cumpla con el requisito elemental de eficiencia económica antes mencionado. Efectuar una interpretación contraria a la antes expuesta, es decir,

que el regulador se limite a desestimar la obra propuesta sin aprobar una alternativa que satisfaga las necesidades de sistema de transmisión, implicaría dejar abierta la posibilidad de que se ponga en riesgo la calidad y continuidad el suministro eléctrico, lo cual consideramos inaceptable.

- Adicionalmente señalamos que puede argumentarse que el propio numeral V) citado, establece la posibilidad al regulador de aprobar el Plan de Inversiones en forma supletoria, ante la omisión en su presentación del titular de transmisión. En este escenario, el titular no ejerció su derecho de presentar propuesta (que en términos prácticos equivale a presentar una propuesta incorrecta por no respetar el Principio de Eficiencia), en cuyo caso la norma tajantemente señala que el regulador deberá aprobar el Plan de Inversiones en forma supletoria, dado que no se puede poner en riesgo el suministro eléctrico, en cuyo caso correspondería al Ministerio de Energía y Minas su ejecución.
- Sobre la supuesta vulneración al derecho de los concesionarios de transmisión a planificar sus inversiones, se puede mencionar que con el reemplazo mencionado de la regulación mediante el Sistema Económicamente Adaptado por una regulación planificada que se concreta en el Plan de Inversiones para cada Área de Demanda, el único órgano encargado de aprobar dichos planes es el regulador, léase el OSINERGMIN. De esta manera, si el titular de transmisión se compromete con la ejecución del Plan de Inversiones, deberá cumplir con dicho compromiso, pues de lo contrario, además de ser penalizado tarifariamente (producto de la devolución de los ingresos por las instalaciones que no cumplió con ejecutar), será sujeto a los procedimientos administrativos sancionadores que ameriten,

<sup>1</sup> Numeral i) del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

i) Determinación de Peajes

l) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.  
ll) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.  
...”

<sup>2</sup> Definición 14 de la Ley de Concesiones Eléctricas:

“14. Sistema Económicamente Adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

<sup>3</sup> Principio consignado en el Artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas

“Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.  
...”

por poner en riesgo el suministro eléctrico. Caso contrario, el titular de transmisión podría optar por rechazar el Plan de Inversiones aprobado por el regulador y encargar su ejecución al Ministerio de Energía y Minas<sup>4</sup>. En conclusión, el cambio de política regulatoria para las instalaciones de transmisión ubicadas en Áreas de Demanda, permite al OSINERGMIN efectuar la función de la planificación de la transmisión.

- Por último puede agregarse, que OSINERGMIN no puede aprobar de manera automática las inversiones propuestas por los concesionarios, actuando simplemente como una "mesa de partes", sino que debe evaluar la necesidad y eficiencia de cada una de las inversiones de acuerdo al crecimiento planificado del sistema, y rechazar aquellas que no respondan al criterio de eficiente.

Que, ahora bien, a propósito del recurso de LUZ DEL SUR contra la RESOLUCIÓN, cuestionando la facultad del regulador de modificar los Planes de Inversión, podemos señalar que la recurrente concluye, utilizando el método de interpretación literal, que siendo que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE establece que el Plan de Inversiones será "...revisado y aprobado por OSINERGMIN...", el regulador no puede hacer cosa diferente a observar o desaprobar;

Que, la interpretación literal de LUZ DEL SUR, no se condice con otros criterios de interpretación jurídica y que consideramos más relevantes, tal como el criterio de interpretación conforme a la constitución, tal como lo recoge Aníbal Torres, "entre los posibles sentidos de una norma jurídica debe optarse por aquel que sea más conforme con el contenido de la Constitución"<sup>5</sup>, es decir, todas las normas que integran el ordenamiento jurídico, deben interpretarse a la luz de los principios fundamentales contenidos en el texto de la constitución, que por el alto grado de valor que les corresponde, son preeminentes a cualquier otro principio, este principio es amparado por el Tribunal Constitucional en el Fundamento 4º del Expediente 1230-2002-HC-TC<sup>6</sup>;

Que, al respecto, el Tribunal Constitucional del Perú ya ha referido en reiterada jurisprudencia<sup>7</sup>, a propósito del rol del Estado en el mercado, lo siguiente:

"Y es que en una economía social de mercado, tanto los particulares como el Estado asumen deberes específicos; en el primer caso, el deber de ejercitar las referidas libertades económicas con responsabilidad social, mientras que, en el segundo, el deber de ejercer un rol vigilante, garantista y corrector, ante las deficiencias y fallos del mercado, y la actuación de los particulares.

En efecto, la Constitución reserva al Estado, respecto del mercado, una función supervisora y correctiva o reguladora, en el entendido que, si bien el ejercicio de la libertad de los individuos en el mercado debe ser garantizada plenamente, también es cierto que debe existir un Estado que, aunque subsidiario en la sustancia, mantenga su función garantizadora y heterocompositiva". (Subrayado nuestro).

Que, el mercado eléctrico y, en específico, la transmisión eléctrica, tiene carácter de servicio público<sup>8</sup>, debido a que constituye la infraestructura necesaria para transportar la electricidad desde las centrales de generación, hasta los centros de consumo;

Que, la naturaleza de servicio público de la transmisión y su carácter de monopolio natural<sup>9</sup>, genera en el Estado la obligación de determinar el precio que los concesionarios de transmisión deben cobrar por el servicio que prestan, dado

que no es posible que el precio se genere en un mercado, lo cual se encuentra en concordancia con la interpretación del Tribunal Constitucional citada líneas arriba, al mencionar que corresponde al estado ejercer un rol vigilante, garantista y corrector, ante las deficiencias y fallos del mercado;

Que, por este motivo, la normas del sector eléctrico actualmente establecen, en lo que a transmisión se refiere, que las necesidades de las Áreas de Demanda se deben satisfacer mediante la aprobación de un Plan de Inversiones, facultad que ha sido delegada al OSINERGMIN;

Que, ahora bien, el hecho que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE señale que corresponde a los concesionarios de transmisión elaborar los Planes de Inversión y al OSINERGMIN su aprobación, más allá de la lectura literal efectuada por la recurrente, consideramos que la lectura constitucional y que traduce correctamente el deber subsidiario del Estado en la economía, es que, frente a una propuesta defectuosa presentada por la empresa concesionaria, el regulador debe aprobar en forma subsidiaria, el Plan de Inversiones que requiere el Área de Demanda.

<sup>4</sup> Numeral VI) en el literal d) del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

"VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

VI.2) Dentro del Plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentaran una solicitud al Ministerio con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3º del Reglamento de Transmisión."

<sup>5</sup> TORRES Vásquez, Aníbal; *Introducción al Derecho*, Palestra Editores, Primera Edición Abril de 1999. Pág. 645.

<sup>6</sup> Expediente 1230-2002-HC-TC:

"... en todo ordenamiento que cuenta con una Constitución rígida y, por tanto, donde ella es la fuente suprema, todas las leyes y disposiciones reglamentarias, a fin de ser válidamente aplicadas, deben necesariamente ser interpretadas "desde" y "conforme" con la Constitución".

<sup>7</sup> Véase la Sentencia recaída en el Expediente 01963-2006-PA/TC.

<sup>8</sup> Artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas:

"Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

...

b) La transmisión y distribución de electricidad..."

<sup>9</sup> Un monopolio natural existe en un particular mercado, si una sola empresa pueda abastecer a todo el mercado a un costo menor que cualquier combinación de dos o más firmas. Los monopolios naturales están concebidos para existir en algunos segmentos de industrias como electricidad, vías férreas, gas natural y telecomunicaciones. Debido a que la eficiencia productiva requiere la existencia de una sola empresa, los monopolios naturales son típicamente sujetos a regulación por los estados. Traducción libre del siguiente texto:

"A natural monopoly exists in a particular market if a single firm can serve that market at lower cost than any combination of two or more firms... (..) Natural monopolies are thought to exist in some portions of industries such as electricity, railroads, natural gas, and telecommunications. Because productive efficiency requires that only one firm exist, natural monopolies are typically subject to government regulation..."

Glossary of industrial Organisation economics And competition law, Organisation for economic co-operation and Development.



Lo contrario implicaría dejar en riesgo el suministro eléctrico, olvidándonos de la naturaleza del servicio público de la transmisión eléctrica y de la función subsidiaria del Estado en la economía estipulada en la Constitución Política del Perú<sup>10</sup>;

Que, nuevamente lejos de la interpretación literal efectuada por la recurrente, conforme al *Método sistemático por comparación con otras normas* desarrollado por Marcial Rubio<sup>11</sup> "consiste en esclarecer qué quiere decir la norma atribuyéndole los principios o conceptos que quedan claros en otras normas", claramente podemos concluir que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE sí contempla la facultad del regulador de modificar las propuestas de Plan de Inversiones;

Que, efectivamente, en la normatividad sectorial existen muchas disposiciones que delegan funciones de aprobación al regulador y encargan la elaboración de la propuesta a otros agentes. En todos estos casos el regulador tiene la facultad de aprobar algo diferente, pese a que dichas normas no lo mencionan literalmente, como en esta ocasión pretende la recurrente. Ejemplos:

- i) En el literal b) del Artículo 13 de la Ley N° 28832, se encarga al COES elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERGMIN. Bajo una interpretación literal, el COES únicamente sería el organismo pertinente para proponer mientras que el OSINERGMIN no tendría otra opción que aprobar lo presentado por el COES, lo cual no sucede en la realidad.
- ii) El artículo 51, concordado con el 46 de la Ley de Concesiones Eléctricas, señala que el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERGMIN los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, correspondiendo al OSINERGMIN efectuar la fijación en forma anual. Igualmente, una interpretación literal nos llevaría a pensar que son los mencionados subcomités los que deben efectuar la propuesta y el regulador solo debe limitarse a aprobar, con lo cual, si fuese así, ya no habría regulación, pues el OSINERGMIN tendría que aprobar cualquier cosa que se proponga.
- iii) Incluso en el sector hidrocarburos ocurre lo mismo, ya que el Artículo 124 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, dispone que los Concesionarios deben elaborar su propuesta tarifaria y presentarla dentro del plazo que señale OSINERGMIN y que ésta, absuelta las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, establecerá la Tarifa de Distribución para cada Concesión. Una interpretación literal nos llevaría a pensar que el regulador solamente puede aprobar las propuestas presentadas, lo cual nuevamente no ocurre en la realidad. Debe descartarse, más aún tratándose de negocios con características de monopolios naturales como ocurre con el transporte y distribución de la energía eléctrica y el gas natural.

Que, en conclusión, el hecho que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE no contemple literalmente, la facultad del regulador de modificar las propuestas del Plan de Inversiones presentadas por las empresas concesionarias, no implica que no la tenga, ya que, conforme lo demuestra la normatividad sectorial al tratar temas similares, al encargarse al regulador la facultad de aprobar un tema específico, dicho encargo abarca la facultad de remitir observaciones así como la de modificar

las propuestas presentadas, puesto que el regulador debe aprobar lo que resulte técnicamente más eficiente como legalmente correcto, finalidades que no necesariamente se condicen con los objetivos de las empresas privadas (maximizar su utilidad);

Que, por este motivo, el regulador tampoco puede simplemente descartar el Plan de Inversiones propuesto por el concesionario sin una alternativa que permita la continuidad del servicio y su respectiva remuneración tarifaria. Por ello es que segundo párrafo del numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE autoriza expresamente a OSINERGMIN a elaborar y aprobar el Plan de inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente y por omisión no debe entenderse solo a su sentido gramatical sino también al estructural en virtud del cual, presentar un Plan que no cumple con requisitos técnicos es lo mismo que haber omitido su presentación y en consecuencia, un plan deficiente, faculta automáticamente al regulador a elaborar y aprobar un Plan de Inversiones, de la misma forma que la presentación de propuestas tarifarias ineficientes o la no absolución satisfactoria de las observaciones formuladas por OSINERGMIN a dichas propuestas, faculta al regulador a establecer los valores finales;

Que, por último, incluso si analizamos el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE conforme al *Método de Interpretación Histórico*, respecto al cual Marcial Rubio<sup>12</sup> refiere este método señalando que "la interpretación se hace recurriendo a los contenidos que brindan los antecedentes jurídicos directamente vinculados con la norma de que se trate, y se fundamenta en que el legislador siempre tiene una intención determinada al dar la norma jurídica"(sic), en consecuencia podríamos opinar que la modificación efectuada al mismo por el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, tuvo como finalidad, entre otros, solucionar el actual "impase" con los concesionarios de transmisión, al no estar de acuerdo con la aprobación de Planes de Inversión por el regulador, diferentes a los presentados por ellos;

<sup>10</sup> Artículo 58 de la Constitución Política del Perú:  
Artículo 58.- Economía Social de Mercado

La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura.

<sup>11</sup> RUBIO Correa, Marcial: "El Sistema Jurídico", Fondo Editorial de la PUCP, Octava Edición, Septiembre de 2004. Pág. 267.

<sup>12</sup> RUBIO Correa, Marcial: "El Sistema Jurídico", Fondo Editorial de la PUCP, Octava Edición, Septiembre de 2004. Pág. 272.

Que, así, se modificó el esquema del proceso regulatorio de fijación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, separando la etapa de aprobación del Plan de Inversiones de la etapa de fijación de Tarifas y Compensaciones, e incorporando en el intermedio una etapa para que las empresas concesionarias encarguen al Ministerio de Energía y Minas aquellas obras del Plan que no planean ejecutar. Esta modificación justamente se dio con la finalidad que, las empresas discordes con la modificación del Plan de Inversiones, puedan encargar al Ministerio de Energía y Minas la licitación de las obras que no quieran ejecutar, a efectos de que no se las obligue a ejecutar aquello con lo que no se encuentran de acuerdo;

Que, en conclusión y como ha sido ampliamente demostrado en los párrafos anteriores, la interpretación literal de la recurrente no es la técnicamente correcta a efectos de analizar el significado del numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, siendo los métodos de interpretación conforme a la constitución, sistemático por comparación con otras normas e Histórico, los que en su conjunto nos llevan a la conclusión rotunda que el regulador sí puede modificar los Planes de Inversión presentados por las empresas concesionarias, a efectos de garantizar el principio de eficiencia de la regulación de tarifas, así como que la misma sea la técnicamente más eficiente como legalmente correcta;

Que, ahora bien, en virtud de lo demostrado en los párrafos precedentes, somos de la opinión que una correcta interpretación de lo dispuesto en el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, nos lleva a concluir que el regulador se encuentra facultado a modificar los Planes de Inversión presentados por las empresas concesionarias, dado que es una facultad concomitante con la delegación al OSINERGMIN de aprobar los Planes de Inversión;

Que, por lo expuesto, y habiéndose analizado cada uno de los argumentos de este extremo del recurso de recurso de reconsideración interpuesto por LUZ DEL SUR, se ha demostrado que OSINERGMIN ha expedido la RESOLUCIÓN en cumplimiento estricto y dentro de los límites que establece la normatividad legal vigente, por lo que este extremo del recurso interpuesto, debe ser declarado infundado;

Que, sobre los Fundamentos Técnicos alegados por LUZ DEL SUR se debe indicar lo siguiente (desarrollado con mayor detalle en el Informe Técnico N° 0320-2009-GART):

Que, debe tenerse claro que el modelamiento de la red que ha realizado OSINERGMIN tiene como objetivo principal determinar la mejor alternativa de desarrollo de las redes de transmisión y no establecer el detalle de la operación; lo cual es responsabilidad de concesionario. En ese mismo sentido, es del caso aclarar que en el Plan de Transmisión no se especifica la capacidad de ruptura de los interruptores, por lo que la titular es la que finalmente debe seleccionar el equipamiento apropiado para cada caso y tipo de celda que requiera aplicar;

Que, asimismo, los costos que el nuevo equipamiento suponga se irán incorporando progresivamente a la base de datos de módulos estándar, de modo que permanentemente se garantiza un adecuado reconocimiento de costos;

Que, no se encuentra deficiencia en la proyección de demanda efectuada por OSINERGMIN, toda vez que el estudio de proyección de demanda se efectuó por área de demanda de conformidad con lo establecido en el numeral 9.1.3 de la NORMA TARIFAS, incorporando las demandas atendidas

por las concesionarias de distribución LUZ DEL SUR y Edecañete S.A., así como de clientes libres inmersos en dichos sistemas eléctricos y que mantienen contratos de suministro eléctrico con empresas de generación, haciendo uso de los modelos apropiados para efectos de lograr una proyección de demanda adecuada;

Que, por las razones expuestas en los párrafos anteriores, este extremo del recurso de reconsideración interpuesto por LUZ DEL SUR debe ser declarado infundado.

## 2.4 UTILIZAR PARA LA VALORIZACIÓN DEL PLAN DE LUZ DEL SUR LOS COSTOS DE LA BASE DE DATOS APROBADA CON LA RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 089-2009-OS/CD

### 2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, LUZ DEL SUR ha señalado que, de acuerdo a lo que se puede observar en el Informe Técnico N° 208-2009-GART, que sirve de sustento a la Resolución 075-2009, OSINERGMIN no ha valorizado con los costos medios reconocidos en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión actualizada con la Resolución N° 089-2009-OS/CD, las instalaciones de su Plan de Inversiones en Transmisión, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, sino con la Base de Datos anterior, lo que no se condice con la normativa aplicable;

Que, en efecto, de conformidad con los literales III), IV) y V) del acápite b) del artículo 139° de la Ley de Concesiones Eléctricas, en cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deben incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones, para lo cual OSINERGMIN debe establecer y mantener actualizada la Base de Datos de Costos Estándares de Mercado;

Que, complementariamente, el artículo 3° de la Resolución N° 343-2008-OS/CD, que aprobó "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión", establece que los costos reconocidos en dicha Base de Datos serán actualizados cada 30 de enero, con información correspondiente al año anterior;

Que, es decir, los costos estándares de mercado que serán utilizados en cada fijación tarifaria para valorizar las instalaciones existentes en dicha oportunidad y las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones deberán ser los reconocidos en la actualización de la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión" correspondiente al año de vigencia de la respectiva fijación de tarifas;

Que, coincidiendo con lo anterior el Ing. Víctor Ormeño Salcedo, en su calidad de Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN ha señalado en su Carta N° 434-2008-GART, lo siguiente:

*"En atención a su consulta realizada con el documento de la referencia, de conformidad con lo actualmente dispuesto por el Artículo 139°, inciso b), numeral V) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, concordado con lo establecido en el Artículo 3° de la Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD, tenemos a bien confirmarles que para la determinación de los peajes y compensaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión, para el período de vigencia 2009-2013, se empleará la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión, actualizada al 30 de enero de 2009."*

Que, por tales razones, OSINERGMIN debe corregir la RESOLUCIÓN utilizando para la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones en Transmisión de Luz del Sur, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, los costos medios reconocidos en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, actualizada con la Resolución N° 089-2009-OS/CD.

#### 2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, como ha sido indicado anteriormente, las obras de transmisión de Sistema Complementario de Transmisión para cada Área de Demanda, corresponde ser aprobada por el regulador dentro del Plan de Inversiones. De esta manera, el OSINERGMIN aprueba las características de las instalaciones que construirán los concesionarios y se obliga a reconocerlas íntegramente vía tarifas, eliminando las controversias que en regulaciones anteriores se generaban sobre la magnitud de las instalaciones construidas por los concesionarios y si se encontraban o no adaptadas a la demanda<sup>13</sup>;

Que, ahora bien, adicionalmente, desde el momento de la aprobación del Plan de Inversiones y con la fijación de las tarifas y compensaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión, se incluye en la tarifa el costo de las instalaciones del Plan de Inversiones, conforme se estipula en el numeral III del literal b del Artículo 139 del RLCE:

"b) Costo Medio Anual:

...

III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones y/o de las incluidas en los Contratos de Concesión de SCT". Subrayado nuestro.

Que, antes de la emisión del Decreto Supremo N° 021-2009-EM, los numeral I y II del literal d del Artículo 139 del RLCE, disponían que la valorización de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones, se efectuaría por única vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizaría en cada fijación del Costo Medio Anual, lo cual debería ser realizado cada cuatro años<sup>14</sup>. En este contexto fue que se expidió el Oficio N° 434-2008-GART, citado por LUZ DEL SUR<sup>15</sup>;

Que, posteriormente, conforme se expuso en los considerandos del Decreto Supremo N° 021-2009-EM, el RLCE disponía que los costos estándares que se empleen para determinar el monto de inversión de las instalaciones del Plan de Inversiones a ejecutarse durante los cuatro años siguientes al proceso regulatorio, serán los valores que se encuentren vigentes en la fecha de dicho proceso, lo cual representaba un riesgo injustificado para los Usuarios y para los Agentes debido a que los costos en la fecha de construcción podrían haber variado significativamente respecto a los que estuvieron vigentes a la fecha del proceso regulatorio, por lo que se modificó los citados numerales I y II del literal d del Artículo 139 del RLCE, disponiéndose que los costos estándares que se empleen para determinar el monto de inversión de las instalaciones del Plan de Inversiones a ejecutarse durante los cuatro años siguientes al proceso regulatorio, serán **los costos estándares de mercado que se encuentren vigentes en la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones**, quedando redactados de la siguiente manera:

"d) Frecuencia de Revisión y Actualización

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio.

II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes". Subrayado nuestro.

Que, de esta manera, la controversia radica en qué debe entenderse por "costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su puesta en operación comercial", porque ese valor es el que en definitiva debe ser aplicado por el regulador para la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones. Por su parte la recurrente plantea que debe entenderse simplemente como el costo de mercado que refleje la situación en el año de la operación comercial y dado que la Base de Datos vigente para cada año que aprueba el OSINERGMIN, es elaborada con la información del año previo, entonces corresponde que las instalaciones se valoricen con la Base de Datos vigente al año siguiente de la puesta en operación comercial;

Que, no obstante lo sugerente e intuitivo de la interpretación efectuada por la recurrente, consideramos que haciendo uso de la *interpretación sistemática por comparación con otras normas*, podemos afirmar que el RLCE al referirse a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial, se refiere únicamente a la Base de Datos vigente en el año de la puesta en operación comercial;

Que, efectivamente, los numerales IV y V del literal b) del Artículo 139 del RLCE, establecen que la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones, será efectuada en función de los **costos estándares de mercado**. Y con estos, estructurar la **Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas Transmisión que OSINERGMIN deberá aprobar y mantener actualizada y disponible para la revisión por los interesados**.

"b) Costo Medio Anual:

...

IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la **base de costos estándares de mercado**.

<sup>13</sup> En la teoría de la regulación se conoce como el Efecto Averch-Jonson, a la "tendencia de los monopolios regulados a acumular más capital del que necesitan. Suele producirse cuando una agencia reguladora autoriza tasas de dividendos tomando como base un porcentaje de las existencias de capital fijo". Definición recogida de la dirección [http://www.eco-finanzas.com/diccionario/E/EFEECTO\\_AVERCH-JOHNSON.htm](http://www.eco-finanzas.com/diccionario/E/EFEECTO_AVERCH-JOHNSON.htm), visitado el 15/07/09. Para mayor información puede consultarse el documento: Behavior of The Firm Under Regulatory Constraint, por Harvey Averch and Leland L. Johnson, 1962, American Economic Review.

<sup>14</sup> "d) Frecuencia de Revisión y Actualización:

I) El costo de inversión, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo se establecerá por una sola vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizará en cada fijación del Costo Medio Anual.

II) El Costo Medio Anual y su fórmula de actualización se fijará cada cuatro (04) años."

<sup>15</sup> En dicho momento, conforme a las normas vigentes, correspondía que para la determinación de los peajes y compensaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión, para el período de vigencia 2009-2013, se empleará la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión, actualizada al 30 de enero de 2009.

V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la **Base de Datos que corresponda**".  
Resaltado nuestro.

Que, como se puede apreciar, los citados numerales IV y V del literal b) del Artículo 139 del RLCE, identifican costos estándares de mercado con la Base de Datos aprobada por el regulador; con lo cual, retomando la lectura del numeral II del literal d) del Artículo 139 del RLCE, cuando indica que las instalaciones se valorizan con los costos estándares de mercado que se encuentren vigentes en la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones, no hace otra cosa que referirse a la Base de Datos que se encuentre vigente en dicho momento;

Que, por este motivo, OSINERGMIN correctamente ha procedido a valorizar las instalaciones, de la siguiente manera:

- Instalaciones cuya puesta en operación comercial fue entre el 24 de julio de 2006 al 31 de marzo de 2009.- Se ha utilizado la Base de Datos aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 12 de abril de 2008. En este caso se ha hecho extensiva la citada resolución al período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 12 de abril de 2008, ya que no se había aprobado una Base de Datos específica para dichos años.
- Instalaciones cuya puesta en operación comercial será desde el 01 de abril de 2009 hasta el 30 de abril de 2013.- Se ha utilizado la Base de Datos aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 051-2009-OS/CD, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 31 de marzo de 2009. Para las instalaciones que entrarán en operación entre la próxima fecha de actualización de la Base de Datos y el 30 de abril de 2013, se aplica la citada resolución en forma preliminar, ya que finalmente se deberá efectuar la valorización con la Base de Datos vigente al momento de su inicio de operación comercial.

Que, por las razones expuestas en los párrafos anteriores, somos de la opinión que este extremo del recurso de reconsideración interpuesto por LUZ DEL SUR debe ser declarado infundado.

## 2.5 DIFERIR PARA EL AÑO 2010 LA PUESTA EN OPERACIÓN DE ALGUNOS PROYECTOS PROPUESTOS POR LUZ DEL SUR EN SU PLAN DE INVERSIONES PRESENTADO A OSINERGMIN

### 2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala LUZ DEL SUR que debido a la sensible reducción en el ritmo de crecimiento de la demanda ha decidido diferir para el año 2010 la puesta en operación comercial de los proyectos que a continuación se indican, los cuales propuso para el año 2009 en el Plan de Inversiones presentado como parte de su Estudio Técnico – Económico para la Determinación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT, según el detalle siguiente:

- El Transformador Nuevo 50MVA, 60/10kV, a ser instalado en la SET Puente;
- El Transformador Nuevo 40/40/40 MVA, 60/22,9/10 kV, a ser instalado en la SET Praderas;
- El Transformador de Rotación 25/25/10 MVA, 60/22,9/10 kV, a ser instalado en la SET Chilca, así como todo el equipamiento necesario para esta instalación;
- El Transformador de Rotación 25 MVA, 60/10 kV, a ser instalado en la SET Ñaña;

- El Transformador que será retirado de la SET Ñaña, que fuera propuesto para ser instalado como segundo transformador en la SET Ingenieros, junto con todo el equipamiento necesario para dicha instalación;
- El cambio de conductor propuesto por OSINERGMIN para las Líneas L-658, L-657, no forman parte del presupuesto de inversión de la empresa aprobado para el 2009. Sin embargo esta ampliación si está considerada para el año 2010, motivo por el cual solicitamos a OSINERGMIN considere este proyecto para dicho año;

Que, la aludida decisión exige que tales obras sean reprogramadas en el mencionado Plan de Inversiones a fin de que no sean consideradas entre los costos de inversión que serán reconocidos para la determinación de las tarifas y compensaciones aplicables durante el año 2009, sino en la fecha en que se inicie su operación comercial.

### 2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de los resultados mostrados en el Informe Técnico N° 0XXX-2009-GART, se observa que la postergación de la implementación de algunos componentes, según lo solicitado por LUZ DEL SUR, conlleva a que en condiciones normales de operación algunos de ellos reflejen sobrecargas dentro de valores tolerables, sin embargo en condición N-1 los tramos relacionados con las líneas L-658 y L-659 resultan con sobrecargas excesivas que en la práctica conllevarían a severos racionamientos del servicio eléctrico;

Que, en ese sentido, ante las razones explicadas por LUZ DEL SUR, y como consecuencia de los resultados obtenidos, se considera conveniente postergar las inversiones correspondientes al programa de equipamiento de transformadores, según lo requerido por LUZ DEL SUR, más no así lo referente a los tramos de línea 60 kV;

Que, por tanto, este extremo del recurso de reconsideración se debe declarar fundado en parte.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0320-2009-GART y N° 0317-2009-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>16</sup>; y,

<sup>16</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.  
(...)

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 la empresa Luz del Sur S.A.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en sus extremos 1 y 5 por las razones señaladas en los numerales 2.1.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución, e infundado en todos los demás extremos que contiene.

**Artículo 2°.-** Incorpórese los Informes N° 0320-2009-GART – Anexo 1 y N° 0317-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante 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°.-** 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° 125-2009-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 Edecañete S.A.A. (en adelante EDECAÑETE), 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 19 de junio de 2009, EDECAÑETE 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 EDECAÑETE.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, EDECAÑETE solicita a OSINERGMIN corregir la RESOLUCIÓN incorporando en el Plan de Inversiones en Transmisión de EDECAÑETE, correspondiente al período julio 2006-abril 2013, las instalaciones de transmisión, conforme se indica a continuación:

- a) Incorporar en el Plan de Inversiones una barra de salida para distribución en 22,9 kV para la SET San Vicente.

- b) Incorporar en el Plan de Inversiones en Transmisión de Edecañete, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, un transformador de reserva de 220/60 kV para la SET Cantera;

Que, EDECAÑETE acompaña anexos a su recurso de reconsideración como medios probatorios, conformados por diagramas unifilares y cálculos justificativos, un informe sobre la necesidad de implementar sistema de barras en 22,9 kV, así como comunicaciones con la Gerencia de Fiscalización de OSINERGMIN sobre la vulnerabilidad de la SET Cantera ante una eventual falla del transformador.

### 2.1 TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS Y BARRA EN 22,9 EN SUBESTACIÓN SAN VICENTE.

#### 2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDECAÑETE sostiene que en el año 2010 se requiere en la SET San Vicente la implementación de una barra de salida para la distribución en 22,9 kV, para lo cual propone el cambio del transformador de 25 MVA, 60/10, actualmente instalado, por uno nuevo de 25/25/25 MVA, 60/22,9/10 kV y la implementación de una celda de transformador, una de medición y dos celdas para alimentador en 22,9 kV; lo cual indica detalladamente en el diagrama unifilar, así como en los cálculos justificativos de la capacidad del nuevo transformador que adjunta a su RECURSO y que ofrece como medio probatorio (ANEXO 1-A);

Que, señala que en su propuesta de Plan de Inversión se consideró que esta nueva barra se implemente con la incorporación de un nuevo transformador 60/22,9/10, de 25 MVA, a instalarse en paralelo al transformador existente, con lo que se lograría mayor confiabilidad del sistema y no requeriría de transformador de respaldo, considerando que este equipo es crítico para el abastecimiento de energía eléctrica en la concesión de EDECAÑETE;

Que, sin embargo, agrega, dado que OSINERGMIN rechazó esta propuesta, señalando que no es necesario ampliar la capacidad de la SET San Vicente porque la capacidad del transformador existente tendrá un factor de utilización menor a 1 al cabo de los 10 años del horizonte considerado en el planeamiento, replantea dicha necesidad mediante la implementación de la instalación equivalente descrita en el párrafo precedente;

Que, sostiene la recurrente, que su pretensión se sustenta en las condiciones técnicas, comerciales y legales, en las que se encuentra el sistema eléctrico de EDECAÑETE;

Que, la recurrente argumenta que, sobre la base de la información que expone como parte de su RECURSO, tanto en la realidad como de acuerdo a la regulación tarifaria vigente (VNR Adaptado), EDECAÑETE tiene redes de MT en 10 kV y en 20-22,9 kV, situación que, de acuerdo al numeral 13.1.8.a del Artículo 13° de la NORMA TARIFAS, antes citado, exige que las redes y subestaciones de transmisión se diseñen y construyan para atender dichos niveles en MT;

Que, asimismo, la recurrente sostiene que a nivel de transmisión, la tensión en 22,9 kV es requerida por las características técnicas de las redes MT de EDECAÑETE, donde las longitudes son superiores a los 80 km, la demanda que atienden es dispersa, tienen una configuración radial, entre otros, que hacen que el nivel de tensión recomendable sea 22,9 kV. Ello porque redes de 10 kV en tales condiciones no cumplen con las tolerancias de los niveles de tensión establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Sistemas Eléctricos (NTCSE), y los niveles de pérdidas técnicas son muy superiores a los reconocidos por las tarifas de distribución, lo que ha obligado a EDECAÑETE a implementar desde hace algunos años un programa

de inversiones para cambiar el nivel de tensión de sus alimentadores de 10 a 22,9 kV, lo cual puede visualizarse en el estudio técnico que ofrece como medio probatorio (ANEXO 1-B);

Que, agrega la recurrente que, el propio OSINERGMIN en su Informe OSINERG-GART/DGT-048-2004 señala que: “...**dado el sistema radial de Edecañete, para la atención de cargas pequeñas y alejadas, no es recomendable alimentadores en 10 kV...**”;

Que, la recurrente aclara que, sin perjuicio de lo señalado, actualmente, debido a que el transformador de la SET San Vicente no cuenta con barra de 22,9 kV, sino únicamente de 10 kV, EDECAÑETE ha instalado provisionalmente dentro de dicha SET transformadores elevadores de 10/22,9 kV y 10/20 kV para atender las demandas de los alimentadores CN4 y CN6, respectivamente; inversiones que OSINERGMIN no ha reconocido en las anteriores ni en la vigente fijación de tarifas de distribución, ni están reconocidas entre los costos de transmisión; es más, en la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, OSINERGMIN tampoco ha previsto ese tipo de instalaciones; sin embargo, sí reconoce las redes de distribución en 22,9 kV con que cuenta la empresa;

Que, asimismo, aclara que el nivel de tensión de 20 kV de las redes existentes se viene normalizando a 22,9 kV, siguiendo las recomendaciones del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 y además la necesidad de que las redes de distribución de EDECAÑETE sean en 22,9 kV coincide con los criterios recogidos en los Estudios VAD anteriores y el vigente, donde, por ejemplo, en el Sector de Distribución Típico 4 OSINERGMIN ha determinado como tensión adecuada la de 22,9 kV para redes extensas, lo que se aplica al sistema eléctrico de Lunahuaná, es decir a los alimentadores CN6 y CN11;

Que, finalmente, EDECAÑETE destaca el esfuerzo económico que viene realizando para mejorar sus sistemas de distribución, lo que requiere ser complementado con las instalaciones de transmisión adecuadas, como una barra de salida en 22,9 kV en la SET San Vicente, lo que OSINERGMIN debe contemplar al momento de fijar las tarifas a nivel de transmisión y de distribución de la empresa, entre cuyos costos de inversión no pueden dejar de estar reconocidas tales instalaciones.

### 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se consideran justificados los argumentos expuestos por EDECAÑETE para fundamentar la necesidad de contar con una barra en 22,9 kV; sin embargo, no resultan coherentes con la reciente instalación en la SET San Vicente de un transformador de 25 MVA, 60/10 kV, para el cual ha logrado se firme un acta considerándolo como un Alta de fecha 25 de mayo de 2008;

Que, al respecto, con motivo del RECURSO se ha efectuado la verificación de una parte de las Altas que, con carácter de preliminar, se incluyeron en el Plan de Inversiones aprobado mediante la RESOLUCIÓN, habiéndose detectado que el referido transformador dado de Alta para la SET San Vicente, es proveniente de la empresa Luz del Sur S.A.A. y su fabricación data del año 1995;

Que, en este orden de ideas, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN ha dado por nula el Acta a la que se refiere el párrafo anterior, así como ha dejado sin efecto la Baja del transformador de 17,5 MVA 60/10 kV, que venía operando anteriormente en la SET San Vicente, mientras que el transformador de 25 MVA, 60/10 kV en actual operación se considerará como parte de

la reserva de transformación de Luz del Sur S.A.A. existente al 23 de julio de 2006, fecha de emisión de la Ley N° 28832;

Que, es más, ambos transformadores, el rotado y el de reserva, continuarán siendo pagados por toda el Área de Demanda 7, a través del Peaje único que entrará en vigencia a partir del 01 de noviembre de 2009;

Que, por las razones dadas y el análisis realizado en los párrafos anteriores, este petitorio debe ser declarado fundado, en el extremo de Incorporar en el Plan de Inversiones en Transmisión de Edecañete, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, un transformador de reserva de 220/60 kV para la SET Cantera.

## 2.2 TRANSFORMADOR DE RESERVA 220/60 kv PARA LA SET CANTERA

### 2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente mediante el RECURSO solicita a OSINERGMIN que incorpore en el Plan de Inversiones en Transmisión de EDECAÑETE un transformador de reserva de 220/60 kV para la SET Cantera, dado que, según muestra mediante un diagrama unifilar, el único transformador que viene operando en dicha subestación es un elemento crítico, pues una falla del mismo dejaría fuera de servicio a toda la concesión de EDECAÑETE por el tiempo que demore su reparación, ya que no existe la posibilidad de traslados de carga de sistemas eléctricos vecinos ni otra alternativa con la que se pueda abastecer de energía eléctrica a la zona de concesión de EDECAÑETE. Este aislamiento es recogido en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN;

Que, agrega que, para reducir esta vulnerabilidad del sistema de transmisión de EDECAÑETE, es necesario contar en forma permanente con un transformador de respaldo para la SET Cantera, pues es un equipo no disponible de manera inmediata en el mercado nacional. Es más, señala que existen circunstancias que agudizan dicho problema, tales como:

- Los plazos de entrega para compras de ese tipo de transformadores no son menores a un año.
- EDECAÑETE ha consultado a otras empresas a nivel nacional si podrían proporcionar un transformador de reemplazo ante una eventual falla mayor, no habiendo tenido respuesta en algunos casos o siendo ésta negativa en otros;

Que, asimismo, indica que la misma vulnerabilidad ha sido observada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN; sin embargo, por las razones expuestas no será posible levantarla a menos que el Plan de Inversiones incorpore el aludido transformador de respaldo. Como medio probatorio ofrece fotocopia del expediente de fiscalización donde se hace mención a dicha observación (ANEXO 2-A);

Que, por otro lado, aclara que la adquisición del transformador solicitado como respaldo constituye un adelanto de la inversión que se tiene que realizar necesariamente para ampliar la capacidad de la SET Cantera, lo que según la proyección de demanda de OSINERGMIN ocurriría dentro de aproximadamente 4 años;

Que, menciona que una interrupción prolongada del servicio eléctrico en la concesión de distribución de EDECAÑETE, coadyuvaría a un enorme costo social para la población, el comercio y la industria local;

Que, además señala la recurrente, que la necesidad de esta inversión viene fundamentándola en las diversas etapas del presente procedimiento de fijación tarifaria, pero OSINERGMIN no se ha pronunciado al respecto, sino se ha limitado a indicar que su adquisición no se justifica por el momento de acuerdo al Estudio de Proyección de la Demanda de EDECAÑETE; considerando recién esa inversión a partir del año 2014, lo cual, como ya se mencionó, pone en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, todo lo cual se traduce de la Carta EDECA 4014-2008, presentada a OSINERGMIN con fecha 29 de agosto de 2008, solicitando que se incluya dentro del Plan de Inversiones en Transmisión de EDECAÑETE el transformador en mención, comunicación que ofrece como medio probatorio (ANEXO 2-B).

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, es evidente que el transformador de la SET Cantera es un elemento crítico, pues una falla del mismo dejaría fuera de servicio a toda la concesión de EDECAÑETE por el tiempo que demore su reparación, razón por la cual mediante el Oficio N° 5023-2006-OSINERGMIN-GFE, de fecha 02 de octubre de 2006, la Gerencia de Fiscalización de OSINERGMIN, entre otros aspectos, observó a EDECAÑETE que no había previsto en su plan de contingencias el probable colapso del transformador de potencia 20 MVA, 220/60/22,9 kV, ubicado en la SET Cantera;

Que, en dicha observación, no se dispuso la adquisición de un transformador de respaldo para cubrir una probable falla del transformador en actual operación en la SET Cantera, pues ante una falla de esta naturaleza un plan de contingencia debe haber definido las posibles alternativas de solución para restablecer el servicio en el menor tiempo posible y con el menor racionamiento que técnica y económicamente se justifiquen. Como por ejemplo:

- o Identificación de algún transformador que cubra los requerimientos del que actualmente está en operación y que pueda disponerse durante el tiempo de reparación del fallado.
- o Coordinaciones para el alquiler de grupos térmicos que puedan ser colocados en los lugares más apropiados de la red. Estos lugares deben estar plenamente identificados en el plan de contingencias, así como el procedimiento para su rápida instalación.
- o Mantener en condiciones operativas la línea de transmisión 60 kV proveniente de la SET Independencia y que abastece eléctricamente a toda la zona de EDECAÑETE antes de la implementación de la SET Cantera.
- o Intensificar el control de operación y el mantenimiento predictivo del transformador de la SET Cantera;

Que, obviamente que existen otras alternativas a las señaladas, para cubrir una eventual falla del transformador que viene operando en la SET Cantera, las cuales son de dominio de la propia empresa concesionaria; por lo que, sólo cabe indicar que no necesariamente la adquisición de un transformador de reserva es la alternativa de mínimo costo para estructurar un plan de contingencias;

Que, como consecuencia de lo señalado en el análisis realizado en los párrafos anteriores, este petitorio debe ser declarado infundado, en el extremo de Incorporar en el Plan de Inversiones en Transmisión de Edecañete, correspondiente al período julio 2006 – abril 2013, un transformador de reserva de 220/60 kV para la SET Cantera.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0321-2009-GART y N° 308-2009-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 Edecañete S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en el extremo referido a la implementación de un transformador de 25 MVA, 60/22,9/10 kV en la SET San Vicente, así como una celda de transformación, dos celdas de alimentadores y una celda de medición, de 22,9 kV.

**Artículo 2°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Edecañete S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en el extremo relacionado con la implementación de un transformador de reserva en la SET Cantera.

**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° 0321-2009-GART – Anexo 1 y N° 308-2009-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° 126-2009-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 Southern Perú Copper Corporation (en adelante "SOUTHERN PERÚ"), 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 19 de junio de 2009, SOUTHERN PERÚ 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 SOUTHERN PERÚ.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

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

1. Modificar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 12, considerando los proyectos de transmisión propuestos por SOUTHERN PERÚ en el Estudio Técnico – Económico presentado como sustento para el presente proceso regulatorio (en adelante "ESTUDIO"), acompañando;
  - Copia del documento de identidad del representante legal.
  - Copia de los poderes de los representantes legales.
  - Copia de carta de presentación del Estudio con fecha 28 de mayo de 2008.
  - Copia de oficio N° 0533-2008-GART de OSINERGMIN.
  - Copia de carta de respuesta a Oficio N° 0533-2008-GART.
  - Copia de oficio N° 0764-2008-GART de OSINERGMIN

### 2.1 SE MODIFIQUE EL PLAN DE INVERSIONES DEL ÁREA DE DEMANDA 12, CONSIDERANDO LOS PROYECTOS PROPUESTOS EN EL ESTUDIO

#### 2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente manifiesta que en la RESOLUCIÓN no se ha recogido el planteamiento realizado en el ESTUDIO, en lo referente a las instalaciones que son utilizadas para el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Ilo, a cargo de la empresa distribuidora Electro Sur S.A. (en adelante "ELECTROSUR");

Que, como fundamento de hecho del RECURSO, señala que en el ESTUDIO se evaluaron dos (2) alternativas de desarrollo de transmisión en el sistema de SOUTHERN PERÚ, con la finalidad de brindarle confiabilidad N-1, debido al ingreso de nuevas demandas en las subestaciones Millsite (35 MW), Botiflaca (17 MW) e Ilo 1 (18 MW) como parte de las inversiones que tiene programado realizar en el mediano plazo;

Que, de acuerdo con su análisis, la Alternativa N° 1 resulta ser la mejor elección tanto técnica como económica; consistiendo esta alternativa en implementar una nueva línea de transmisión en 138 KV entre las subestaciones Moquegua e Ilo 1 y modificar la configuración "T" a "PI" de la subestación Ilo de propiedad de ELECTROSUR;

Que, agrega, que la fecha de entrada de estos proyectos debería ser el año 2010, debido al ingreso en ese año de las nuevas cargas de SOUTHERN PERÚ;

Que, como fundamento de derecho del RECURSO, se ampara en el numeral 4 del Artículo 3° y el numeral 5.4 del Artículo 5° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, así como, en los Artículos 206°, 207°, 208° y 211° de la referida ley.

#### 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en principio debe aclararse que conforme aparece en el ESTUDIO, y también lo manifiesta la recurrente en el RECURSO, existe la necesidad de reforzar el sistema eléctrico de SOUTHERN PERÚ, principalmente para garantizar la confiabilidad N-1; así, resulta que, en condiciones normales de operación para los años 2012 y 2018 sólo se tiene problemas de sobrecarga en la línea de 138 kV de Toquepala – Millsite, en valores inferiores al 20%, pero en condiciones de pérdida o falla de una de las líneas de transmisión en 138 kV, como Moquegua – Millsite o Toquepala – Millsite o Moquegua – Ilo 1, se presentan sobrecargas en la referida línea de más del 20% y caída de tensión en la subestación Ilo 1 de más de 5%. Por ello, concluye el ESTUDIO que al ingreso de nuevas de cargas de SOUTHERN para el año 2010, se presentarán problemas de operación ante contingencias de algunas de las líneas de transmisión, por lo cual evalúa las dos (2) alternativas de reforzamiento que menciona dicho ESTUDIO;

Que, en razón de lo expuesto y, tomando en consideración lo señalado en el Informe N° 0213-2009-GART que sustentó el Plan de Inversiones para el Área de Demanda 12, no amerita realizar la evaluación técnica y económica a la propuesta de la recurrente, por cuanto el proyecto señalado beneficiará directamente a un Usuario Libre, en este caso el mismo SOUTHERN PERÚ, brindándole una mayor confiabilidad a su suministro, por lo que correspondería, en todo caso, suscribir un contrato de libre negociación tal como lo señala la Ley N° 28832. Es por ello que en el numeral 11.2.4.2 del Informe N° 0213-2009-GART, luego del análisis de las propuestas de las empresas ELECTROSUR y SOUTHERN PERÚ se concluyó que *"la propuesta de SOUTHERN PERÚ de implementar una nueva línea en 138 kV entre Moquegua – Ilo 1, tiene como finalidad garantizar la confiabilidad bajo el criterio N-1 para el suministro de sus cargas mineras así como de sus futuras ampliaciones. Por esta razón, y dado que la confiabilidad está orientada en mayor proporción a las cargas mineras, no es factible agregar confiabilidad en el plan de inversiones de esta Área de Demanda. Al respecto, es conveniente precisar que en el ítem c) del Artículo 27° de la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", se establece que para instalaciones de transmisión que permiten transferir energía eléctrica a Usuarios Libres, los agentes pueden suscribir contratos para la prestación de servicio de transporte donde las compensaciones correspondientes pueden ser de libre negociación, en donde se podría enmarcar este proyecto de confiabilidad"*.

Que, en este sentido, no está en discusión si las alternativas propuestas por la recurrente para el reforzamiento de su sistema, sean lo mejor técnica y económicamente, sino que por los motivos expresados en los considerandos anteriores no correspondería a OSINERGMIN incluir dentro del Plan de Inversiones los proyectos de transmisión que un Usuario Libre, como SOUTHERN PERÚ, tenga previsto realizar en su sistema eléctrico;

Que, por otro lado, en el caso del cambio de configuración "T" a "PI" de la subestación Ilo de la empresa ELECTROSUR, con la implementación de dos (2) celdas GIS de línea en 138 kV, que el recurrente propone dentro de las dos (02) alternativas del RECURSO, por lo cual se entiende que al margen de qué alternativa proponga

SOUTHERN PERÚ para reforzar su sistema eléctrico, este cambio de configuración deberá ser analizado por OSINERGMIN;

Que, como resultado de la revisión de la configuración actual de la subestación Ilo de ELECTROSUR, se ha verificado que ésta tiene dos fuentes de alimentación, debido a que es posible ser alimentado tanto por la línea en 138 kV que viene desde la subestación Millsite, como de la línea en 138 kV que viene de la subestación Ilo1, por lo cual realizar un cambio a configuración "PI" ayudaría en brindar una mejor confiabilidad y selectividad ante cualquier falla de alguna de estas líneas, además de ser la opción más económica;

Que, por lo expuesto, se considera que es factible el cambio de configuración de "T" a "PI" de esta subestación; sin embargo, es necesario precisar que el cambio de configuración no justifica la propuesta de la recurrente de que éste sea con celdas GIS, debido a que este tipo de celda por la tecnología que utiliza resulta ser más onerosa que una celda convencional, por lo cual su implementación debería estar debidamente sustentada en las condiciones especiales de la zona en donde se instalarán como puede ser la falta de espacio físico en la subestación, sustento que no ha sido encontrado ni en el RECURSO, ni en el ESTUDIO y que, según la revisión efectuada por OSINERGMIN de las condiciones operativas y físicas del Área de Demanda 12, no existiría ninguna de dichas situaciones. Por lo señalado, se procederá a considerar para esta subestación las celdas convencionales y no las celdas GIS como propone la recurrente;

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

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0322-2009-GART y N° 313-2009-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 en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Southern Perú Copper Corporation, 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°.-** 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 3°.-** Incorpórese los Informes N° 0322-2009-GART – Anexo 1 y N° 0313-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** 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° 127-2009-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 (SCT) para el período de vigencia 2009- 2013; contra la cual la empresa EDELNOR S.A.A. (en adelante "EDELNOR"), 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,

1 **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.  
(...)

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 Técnico 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 19 de junio de 2009, EDELNOR 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 EDELNOR.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, EDELNOR solicita que se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN, de acuerdo a lo siguiente:

1. Que el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, tome en cuenta la propuesta presentada por la misma, sin modificarla, alterarla o sustituirla.
2. Que se tome en cuenta para la valorización de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones en Transmisión, correspondiente al período julio 2006 a abril 2013, la Base de Datos de Costos de Módulos Estándar aprobada en el año 2009.
3. Que se postergue el ingreso de la nueva Subestación Zapallal 220 kV para después del año 2013 y, que en su reemplazo se considere la propuesta de EDELNOR por ser de menor costo, la cual consiste en la ampliación de la potencia instalada en la Subestación Chillón 220 kV, mediante el cambio de un transformador de 120 MVA por otro de 180 MVA en el 2011 y otro cambio similar en el 2012. Asimismo, que se considere para el año 2012 la nueva Subestación Jicamarca 220 kV y sus líneas conexas en 220 kV y 60 kV, a cambio de la alternativa de implementar la



- nueva subestación Zárate 220 kV aprobada por OSINERGMIN.
4. Que se considere un área de terreno de 2500 m<sup>2</sup> tanto para la nueva Subestación Zárate 60 kV como para la nueva Subestación UNI 60 kV.
  5. Que se considere el plan propuesto por EDELNOR referente a la implementación de líneas de transmisión 60 kV para cumplir con el criterio N-1, obteniéndose así una configuración más confiable.
  6. Que se respete la propuesta de EDELNOR por solucionar ésta el problema de los altos niveles de cortocircuito que se vienen presentando en las redes de transmisión de Lima.
  7. Que se considere la instalación de dos bancos de condensadores 10 kV de 5 MVAR en la SET Huaral (2011) y en la SET Chancay (2012).
  8. Que se considere en la valoración del Plan el costo del transformador de 120 MVA instalado en la Subestación Chillón. Que se considere en la valoración del Plan del Área de Demanda 6, un polo de reserva de 60 MVA adquirido para la Subestación Barsi.
  9. Que se incluya las trazas de las nuevas líneas 220 kV y 60 kV proyectadas a fin que se efectúe una adecuada evaluación técnica-económica y de viabilidad.
  10. Que se considere en las subestaciones de transmisión con sistema de simple barra en el lado de media tensión, las celdas de medición y acoplamiento correspondientes.
  11. Que se considere en las subestaciones Zárate 60, UNI 60, Zárate 220 y Chillón 220, red de tierra profunda con capacidad mayor a 20 kA.
  12. Que se incluya en el Plan los proyectos de reubicación de líneas de transmisión para solucionar problemas de servidumbre.
  13. Que se consideren las altas a partir de julio 2006 de acuerdo a las actas presentadas por EDELNOR.
  14. Que se realice una adecuada comparación entre el plan propuesto por EDELNOR y el aprobado por OSINERGMIN.

EDELNOR anexa a su recurso de reconsideración, en calidad de nueva prueba, los siguientes informes:

- Informe Técnico N° SPyOT-020-2009, elaborado por la Gerencia Técnica de Energía de EDELNOR S.A.A.
- Informe Legal del Estudio de Bullard/Falla /Ezcurra Abogados – Carta N° 383-2009-BFE/jch
- Informe Legal del Estudio de Bullard/Falla /Ezcurra Abogados – Carta N° 384-2009-BFE/jch

## **2.1 FACULTADES DE OSINERGMIN PARA MODIFICAR O SUSTITUIR LOS PLANES DE INVERSIÓN PRESENTADOS POR CONCESIONARIAS**

### **2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, sostiene EDELNOR que el OSINERGMIN no puede sustituir a los concesionarios de transmisión en la planificación del desarrollo de sus sistemas de transmisión y determinación del Plan de Inversiones requerido para asegurar el abastecimiento oportuno y confiable de energía eléctrica a sus clientes;

Que, señala que el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante

“RLCE”), tal como fuera modificado por el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, establece que el OSINERGMIN solo puede revisar y aprobar el Plan de Inversiones que le remite el Concesionario, es decir que sólo puede examinarlo para que el concesionario lo corrija o enmiende, pero no puede modificarlo, alterarlo o sustituirlo. Agrega que el OSINERGMIN sólo puede elaborar el Plan de Inversiones cuando el Concesionario no lo haya remitido o cuando la falta de un plan ponga en peligro la continuidad del servicio;

Que, agrega que tampoco puede alegarse que el regulador cuenta con facultad implícita para modificar el Plan de Inversiones, puesto que dicha facultad, además de ser excepcional, debe derivarse necesariamente de una función expresamente asignada por una norma a la administración;

Que, sostiene que el concesionario es quien cuenta con la información y experiencia necesaria para determinar el contenido del Plan de Inversiones y, así como lleva la gestión del servicio lleva también el riesgo del negocio, de manera tal que, si fuese el regulador el encargado del diseño de las redes y el concesionario un simple contratista, no se le podría imputar responsabilidad por fallas o defectos del servicio por una infraestructura que no fue diseñada por él;

Que, adicionalmente, manifiesta su desacuerdo con el Informe Legal N° 199-2009-GART elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, del 22 de mayo de 2009 por cuanto:

- La modificación introducida al RLCE por el Decreto Supremo 021-2009-EM, no le otorga al regulador facultades para modificar, alterar o sustituir el Plan de Inversiones presentado por el concesionario. Solo puede revisar el Plan o elaborar uno nuevo si el concesionario no hubiera presentado el suyo;
- No es posible que el Concesionario pueda “tercerizar” al Estado la ejecución de los Planes de Inversión modificados por el OSINERGMIN en caso estar en desacuerdo con los mismos. Señala que la figura de las Asociaciones Público-Privadas contempladas en el Decreto Legislativo 1012, a las que pretende recurrir el OSINERGMIN para estos efectos, no está pensada para ello sino para la ejecución de inversiones que por su alta prioridad nacional, pero debido a su costo prohibitivo, no pueden ser ejecutadas por un particular sin el financiamiento del Estado.
- Señala que si se sigue una lógica contraria, como pretende la GART, puede ocurrir que el concesionario, en desacuerdo con el Plan de Inversiones modificado por el OSINERGMIN, solicite al Ministerio de Energía y Minas su “tercerización” pero que, como probablemente sucederá, la solicitud sea rechazada. En estos casos el Concesionario se verá condenado a ser un mero Contratista, con el agravante que el regulador le imputará responsabilidad por un Plan que el propio regulador elaboró, incluso cuando éste sea técnicamente inadecuado o de imposible ejecución.

Que, por ello, EDELNOR considera que la RESOLUCIÓN vulnera los límites de la facultad reguladora y el Principio de Legalidad, que vicia de nulidad la resolución que introduce tales modificaciones. Adjunta un Informe Legal (que contiene los mismos argumentos antes resumidos) y solicita se reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6 en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, tomando en cuenta el Plan propuesto por la recurrente.

**2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, a manera de introducción podemos mencionar que, a efectos de proceder con la publicación de la RESOLUCIÓN, en el Informe N° 199-2009-GART que la sustentó, se señaló que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, de acuerdo con la modificación efectuada por el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, dispone sobre el Plan de Inversiones lo siguiente:

*“V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. **Será revisado y aprobado por OSINERGMIN** y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. OSINERGMIN **podrá elaborar y aprobar** el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.”*

Que, asimismo, se indicó que el Plan de Inversiones ha sido concebido como un mecanismo de planificación del sistema de transmisión, a efectos de **satisfacer las necesidades de mantenimiento y expansión de las Áreas de Demanda**<sup>1</sup>. Mediante este mecanismo, a los concesionarios de transmisión se les aprueba sus inversiones y sus respectivas tarifas antes de su ejecución, eliminándose consecuentemente las antiguas discusiones sobre regulación mediante el Sistema Económicamente Adaptado<sup>2</sup>. Y que, como se aprecia del numeral V) citado, se ha encargado al OSINERGMIN la función de revisar y aprobar el Plan de Inversiones, dado que toda inversión que se incluya como costo en la tarifa, tiene que cumplir con el requisito básico de la eficiencia<sup>3</sup>, que incorpora toda la regulación de precios en el sector eléctrico.

Que en este sentido, se concluyó en el Informe N° 199-2009-GART, que OSINERGMIN sí tenía facultades de modificar las propuestas de Planes de Inversiones presentados por las empresas concesionarias de transmisión, por las siguientes consideraciones:

- En un sistema de inversión planificado como lo constituye el Plan de Inversiones, únicamente se incluye en la tarifa aquellas obras que han sido aprobadas por el regulador. Cada obra aprobada satisface una necesidad del sistema de transmisión, sin la cual podría ponerse en riesgo la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Por este motivo, si el regulador rechaza una obra propuesta dentro del Plan de Inversiones, podría persistir la necesidad del sistema de transmisión, en cuyo caso el regulador debe aprobar la obra alternativa que permita una correcta satisfacción de dicha necesidad y que cumpla con el requisito elemental de eficiencia económica antes mencionado. Efectuar una interpretación contraria a la antes expuesta, es decir, que el regulador se limite a desestimar la obra propuesta sin aprobar una alternativa que satisfaga las necesidades del sistema de transmisión, implicaría dejar abierta la posibilidad de que se ponga en riesgo la calidad y continuidad del suministro eléctrico, lo cual consideramos inaceptable.
- Adicionalmente se señaló que puede argumentarse que el propio numeral V) citado, establece la posibilidad al regulador de aprobar el Plan de Inversiones en forma supletoria, ante la omisión en su presentación del titular

de transmisión. En este escenario, el titular no ejerció su derecho de presentar propuesta (que en términos prácticos equivale a presentar una propuesta incorrecta por no respetar el Principio de Eficiencia), en cuyo caso la norma tajantemente señala que el regulador deberá aprobar el Plan de Inversiones en forma supletoria, dado que no se puede poner en riesgo el suministro eléctrico, en cuyo caso correspondería al Ministerio de Energía y Minas su ejecución.

- Sobre la supuesta vulneración al derecho de los concesionarios de transmisión a planificar sus inversiones, se puede mencionar que con el reemplazo mencionado de la regulación mediante el Sistema Económicamente Adaptado por una regulación planificada que se concreta en el Plan de Inversiones para cada Área de Demanda, el único órgano encargado de aprobar dichos planes es el regulador, léase el OSINERGMIN. De esta manera, si el titular de transmisión se compromete con la ejecución del Plan de Inversiones, deberá cumplir con dicho compromiso, pues de lo contrario, además de ser penalizado tarifariamente (producto de la devolución de los ingresos por las instalaciones que no cumplió con ejecutar), será sujeto a los procedimientos administrativos sancionadores que ameriten, por poner en riesgo el suministro eléctrico. Caso contrario, el titular de transmisión podría optar por rechazar el Plan de Inversiones aprobado por el regulador y encargar su ejecución al Ministerio de Energía y Minas<sup>4</sup>. En conclusión, el cambio de política regulatoria para las instalaciones de transmisión ubicadas en Áreas de Demanda, permite al OSINERGMIN efectuar la función de la planificación de la transmisión.

<sup>1</sup> Numeral i) del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

“i) Determinación de Peajes

I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.

II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.

...”

<sup>2</sup> Definición 14 de la Ley de Concesiones Eléctricas:

“14. Sistema Económicamente Adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

<sup>3</sup> Principio consignado en el Artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas

“Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

...”

<sup>4</sup> Numeral VI) en el literal d) del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

“VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

VI.2) 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 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.”

- Por último se agregó, que OSINERGMIN no puede aprobar de manera automática las inversiones propuestas por los concesionarios, actuando simplemente como una "mesa de partes", sino que debe evaluar la necesidad y eficiencia de cada una de las inversiones de acuerdo al crecimiento planificado del sistema, y rechazar aquellas que no respondan al criterio de eficiente.

Que, ahora bien, a pesar de la sustentación antes expuesta, EDELNOR ha impugnado la RESOLUCION, cuestionando la facultad del regulador de modificar los Planes de Inversión, siendo sus principales premisas las siguientes:

- El Artículo 139° del RLCE establece que OSINERGMIN solo puede "revisar y aprobar" el Plan de Inversiones que le remite el Concesionario, pero no puede modificarlo, alterarlo o sustituirlo; y que OSINERGMIN sólo puede elaborar el Plan de Inversiones cuando el Concesionario no lo haya remitido y la falta de un Plan ponga en peligro la continuidad del servicio.
- Que no puede alegarse que el regulador cuenta con facultad implícita para modificar el Plan de Inversiones, puesto que dicha facultad, además de ser excepcional, debe ser expresa.
- Si fuese el regulador el encargado del diseño de las redes y el concesionario un simple contratista, no se le podría imputar responsabilidad por fallas o defectos del servicio por una infraestructura que no fue diseñada por él.
- No es posible que el concesionario encargue al Estado las obras del Plan de Inversiones que no pretenda ejecutar, ya que la figura de las Asociaciones Público-Privadas contempladas en el Decreto Legislativo 1012, está pensada para la ejecución de inversiones que por su alta prioridad nacional pero debido a su costo prohibitivo no pueden ser ejecutadas por un particular sin el financiamiento del Estado.

Que, sobre su primera premisa podemos mencionar que EDELNOR concluye, utilizando el método de interpretación literal, que siendo que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE establece que el Plan de Inversiones será "...revisado y aprobado por OSINERGMIN...", el regulador no puede hacer cosa diferente a observar o desaprobar;

Que, la interpretación literal de EDELNOR, no se condice con otros criterios de interpretación jurídica y que consideramos más relevantes, tal como el criterio de interpretación conforme a la constitución, tal como lo recoge Aníbal Torres, "entre los posibles sentidos de una norma jurídica debe optarse por aquel que sea más conforme con el contenido de la Constitución"<sup>5</sup>, es decir, todas las normas que integran el ordenamiento jurídico, deben interpretarse a la luz de los principios fundamentales contenidos en el texto de la constitución, que por el alto grado de valor que les corresponde, son preeminentes a cualquier otro principio, este principio es amparado por el Tribunal Constitucional en el Fundamento 4° del Expediente 1230-2002-HC-TC<sup>6</sup>;

Que, al respecto, el Tribunal Constitucional del Perú ya ha referido en reiterada jurisprudencia<sup>7</sup>, a propósito del rol del Estado en el mercado, lo siguiente:

"Y es que en una economía social de mercado, tanto los particulares como el Estado asumen deberes específicos; en el primer caso, el deber de ejercitar las referidas libertades económicas con responsabilidad

social, mientras que, en el segundo, el deber de ejercer un rol vigilante, garantista y corrector, ante las deficiencias y fallos del mercado, y la actuación de los particulares.

En efecto, la Constitución reserva al Estado, respecto del mercado, una función supervisora y correctiva o reguladora, en el entendido que, si bien el ejercicio de la libertad de los individuos en el mercado debe ser garantizada plenamente, también es cierto que debe existir un Estado que, aunque subsidiario en la sustancia, mantenga su función garantizadora y heterocompositiva". (Subrayado nuestro).

Que, el mercado eléctrico y, en específico, la transmisión eléctrica, tiene carácter de servicio público<sup>8</sup>, debido a que constituye la infraestructura necesaria para transportar la electricidad desde las centrales de generación, hasta los centros de consumo (ciudades);

Que, la naturaleza de servicio público de la transmisión y su carácter de monopolio natural<sup>9</sup>, genera en el Estado la obligación de determinar el precio que los concesionarios de transmisión deben cobrar por el servicio que prestan, dado que no es posible que el precio se genere en un mercado, lo cual se encuentra en concordancia con la interpretación del Tribunal Constitucional citada líneas arriba, al mencionar que corresponde al estado ejercer un rol vigilante, garantista y corrector, ante las deficiencias y fallos del mercado;

<sup>5</sup> TORRES Vásquez, Aníbal; "Introducción al Derecho", Palestra Editores, Primera Edición Abril de 1999, Pág. 645.

<sup>6</sup> Expediente 1230-2002-HC-TC:  
"... en todo ordenamiento que cuenta con una Constitución rígida y, por tanto, donde ella es la fuente suprema, todas las leyes y disposiciones reglamentarias, a fin de ser válidamente aplicadas, deben necesariamente ser interpretadas "desde" y "conforme" con la Constitución".

<sup>7</sup> Véase la Sentencia recaída en el Expediente 01963-2006-PA/TC.

<sup>8</sup> Artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas:  
"Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:  
...  
b) La transmisión y distribución de electricidad...."

<sup>9</sup> Un monopolio natural existe en un particular mercado, si una sola empresa pueda abastecer a todo el mercado a un costo menor que cualquier combinación de dos o más firmas. Los monopolios naturales están concebidos para existir en algunos segmentos de industrias como electricidad, vías férreas, gas natural y telecomunicaciones. Debido a que la eficiencia productiva requiere la existencia de una sola empresa, los monopolios naturales son típicamente sujetos a regulación por los estados. Traducción libre del siguiente texto:  
"A natural monopoly exists in a particular market if a single firm can serve that market at lower cost than any combination of two or more firms... (.) Natural monopolies are thought to exist in some portions of industries such as electricity, railroads, natural gas, and telecommunications. Because productive efficiency requires that only one firm exist, natural monopolies are typically subject to government regulation..."  
Glossary of industrial Organisation economics And competition law, Organisation for economic co-operation and Development.

Que, por este motivo, las normas del sector eléctrico actualmente establecen, en lo que a transmisión se refiere, que las necesidades de las Áreas de Demanda se deben satisfacer mediante la aprobación de un Plan de Inversiones, facultad que ha sido delegada al OSINERGMIN;

Que, ahora bien, el hecho que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE señale que corresponde a los concesionarios de transmisión elaborar los Planes de Inversión y al OSINERGMIN su aprobación, más allá de la lectura literal efectuada por la recurrente, consideramos que la lectura constitucional y que traduce correctamente el deber subsidiario del Estado en la economía, es que, frente a una propuesta defectuosa presentada por la empresa concesionaria, el regulador debe aprobar en forma subsidiaria, el Plan de Inversiones que requiere el Área de Demanda. Lo contrario implicaría dejar en riesgo el suministro eléctrico, olvidándonos de la naturaleza del servicio público de la transmisión eléctrica y de la función subsidiaria del Estado en la economía estipulada en la Constitución Política del Perú<sup>10</sup>;

Que, nuevamente lejos de la interpretación literal efectuada por la recurrente, conforme al *Método sistemático por comparación con otras normas* desarrollado por Marcial Rubio<sup>11</sup>, que *"consiste en esclarecer qué quiere decir la norma atribuyéndole los principios o conceptos que quedan claros en otras normas"*, claramente podemos concluir que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE sí contempla la facultad del regulador de modificar las propuestas de Plan de Inversiones;

Que, efectivamente, en la normatividad sectorial existen muchas disposiciones que delegan funciones de aprobación al regulador y encargan la elaboración de la propuesta a otros agentes. En todos estos casos el regulador tiene la facultad de aprobar algo diferente, pese a que dichas normas no lo mencionan literalmente, como en esta ocasión pretende la recurrente. Ejemplos:

- i) En el literal b) del Artículo 13 de la Ley N° 28832, se encarga al COES elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERGMIN. Bajo una interpretación literal, el COES únicamente sería el organismo pertinente para proponer mientras que el OSINERGMIN no tendría otra opción que aprobar lo presentado por el COES, lo cual no sucede en la realidad.
- ii) El artículo 51, concordado con el 46 de la Ley de Concesiones Eléctricas, señala que el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERGMIN los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, correspondiendo al OSINERGMIN efectuar la fijación en forma anual. Igualmente, una interpretación literal nos llevaría a pensar que son los mencionados subcomités los que deben efectuar la propuesta y el regulador solo debe limitarse a aprobar, con lo cual, si fuese así, ya no habría regulación, pues el OSINERGMIN tendría que aprobar cualquier cosa que se proponga.
- iii) Incluso en el sector hidrocarburos ocurre lo mismo, ya que el Artículo 124 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, dispone que los Concesionarios deben elaborar su propuesta tarifaria y presentarla dentro del plazo que señale OSINERGMIN y que ésta, absuelta las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, establecerá la Tarifa de Distribución para cada Concesión.

Una interpretación literal nos llevaría a pensar que el regulador solamente puede aprobar las propuestas presentadas, lo cual nuevamente no ocurre en la realidad. Debe descartarse, más aún tratándose de negocios con características de monopolios naturales como ocurre con el transporte y distribución de la energía eléctrica y el gas natural.

Que, en conclusión, el hecho que el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE no contemple literalmente, la facultad del regulador de modificar las propuestas del Plan de Inversiones presentadas por las empresas concesionarias, no implica que no la tenga, ya que, conforme lo demuestra la normatividad sectorial al tratar temas similares, al encargarse al regulador la facultad de aprobar un tema específico, dicho encargo abarca la facultad de remitir observaciones así como la de modificar las propuestas presentadas, puesto que el regulador debe aprobar lo que resulte técnicamente más eficiente como legalmente correcto, finalidades que no necesariamente se condicionan con los objetivos de las empresas privadas (maximizar su utilidad);

Que, por este motivo, el regulador tampoco puede simplemente descartar el Plan de Inversiones propuesto por el concesionario sin una alternativa que permita la continuidad del servicio y su respectiva remuneración tarifaria. Por ello es que el segundo párrafo del numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE autoriza expresamente a OSINERGMIN a elaborar y aprobar el Plan de inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente y por omisión no debe entenderse solo a su sentido gramatical sino también al estructural en virtud del cual, presentar un Plan que no cumple con requisitos técnicos es lo mismo que haber omitido su presentación y en consecuencia, un plan deficiente, faculta automáticamente al regulador a elaborar y aprobar un Plan de Inversiones, de la misma forma que la presentación de propuestas tarifarias ineficientes o la no absolución satisfactoria de las observaciones formuladas por OSINERGMIN a dichas propuestas, faculta al regulador a establecer los valores finales;

Que, por último, incluso si analizamos el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE conforme al *Método de Interpretación Histórico*, Marcial Rubio<sup>12</sup> refiere este método señalando que *"la interpretación se hace recurriendo a los contenidos que brindan los*

<sup>10</sup> Artículo 58 de la Constitución Política del Perú:

Artículo 58.- Economía Social de Mercado

La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura.

<sup>11</sup> RUBIO Correa, Marcial: *"El Sistema Jurídico"*, Fondo Editorial de la PUCP, Octava Edición, Septiembre de 2004. Pág. 267.

<sup>12</sup> RUBIO Correa, Marcial: *"El Sistema Jurídico"*, Fondo Editorial de la PUCP, Octava Edición, Septiembre de 2004. Pág. 272.

*antecedentes jurídicos directamente vinculados con la norma de que se trate, y se fundamenta en que el legislador siempre tiene una intención determinada al dar la norma jurídica*"(sic), en consecuencia podemos aseverar que la modificación efectuada al mismo por el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, tuvo como finalidad, entre otros, solucionar el actual "impase" con los concesionarios de transmisión, al no estar de acuerdo con la aprobación de Planes de Inversión por el regulador, diferentes a los presentados por ellos;

Que, así, se modificó el esquema del proceso regulatorio de fijación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, separando la etapa de aprobación del Plan de Inversiones de la etapa de fijación de Tarifas y Compensaciones, e incorporando en el intermedio una etapa para que las empresas concesionarias encarguen al Ministerio de Energía y Minas aquellas obras del Plan que no planean ejecutar. Esta modificación justamente se dio con la finalidad que, las empresas discordes con la modificación del Plan de Inversiones, puedan encargar al Ministerio de Energía y Minas la licitación de las obras que no quieran ejecutar, a efectos de que no se las obligue a ejecutar aquello con lo que no se encuentran de acuerdo;

Que, en conclusión y como ha sido ampliamente demostrado en los párrafos anteriores, la interpretación literal de la recurrente no es la técnicamente correcta a efectos de analizar el significado del numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, siendo los métodos de interpretación conforme a la constitución, sistemático por comparación con otras normas e Histórico, los que en su conjunto nos llevan a la conclusión rotunda que el regulador sí puede modificar los Planes de Inversión presentados por las empresas concesionarias, a efectos de garantizar el principio de eficiencia de la regulación de tarifas, así como que la misma sea la técnicamente más eficiente como legalmente correcta;

Que, ahora bien, en cuanto a la segunda premisa de la recurrente referente a que no puede alegarse que el regulador cuenta con facultad implícita para modificar el Plan de Inversiones, puesto que dicha facultad, además de ser excepcional, debe ser expresa; en virtud de lo demostrado en los párrafos precedentes, somos de la opinión que una correcta interpretación de lo dispuesto en el numeral V) literal a) del Artículo 139 del RLCE, nos lleva a concluir que el regulador se encuentra facultado a modificar los Planes de Inversión presentados por las empresas concesionarias, dado que es una facultad concomitante con la delegación al OSINERGMIN de aprobar los Planes de Inversión;

Que, respecto a su tercera premisa, en la que señala que si fuese el regulador el encargado del diseño de las redes y el concesionario un simple contratista, no se le podría imputar responsabilidad por fallas o defectos del servicio por una infraestructura que no fue diseñada por él; al respecto podemos señalar que, *prima facie*, lo señalado por la recurrente en esta parte sería cierto, pero que debido a que este aspecto no tiene mérito en el presente proceso regulatorio de tarifas, sino que corresponde al tratamiento de las responsabilidades por el cumplimiento de las normas técnicas de operación, seguridad y calidad, no corresponde ser analizado;

Que, por último, en lo referente a la cuarta premisa del recurso de EDELNOR, en la cual indica que no es posible que el concesionario encargue al Estado las obras del Plan de Inversiones que no pretenda ejecutar, ya que la figura de las Asociaciones Público-Privadas contempladas en el Decreto Legislativo 1012, está pensada para la ejecución de inversiones que por su alta prioridad nacional pero debido a su costo prohibitivo no pueden ser

ejecutadas por un particular sin el financiamiento del Estado; dicha afirmación de la recurrente no se condice con lo establecido por las normas legales vigentes, conforme se explica seguidamente;

Que, la Ley N° 28832 se expidió con el objeto de perfeccionar las reglas establecidas en la LCE, entre ellas las referidas a los sistemas de transmisión, para lo cual introdujo el mecanismo de las licitaciones para el desarrollo de instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, únicamente. Así mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM se aprobó el Reglamento de Transmisión en el marco de la referida Ley N° 28832, en el que se regulan diversos aspectos de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, bajo el único supuesto que dichos sistemas sólo se ejecutan directamente por iniciativa de los interesados;

Que, seguidamente, con fecha 13 de mayo de 2008 fue publicado el Decreto Legislativo N° 1012, Ley Marco de Asociaciones Público - Privadas para la Generación de Empleo Productivo y dicta Normas para la Agilización de los Procesos de Promoción a la Inversión Privada, con el objetivo de establecer los principios, procesos y atribuciones del Sector Público para la evaluación, implementación y operación de infraestructura pública o la prestación de servicios públicos con participación del sector privado. De acuerdo con el Decreto Legislativo N° 1012, las Asociaciones Público - Privadas están definidas como modalidades de participación de la inversión privada en las que se incorpora experiencia, conocimientos, equipos, tecnología, y se distribuyen riesgos y recursos, preferentemente privados, con el objeto de crear, desarrollar, mejorar, operar o mantener infraestructura pública o proveer servicios públicos. Conforme al artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1012, uno de los principios que deben ser contemplados en el ámbito de las Asociaciones Público - Privadas es el de la competencia, en cuya virtud deberá promoverse su búsqueda a fin de asegurar eficiencia y menores costos en la provisión de infraestructura y servicios públicos, así como evitar cualquier acto anti-competitivo y/o colusorio;

Que, es en este contexto que se expidió el Decreto Supremo N° 010-2009-EM, estipulando en sus considerandos que, la experiencia obtenida de la aplicación de la Ley N° 28832 obliga a perfeccionar el marco normativo para introducir la competencia como un factor que debe ser aplicado extensivamente, no sólo en la implementación de instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión como ocurre actualmente, sino también de las del SCT. De esta forma, se modificó el Reglamento de Transmisión y el RLCE, incorporando la posibilidad de subastar contratos del Sistema Complementario de Transmisión;

Que, ahora bien, posteriormente se expidió el Decreto Supremo N° 021-2009-EM, el cual señala en su considerando que el Reglamento de Transmisión, permite que las instalaciones comprendidas del SCT puedan ser materia de procesos de licitación para su ejecución y operación, tomando como referencia, entre otros, los estudios elaborados para el Plan de Inversiones, por lo que, como ya fue indicado, introdujo en el procedimiento de fijación de las tarifas de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, una etapa para que el Ministerio de Energía y Minas identifique aquellas instalaciones comprendidas en el Plan de Inversiones que ameritan ser materia de dichos procesos de licitación<sup>13</sup>;

<sup>13</sup> Véase el pie de página 4.

Que, en consecuencia, son las normas vigentes las que han diseñado la subasta de los Sistemas Complementarios de Transmisión, para lo cual dentro del procedimiento regulatorio existe una etapa en que las empresas concesionarias, pueden encargar al Ministerio de Energía y Minas la licitación de aquellas obras del Plan de Inversiones que no están dispuestas a ejecutar;

Que, por lo expuesto, y habiéndose analizado cada uno de los argumentos de este extremo del recurso de reconsideración interpuesto por EDELNOR, se ha demostrado que OSINERGMIN ha expedido la RESOLUCIÓN en cumplimiento estricto y dentro de los límites que establece la normatividad legal vigente, no habiéndose vulnerado el Principio de Legalidad, por lo que la solicitud de nulidad de la recurrente contra la RESOLUCIÓN, debe ser desestimada.

## 2.2 APLICACIÓN DE BASE DE DATOS DE COSTOS MODULARES

### 2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala que OSINERGMIN aplica costos modulares con distinta vigencia para la valorización del Plan de Inversiones en Transmisión. De esta forma, para los proyectos ejecutados entre el 24 de julio de 2006 y el 31 de diciembre de 2008, aplica los costos modulares aprobados en el 2008, mientras que para la valorización de los proyectos a ser ejecutados entre el 1º de enero de 2009 al 30 de abril de 2013, aplica los costos modulares publicados el 30 de marzo de 2009;

Que, EDELNOR manifiesta que esa modalidad de aplicación de los costos no le permite asegurar el retorno de la inversión realizada entre el 24 de julio de 2006 y el 31 de diciembre de 2008, por las siguientes razones:

- Los precios unitarios de los principales componentes de los costos modulares de subestaciones y líneas aprobados en el 2008, resultaron ser muy bajos comparados con los costos de mercado, faltando incluir equipos y materiales, lo que luego fue subsanado en la Base aprobada en el 2009.
- Los bajos costos de equipos como los transformadores de potencia, celdas de transformadores, celdas de líneas, cables, conductores y otros, obligaron a EDELNOR y otras empresas a presentar recurso de reconsideración a efecto de que se mejoren los precios unitarios publicados.

Que, menciona EDELNOR que a través de la modificación del Artículo 139º, en el literal d), acápite II, lo que se quiso fue que el costo de las inversiones a ser reconocidas fueran los montos que reflejaran la situación del mercado al momento más próximo de ejecutada la inversión. Se eligió así el criterio de la "Puesta en Operación". Si EDELNOR ejecutó y puso en operación sus inversiones en diciembre del 2008, corresponde que la inversión a ser reconocida se fije sobre la base de los costos estándares que reflejen la situación del mercado en el 2008 y no los costos fijados por el OSINERGMIN en el año 2008 (y que reflejan la situación del mercado en el 2007);

Que, finalmente, sostiene que una mala aplicación de esta norma podría traer efectos adversos ya que al reconocer costos estándares que no reflejan la situación del mercado durante la puesta en operación traería como consecuencia que el costo estándar sea muy inferior al costo efectivo del concesionario, lo que generaría una especie de expropiación y afectaría la sostenibilidad del sistema. Asimismo, adjunta un Informe Legal que contiene un resumen de los argumentos antes expuestos.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, como ha sido indicado anteriormente, las obras de transmisión del Sistema Complementario de Transmisión para cada Área de Demanda, corresponde ser aprobada por el regulador dentro del Plan de Inversiones. De esta manera, el OSINERGMIN aprueba las características de las instalaciones que construirán los concesionarios y se obliga a reconocerlas íntegramente vía tarifas, eliminando las controversias que en regulaciones anteriores se generaban sobre la magnitud de las instalaciones construidas por los concesionarios y si se encontraban o no adaptadas a la demanda<sup>14</sup>;

Que, ahora bien, adicionalmente, desde el momento de la aprobación del Plan de Inversiones y con la fijación de las tarifas y compensaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión, se incluye en la tarifa el costo de las instalaciones del Plan de Inversiones, conforme se estipula en el numeral III del literal b del Artículo 139 del RLCE:

"b) Costo Medio Anual:

...

III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones y/o de las incluidas en los Contratos de Concesión de SCT". Subrayado nuestro.

Que, antes de la emisión del Decreto Supremo Nº 021-2009-EM, los numeral I y II del literal d del Artículo 139 del RLCE, disponían que la valorización de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones, se efectuaría por única vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizaría en cada fijación del Costo Medio Anual, lo cual debería ser realizado cada cuatro años<sup>15</sup>;

Que, conforme se expuso en los considerandos del Decreto Supremo Nº 021-2009-EM, el RLCE disponía que los costos estándares que se

<sup>14</sup> En la teoría de la regulación se conoce como el Efecto Averch Jonson, a la "tendencia de los monopolios regulados a acumular más capital del que necesitan. Suele producirse cuando una agencia reguladora autoriza tasas de dividendos tomando como base un porcentaje de las existencias de capital fijo". Definición recogida de la dirección [http://www.eco-finanzas.com/diccionario/E/EFEECTO\\_AVERCH-JOHNSON.htm](http://www.eco-finanzas.com/diccionario/E/EFEECTO_AVERCH-JOHNSON.htm), visitado el 15/07/09. Para mayor información puede consultarse el documento: Behavior of The Firm Under Regulatory Constraint, por Harvey Averch and Leland L. Johnson, 1962, American Economic Review.

<sup>15</sup> "d) Frecuencia de Revisión y Actualización:

I) El costo de inversión, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo se establecerá por una sola vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizará en cada fijación del Costo Medio Anual.

II) El Costo Medio Anual y su fórmula de actualización se fijará cada cuatro (04) años."

empleen para determinar el monto de inversión de las instalaciones del Plan de Inversiones a ejecutarse durante los cuatro años siguientes al proceso regulatorio, serán los valores que se encuentren vigentes en la fecha de dicho proceso, lo cual representaba un riesgo injustificado para los Usuarios y para los Agentes debido a que los costos en la fecha de construcción podrían haber variado significativamente respecto a los que estuvieron vigentes a la fecha del proceso regulatorio, por lo que se modificó los citados numerales I y II del literal d) del Artículo 139 del RLCE, disponiéndose que los costos estándares que se empleen para determinar el monto de inversión de las instalaciones del Plan de Inversiones a ejecutarse durante los cuatro años siguientes al proceso regulatorio, serán **los costos estándares de mercado que se encuentren vigentes en la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones**, quedando redactados de la siguiente manera:

"d) Frecuencia de Revisión y Actualización

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio.

II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes". Subrayado nuestro.

Que, de esta manera, la controversia radica en qué debe entenderse por "costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su puesta en operación comercial", porque ese valor es el que en definitiva debe ser aplicado por el regulador para la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones. Por su parte la recurrente plantea que debe entenderse simplemente como el costo de mercado que refleje la situación en el año de la operación comercial y dado que la Base de Datos vigente para cada año que aprueba el OSINERGMIN, es elaborada con la información del año previo, entonces corresponde que las instalaciones se valoricen con la Base de Datos vigente al año siguiente de la puesta en operación comercial;

Que, no obstante lo sugerente e intuitivo de la interpretación efectuada por la recurrente, consideramos que haciendo uso de la *interpretación sistemática por comparación con otras normas*, podemos afirmar que el RLCE al referirse a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial, se refiere únicamente a la Base de Datos vigente en el año de la puesta en operación comercial;

Que, efectivamente, los numerales IV y V del literal b) del Artículo 139 del RLCE, establecen que la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones, será efectuada en función de los **costos estándares de mercado**. Y con estos, estructurar la **Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas Transmisión que OSINERGMIN deberá aprobar y mantener actualizada y disponible para la revisión por los interesados**;

"b) Costo Medio Anual:

...

IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la **base de costos estándares de mercado**.

V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, **la Base de Datos que corresponda**". Resaltado nuestro.

Que, como se puede apreciar, los citados numerales IV y V del literal b) del Artículo 139 del RLCE, identifican costos estándares de mercado con la Base de Datos aprobada por el regulador; con lo cual, retomando la lectura del numeral II del literal d) del Artículo 139 del RLCE, cuando indica que las instalaciones se valorizan con los costos estándares de mercado que se encuentren vigentes en la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones, no hace otra cosa que referirse a la Base de Datos que se encuentre vigente en dicho momento;

Que, adicionalmente a lo antes expuesto, cabe mencionar que es reconocido que los principales equipos y materiales que se emplean para una obra de transmisión de energía eléctrica, tienen un tiempo de fabricación promedio no menor a diez meses, por lo que la compra de estos se realizan con esta o más antelación. Así, algunos equipos y materiales comprados en el año 2007 recién estarían siendo puestos en operación en el año 2008 y los comprados en el año 2008 podrían estar siendo puestos en operación en el año 2009;

Que, en este orden de ideas, la primera versión de la Base de Datos aprobada el 12 de abril de 2008, refleja los costos de los equipos y materiales comprados en el año 2007 y que, como ya se explicó, podrían haber entrado en operación en el año 2008, mientras que la segunda versión de la Base de Datos aprobada el 31 de marzo de 2009 refleja los costos de los equipos y materiales comprados en el año 2008 y que podían entrar en operación en el año 2009;

Que, por este motivo, OSINERGMIN en la RESOLUCIÓN correctamente ha procedido a valorizar las instalaciones, de la siguiente manera:

- Instalaciones cuya puesta en operación comercial fue entre el 24 de julio de 2006 al 31 de marzo de 2009.- Se ha utilizado la Base de Datos aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 343-2008-OS/CD, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 12 de abril de 2008 y que se mantuvo vigente hasta el 31 de marzo de 2009. En este caso se ha hecho extensiva la citada resolución al período comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 12 de abril de 2008, ya que no se había aprobado una Base de Datos específica para dichos años.
- Instalaciones cuya puesta en operación comercial será desde el 01 de abril de 2009 hasta el 30 de abril de 2013.- Se ha utilizado la Base de Datos aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 051-2009-OS/CD, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 31 de marzo de 2009. Para las instalaciones que entrarán en operación entre la próxima fecha de actualización de la Base de Datos y el 30 de abril de 2013, se aplica la citada resolución en forma preliminar, ya que finalmente se deberá efectuar la valorización con la Base de Datos vigente al momento de su inicio de operación comercial.

Que, por las razones expuestas en los párrafos anteriores, este extremo del recurso de reconsideración interpuesto por EDELNOR debe ser declarado infundado.

## 2.3 MODIFICACIONES REFERENTE A SUBESTACIONES MAT/AT

### 2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

#### Nueva SET Zapallal 220 kV

Que, argumenta la recurrente que OSINERGMIN con la finalidad de descargar la Subestación

Chavarría 220 kV, plantea para el año 2011 la entrada en servicio de la nueva Subestación Zapallal 220 kV, proyectada sobre un terreno de propiedad del Estado, contiguo a la SET Zapallal REP 220 kV en el distrito de Carabaylo. Como líneas conexas a esta nueva subestación, propone la salida de dos nuevas líneas aéreas 60 kV de 5 km de longitud cada una para conectarse, a la altura de la Subestación Ancón, con las líneas existentes Zapallal-Chancay (L-669) y Ancón-Huaral (L-670);

Que, señala que este planteamiento sustituye a la propuesta presentada por EDELNOR, que consiste en ampliar la capacidad de la SET Chillón con la instalación de dos transformadores de 180 MVA en reemplazo de los dos transformadores de 120 MVA existentes en el año 2011 (rotando los transformadores de 120 MVA a otras subestaciones) postergando la implementación de la SET Zapallal para después del año 2013;

Que, agrega que OSINERGMIN en los informes presentados no demuestra que la alternativa planteada de adelantar la SET Zapallal al año 2011 resulte más económica que la propuesta de EDELNOR; además que, como lo detalla más adelante, no soluciona los problemas que se presentan en las redes de EDELNOR;

Que, adicionalmente, señala que OSINERGMIN valoriza de manera incompleta la nueva SET Zapallal y sus líneas de 60 kV conexas. De la revisión a lo propuesto por OSINERGMIN se puede deducir que se ha considerado que existe suficiente espacio en el edificio de control de REP para alojar a los nuevos equipos de control, telecomunicaciones y otros que se requiera para la operación de la nueva subestación y que el terreno de propiedad del Estado Peruano será otorgado a EDELNOR con "cero" costo;

Que, al respecto, la recurrente precisa que en el patio de llaves 220 kV de la Subestación Zapallal REP, no existe transformación 220/60 kV ni bahías disponibles para la instalación y/o montaje de nuevas celdas de transformación y líneas 60 kV. Además se debe tener en cuenta, que REP requerirá equipar al menos una celda de línea 220 kV adicional para la llegada de una segunda línea 220 kV desde la nueva Subestación Carabaylo 500/220 kV. Por otro lado, en el terreno disponible no existe la red de tierra profunda (malla de tierra);

Que, agrega que la valoración efectuada por OSINERGMIN de la nueva Subestación Zapallal 220 kV considera solamente las celdas 220 kV y 60 kV para un transformador de 85 MVA (rotado) y dos celdas de salida de líneas 60 kV. No incluye los costos asociados a los componentes faltantes siguientes:

- Terreno de un área de 16 000 m<sup>2</sup> (compensación por servidumbre).
- Red de tierra profunda.
- Obras civiles generales.
- Servicios auxiliares.
- Edificio de control.
- Instalaciones eléctricas al exterior.
- Edificio de control.
- Ampliación del sistema de barras 220 kV.

Que, con base en estos argumentos, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, postergando el ingreso de la nueva Subestación Zapallal 220 kV para después del año 2013 y, que en su reemplazo reconsidere la propuesta de EDELNOR por su menor costo, la cual consiste en la ampliación de la potencia instalada en la Subestación Chillón 220 kV, mediante el cambio de un transformador de 120 MVA por otro de 180 MVA en el 2011 y otro cambio similar en el 2012;

Que, adicionalmente, solicita que OSINERGMIN revalorice la alternativa de desarrollo a través de la implementación de la nueva SET Zapallal 220 kV considerando los costos de todos los componentes faltantes que se han señalado anteriormente;

#### **Nueva SET Zárate 220 kV**

Que, sostiene la recurrente que en el plan propuesto por EDELNOR se planteó para el año 2012 la nueva Subestación Jicamarca 220 kV y sus líneas conexas en 220 kV y 60 kV, con la finalidad de solucionar la sobrecarga de los transformadores 220/60 kV – 120 MVA en la Subestación Santa Rosa. Agrega que, complementariamente, con el objetivo de descargar la Subestación Chavarría 220 kV y disminuir sus niveles de corriente de cortocircuito monofásico en barras 60 kV, se consideró la nueva línea 60 kV Jicamarca– Caudivilla para trasladar la carga de la Subestación Caudivilla hacia la nueva Subestación Jicamarca 220 kV;

Que, argumenta la recurrente, que OSINERGMIN en su plan aprobado en mayo de 2009, contrariamente a lo propuesto por EDELNOR, plantea para el año 2012, la nueva Subestación Zárate 220 kV y sus líneas conexas en 220 kV y 60 kV. Esta nueva subestación se alimentaría mediante la apertura de una de las líneas 220 kV Huinco-Santa Rosa. Indica que la evaluación efectuada por OSINERGMIN para sustentar el cambio señalado, se basa en que la propuesta de la nueva Subestación Zárate 220 kV resulta ser la de menor VAC (MUS\$ 28,65) comparada con el VAC (MUS\$ 30,69) de la nueva Subestación Jicamarca 220 kV. Señala que de la revisión a la evaluación económica efectuada por OSINERGMIN, ha encontrado las siguientes inconsistencias:

- Considera un área de terreno de 19 000 m<sup>2</sup>, que resulta ser mucho mayor al área real del terreno de 11 000 m<sup>2</sup> elegida por OSINERGMIN en la Av. Santa Rosa.
- Asume un precio del terreno de 50 US\$/m<sup>2</sup>, precio bajo y fuera de los costos de mercado de la zona. Este último costo resulta ser bastante menor al que EDELNOR tuvo que pagar por un terreno de 2 500 m<sup>2</sup> para la construcción de la nueva Subestación Zárate 60 kV. Adicionalmente, señala haber encontrado inconsistencia entre el valor considerado para la comparación de alternativas (50 US\$/m<sup>2</sup>), respecto al valor del terreno considerado en la valoración de la obra para el Plan de Inversiones (280 US\$/m<sup>2</sup>).
- Ruta no viable para la línea de alimentación 220 kV de la nueva SET Zárate 220 kV (apertura de la línea 220 kV Huinco – Santa Rosa), debido a que la red subterránea planteada pasa por debajo de viviendas, sobre un cerro rocoso y de elevada pendiente y, de pasajes peatonales y una única calle angosta de acceso carrozable. En esta última existe una red matriz de desagüe que imposibilita el tendido de una línea subterránea de doble terna en 220 kV.
- No se considera el costo por la construcción de una cabina de transición en la pendiente del cerro para la conexión 220 kV de la línea aérea con la línea subterránea.
- La viabilidad de abrir una de las líneas 220 kV Huinco-Santa Rosa, está supeditada a la autorización del COES.
- Asume que el terreno elegido está disponible. Sin embargo, el nuevo titular del terreno antes mencionado, ha manifestado su intención de no venderlo.

Que, modificando la evaluación económica efectuada por OSINERGMIN, cambiando únicamente el precio unitario del m<sup>2</sup> de terreno de 50 US\$/m<sup>2</sup> por 280 US\$/m<sup>2</sup> para el terreno de la Subestación Zárate 220 kV, resulta que la alternativa de la Subestación Jicamarca 220 kV tiene un menor VAC (MUS\$ 30,69) comparada con el VAC (MUS\$ 34,25) de la Subestación Zárate 220 kV, aún reduciendo el área del terreno de 19 600 m<sup>2</sup> a 11 000 m<sup>2</sup>;

Que, con base en estos argumentos, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando para el año 2012 la nueva Subestación Jicamarca 220 kV y sus líneas conexas en 220 kV y 60 kV, por resultar de menor costo a lo aprobado por OSINERGMIN.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

#### Nueva SET Zapallal 220 kV

Que, en efecto, en el Plan de Inversiones OSINERGMIN ha planteado para el año 2011 la implementación de la transformación 220/60 kV en la subestación Zapallal REP existente, a fin que desde un nuevo patio de llaves en 60 kV se alimente las líneas hacia Ancón, Huaral y Huacho, además de asumir las cargas de las subestaciones existentes 60 kV Caudivilla y Puente Piedra a fin de descargar a la subestación Chavarría 220/60 kV;

Que, este esquema de desarrollo evidentemente evitaría que, a través de un significativo incremento en la transformación 220/60 kV en la SET Chillón, se pretenda asumir la carga hasta Huacho en donde se presentarían severas caídas de tensión que obligarían a implementar nuevas líneas de transmisión en 60 kV y compensación capacitiva conforme lo propone EDELNOR y la descarga de la subestación Chavarría mediante líneas de transmisión en 60 kV que, por la ubicación de la SET Chillón, resultan de mayor longitud que las asociadas a la propuesta de OSINERGMIN, además de la necesidad que en diversos tramos tengan que ser subterráneas;

Que, en cuanto a la valorización incompleta en la SET Zapallal 220 kV que alega la recurrente, es del caso señalar que por tratarse sólo de la implementación de la transformación 220/60 kV en una subestación existente no se requiere considerar todos los costos que a su entender se han obviado;

Que, no obstante, bajo el supuesto negado que el espacio en la SET Zapallal REP que se ha considerado como disponible, no sea suficiente para la implementación de la transformación 220/60 kV y el patio de llaves en 60 kV, se ha efectuado la valorización bajo el criterio de mínimo costo, considerando el desarrollo de una nueva subestación contigua a la existente, incluyendo un nuevo metrado de las líneas conexas y demás componentes señalados por la recurrente; la alternativa revisada de OSINERGMIN, según lo observado por EDELNOR, resulta menor en US\$ 6 904 422 respecto de la propuesta de EDELNOR.

#### Nueva SET Zárate 220 KV

Que, con respecto a las inconsistencias que la recurrente señala haber encontrado en lo efectuado por OSINERGMIN para la comparación de la implementación de la SET Zárate 220/60 kV a cambio de la nueva SET Jicamarca 220/60 kV, propuesta por EDELNOR, es del caso señalar lo siguiente:

- Dado que para la SET Jicamarca se consideró un terreno de 19 116 m<sup>2</sup>, también se consideró

la misma extensión para la SET Zárate a fin de ser más exigentes con la propuesta de OSINERGMIN en la comparación de alternativas. No obstante, cabe precisar que el terreno identificado por OSINERGMIN tiene una extensión de 11 000 m<sup>2</sup>, el cual fue inspeccionado conjuntamente con ingenieros de EDELNOR, extensión que es la que se ha considerado en la valorización del Plan de Inversiones aprobado.

- En cuanto al costo del terreno, a fin de que éste no sea un componente proporcionalmente preponderante en el costo de la subestación, para la comparación de las alternativas se consideró un costo de 10 US\$/m<sup>2</sup> para el terreno de la SET Jicamarca por tratarse de una zona eriaz y 50 US\$/m<sup>2</sup> para la SET Zárate por tratarse de una zona en donde ya existen algunas construcciones, con lo cual también se exige más a la propuesta de OSINERGMIN. Sin embargo, en el Plan de Inversiones aprobado se consideró el costo de 280 US\$/m<sup>2</sup> que es el costo de terreno (al tipo de cambio monetario actual) declarado por la propia empresa EDELNOR como costo del terreno de la SET Canto Grande (Esq. Av. Canto Grande con Av. Los Olmos) para el proceso regulatorio del año 2006.
- Sobre la ruta considerada para el tramo de línea subterránea 220 kV que alimentaría a la nueva SET Zárate, no es correcto calificarla como inviable como lo hace EDELNOR en su recurso de reconsideración, pues el pasaje peatonal y la calle "angosta", que menciona EDELNOR en su recurso, es lo que precisamente posibilita su ejecución sobre esta ruta. Asimismo, el cerro rocoso, la elevada pendiente o la existencia de una red matriz de desagüe, argumentados por EDELNOR para sustentar que esta ruta es inviable, técnicamente no constituyen impedimento para el tendido de una línea subterránea de 220 kV cuyo enterramiento es mucho más profundo que el nivel en el que se encuentra una red matriz de desagüe.
- Respecto a la cabina de transición en la pendiente del cerro, que según sostiene EDELNOR no se ha considerado en la valorización de la propuesta de OSINERGMIN, debe tenerse presente que para la valorización de este tramo de línea subterránea se ha aplicado el costo del módulo estándar correspondiente, el cual además de las dos estructuras terminales también considera cámaras de empalme; sin embargo, EDELNOR no reclama que se descuenten estas cámaras de empalme, que no se construirían en este caso particular por tratarse de un tramo corto de línea subterránea. Lo que es importante conceptualizar es que la valorización de los Planes de Inversión se efectúa utilizando los costos de módulos estándares de transmisión los cuales no necesariamente reflejan los costos de una obra en particular, pudiendo éstas resultar incluso de menor costo que los de los módulos estándares. Además, debe tenerse presente que la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, ha quedado establecida en su versión actualizada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 089-2009-OS/CD, para cuya emisión se realizaron las etapas de prepublicación, opiniones y sugerencias a dicha prepublicación, publicación, recursos de reconsideración a la resolución que aprobó dicha publicación y resoluciones que resuelven estos recursos de reconsideración; por lo que no es procedente que en esta etapa del proceso de regulación de SST y SCT, se

pretenda objetar uno de los módulos estándar de la referida Base de Datos.

- Lo manifestado por EDELNOR sobre la autorización del COES respecto a la viabilidad de abrir una de las líneas 220 kV Huinco-Santa Rosa, es evidente que, de acuerdo a la normativa vigente, EDELNOR tendría que realizar los estudios correspondientes para gestionar la autorización de conexión por parte del COES, para la nueva SET Zárate 220 kV, por lo que lo señalado por EDELNOR no amerita mayores comentarios.
- Asegura EDELNOR que el terreno elegido por OSINERGMIN para la implementación de la nueva SET Zárate 220 kV, no está disponible, argumentando que el nuevo titular de este terreno ha manifestado que no tiene intención de venderlo; sin embargo, en su recurso de reconsideración no presenta ningún documento que acredite tal aseveración. Además, debetenerse presente que, de acuerdo a la legislación vigente el Concesionario tiene derecho a gestionar permisos, derechos de uso y servidumbre sobre predios de propiedad privada o estatal, así como la correspondiente expropiación de predios de propiedad privada o la adjudicación directa de predios cuya titularidad es del Estado, según corresponda, y cuando no se logre la constitución de una servidumbre convencional entre las partes, el Concesionario puede solicitar a la Dirección General de Electricidad la imposición forzosa de servidumbre. Asimismo, una vez se emita la imposición forzosa de servidumbre, el Concesionario puede solicitar al Ministerio de Energía y Minas le conceda una medida cautelar que le permita el inicio de las obras, habida cuenta que cualquier demora implicaría la afectación del servicio público de electricidad;

Que, no obstante, se ha efectuado una nueva evaluación bajo el criterio de mínimo costo, entre el desarrollo de la nueva SET Jicamarca y líneas conexas y la nueva SET Zárate y líneas conexas, considerando la extensión real del terreno identificado para la nueva SET Zárate y para cada uno de los posibles costos de terreno;

Que, de los valores de dicha evaluación, se concluye que el costo del terreno de 280 US\$/m<sup>2</sup> considerado para esta nueva evaluación de la alternativa de OSINERGMIN, hace que lo propuesto por EDELNOR resulte US\$ 1 884 556 menor que la alternativa de OSINERGMIN y, en el supuesto caso que el terreno tenga un costo de 460 US\$/m<sup>2</sup> la alternativa de EDELNOR resulta menor en US\$ 3 355 990 respecto de lo propuesto por EDELNOR;

Que, la diferencia también se debe al hecho que EDELNOR considera en la SET Jicamarca un banco de transformadores monofásicos 3 X 40 MVA rotado de la SET Chillón, o sea sin costo, mientras que para la SET Zárate se considera la implementación de un nuevo banco de transformadores monofásicos de 3 X 40 MVA. Al respecto, es del caso hacer notar que a cambio del transformador de 120 MVA sacado de la SET Chillón, EDELNOR prevé sustituirlo por uno nuevo de 3 X 60 MVA, haciendo esto que la implementación de la SET Jicamarca esté estrechamente relacionada con la repotenciación de la transformación en la SET Chillón, propuesta por EDELNOR;

Que, por las razones expuestas y valores mostrados, en el análisis anterior, este petitorio debe considerarse fundado en parte, respecto a que mediante la nueva evaluación bajo el criterio de mínimo costo de las dos alternativas consideradas como excluyentes SET Chillón y líneas conexas Vs SET Zapallal y líneas conexas, resulta más

conveniente implementar el esquema propuesto por OSINERGMIN basado en la SET Zapallal 220/60 kV, mientras que de las dos alternativas consideradas como excluyentes SET Jicamarca y líneas conexas Vs SET Zárate y líneas conexas, resulta más conveniente implementar el esquema propuesto por EDELNOR basado en la SET Jicamarca.

## 2.4 INADECUADO DIMENSIONAMIENTO DE TERRENO PARA NUEVAS SET'S AT/MT, ZÁRATE Y UNI

### 2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala la recurrente que OSINERGMIN ha considerado un área de terreno reducida para la nueva SET Zárate 60 kV y la nueva SET UNI 60 kV. En el formato F-303 contenido en el informe del plan de OSINERGMIN, se observa que en la valorización de la nueva subestación considera un área de terreno de 1200 m<sup>2</sup>, al definir como tamaño final una subestación con 2 transformadores, que es lo que se requiere en el Plan de Inversiones a 10 años. Indica que considerando los criterios básicos de planificación de sistemas eléctricos de transmisión, una subestación de transmisión es dimensionada para atender el crecimiento de la demanda de 20 años como mínimo, realizando la instalación de los transformadores de potencia y celdas MT gradualmente conforme aumenta la demanda, pero considerando los terrenos y obras generales para su tamaño final;

Que, agrega que teniendo en cuenta lo antes indicado y de la revisión de la proyección de la máxima demanda de las subestaciones AT/MT contenida en el formato F-303 de OSINERGMIN, se observa que en el año 10 (2018) del período de estudio, la máxima demanda calculada para la nueva SET Zárate resulta ser 75,08 MVA (94%) y, que si se asume la misma tendencia del crecimiento de la demanda de los años anteriores, se prevé que en el año 12 (2020) alcance una máxima demanda de 82,77 MVA, que resulta ser mayor a la potencia total instalada (2x40 MVA) considerada por OSINERGMIN;

Que, de igual forma, de la revisión de la proyección de la máxima demanda de las subestaciones AT/MT contenida en el formato F-303 de OSINERGMIN, se observa que en el año 10 (2018) del período de estudio, la máxima demanda calculada para la nueva Subestación UNI 60 kV resulta ser 63,39 MVA (79%) y, que si asumimos la misma tendencia del crecimiento de la demanda de los años anteriores, se prevé que en el año 16 (2024) alcance una máxima demanda de 84,94 MVA, que resulta ser mayor a la potencia total instalada (2x40 MVA) considerada por OSINERGMIN;

Que, limitar el tamaño de la subestación a dos transformadores, conllevaría en el futuro a construir nuevas subestaciones AT/MT, que resulta ser más costosa comparada con la propuesta de EDELNOR de considerar un área de terreno de 2500 m<sup>2</sup> en el diseño inicial de las nuevas subestaciones AT/MT para albergar tres transformadores de 40 MVA. Por esta razón, EDELNOR adquirió el terreno de 2500 m<sup>2</sup> para la nueva Subestación Zárate 60 kV;

Que, con base en estos argumentos, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando un área de terreno de 2500 m<sup>2</sup> para las nuevas SET's Zárate 60 kV y UNI 60 kV.

### 2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, efectivamente, en el Plan aprobado se ha considerado para la nueva SET Zárate, la implementación de dos transformadores de 40 MVA

cada uno, al año 2018; por lo que, de incrementarse la demanda bajo la tendencia que señala EDELNOR en su recurso de reconsideración, resultaría conveniente la instalación de dos transformadores de 50 MVA cada uno, el primero en el año 2010 al entrar en operación la SET y el segundo después del año 2018 dado que a partir del año 2012, se ha contemplado un transformador de 25 MVA proveniente de otra subestación según la programación de rotación de transformadores considerada;

Que, no obstante, en caso debiera mantenerse 40 MVA como potencia estándar para los transformadores 60/10 kV de EDELNOR, correspondería aplicar el módulo estándar OC-COC1E060SB-03 que considera un área de terreno de 1800 m<sup>2</sup>, cuya extensión permite implementar hasta tres transformadores trifásicos 60/10 kV. Esto es inferior a los 2 500 m<sup>2</sup> que pretende EDELNOR se le reconozca;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo del recurso debe ser declarado fundado en parte, en razón que se modificará la extensión del terreno considerado para las SETs Zárate y UNI, de 1 200 m<sup>2</sup> a 1800 m<sup>2</sup>, pero no los 2 500 m<sup>2</sup> solicitados por EDELNOR.

## **2.5 REQUERIMIENTO DE LÍNEAS AT ADICIONALES POR SIMPLE CONTINGENCIA**

### **2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, argumenta la recurrente que OSINERGMIN en su Informe N° 0207-2009-GART, en su análisis a la opinión 11 de EDELNOR, indica:

*En relación a las sobrecargas en las líneas y subestaciones que menciona EDELNOR, se debe de considerar que dichas instalaciones de transmisión pueden soportar sobrecargas de corta duración, lo que no compromete la confiabilidad del sistema en la condición de simple contingencia.*

Que, agrega que en el Plan de Inversiones de OSINERGMIN se dan de baja a las líneas Chavarría – Caudivilva (tramo parcial), Chavarría – Puente Piedra (tramo parcial), Chavarría – Mirones (total). Esto conlleva a disminuir la confiabilidad existente, por la pérdida de los anillos entre las SET's Chavarría – Barsi y Chavarría – Chillón. En razón a lo cual EDELNOR señala haber procedido a verificar el cumplimiento del criterio N-1 en las líneas, utilizando el archivo dz de OSINERGMIN, cuyos resultados indican que 13 líneas no cumplen el criterio N-1, las cuales las muestra en un cuadro contenido en su recurso de reconsideración;

Que, con base en los valores mostrados en el mencionado cuadro y en los argumentos que expone, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando el plan que ha propuesto, el cual cumple con el criterio N-1 y tiene una configuración más confiable.

### **2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, a fin de analizar este pedido, relacionado con el criterio N-1, se ha efectuado el análisis de flujos de potencia bajo diferentes escenarios de pérdidas de enlaces en AT, tanto para el esquema de desarrollo de la red de transmisión aprobado por OSINERGMIN como para el propuesto por EDELNOR, con el mismo archivo dz utilizado por OSINERGMIN;

Que, de los resultados obtenidos, mostrados en los cuadros 2.5.2 y 2.5.3 del Informe N° 323-2009-GART que sustenta la presente resolución, se

concluye que tanto el esquema de desarrollo de la red de transmisión aprobado por OSINERGMIN como el propuesto por EDELNOR arrojan para ciertas líneas de transmisión AT sobrecargas fuera de lo permisible (20%) en condiciones de contingencia (pérdida de un enlace AT), por lo que ello no necesariamente implica la implementación de enlaces redundantes, pues ello requiere de un análisis más detallado a fin de justificar la inversión de dicho enlace redundante a cambio de optar por un esquema de racionamiento de cargas por períodos generalmente cortos;

Que, por otro lado, en Lima metropolitana existe la restricción de altos niveles de cortocircuito, por lo que el implementar un mayor número de líneas en paralelo con las existentes originará elevar aún más las corrientes de cortocircuito en el extremo final de las redes en AT y por consecuencia en MT;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis desarrollado en la sección anterior, este petitorio debe ser considerado infundado.

## **2.6 PROBLEMAS DE CORTOCIRCUITO EN LOS SISTEMAS DE BARRAS 220 KV Y 60 KV DE LAS SET'S SANTA ROSA Y CHAVARRÍA**

### **2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, con respecto a la problemática actual del cortocircuito en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), la recurrente argumenta que el MEM mediante su Oficio N° 1439-2008-MEM/DEG, emitió unas recomendaciones sobre las acciones oportunas que deben de tomar las empresas distribuidoras para evitar los problemas de cortocircuito en el nivel de 220 kV. Menciona además que es importante tener en cuenta, que las corrientes de cortocircuito se elevan como consecuencia de las conexiones de nuevas líneas de muy alta tensión y de fuentes de generación con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) previstas para el corto y mediano plazo. Entre éstas señalan las nuevas líneas de 500 kV y 220 kV Chilca – Zapallal REP; el tercer grupo (TG8) de 200 MW de propiedad de Edegel S.A.A. que se conectará en 220 kV en la SET Santa Rosa, y en el mediano plazo las plantas a gas natural en la zona de Chilca;

#### **SET Chavarría – Sistema de Barras 60 kV**

Que, la recurrente sostiene que el Plan de Inversiones de OSINERGMIN no resuelve los problemas de cortocircuito que se vienen presentando desde el año 2009 en el sistema de barras 60 kV de la SET Chavarría, pues se ha detectado que los niveles de la corriente de cortocircuito monofásico esperados para el año 2011 superan la capacidad máxima de los equipos instalados en la subestación, aún operando con barras separadas, conforme lo autorizado por el COES con el objetivo de no comprometer la seguridad de las instalaciones existentes;

Que, menciona también que OSINERGMIN para descargar la Subestación Chavarría 220 kV y evitar el aumento de las corrientes de cortocircuito en barras 60 kV de la Subestación Chavarría, plantea para el año 2011 la nueva SET Zapallal 220 kV y sus cuatro líneas conexas en 60 kV;

Que, las dos primeras en el año 2011, compuestas por dos nuevas líneas aéreas 60 kV de 5 km de longitud, que salen desde la barra 60 kV de la nueva Subestación Zapallal 220 kV que se conectarían con las líneas existentes Zapallal-Chancay (L-669) y Ancón-Huaral (L-670) y para el año 2012 dos nuevas líneas aéreas 60 kV de 5 km de longitud para conectarse directamente con la Subestación Puente Piedra. Con esta doble línea

aérea de enlace OSINERGMIN propone trasladar las cargas de las subestaciones de Puente Piedra y Caudivilla desde la Subestación Chavarría 220 kV hacia la nueva Subestación Zapallal 220 kV y abrir las líneas 60 kV Chavarría-Puente Piedra (L-636) y Chavarría-Caudivilla (L-625);

Que, la recurrente sostiene que, como resultado de las simulaciones de flujos de potencia de cortocircuito que ha realizado usando el mismo archivo dz y programa Digsilent versión 13.2, utilizado por el Consultor de OSINERGMIN, se obtiene que en el año 2011 el nivel de la corriente de cortocircuito monofásico en barras 60 kV de la Subestación Chavarría, en condición de operación en barra abierta, se incrementa hasta 34,6 kA, valor superior a la capacidad máxima de ruptura 31,5 kA de los equipos y transformadores de medida 60 kV instalados en dicha subestación;

Que, la recurrente resume sus argumentos señalando que, para solucionar el problema de corto circuito en Chavarría 60 kV, con el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN, se tendría que adelantar al 2011 la puesta en servicio de un transformador nuevo de 180 MVA en la SET Zapallal y las líneas entre la SET Zapallal y la SET Puente Piedra, alternativa que resulta de mayor costo que la propuesta por EDELNOR de ampliar la potencia instalada en la Subestación Chillón 220 kV mediante el cambio de un transformador de 120 MVA por otro nuevo de 180 MVA y de una nueva línea 60 kV Chillón-Infantas de 10 km de longitud para efectuar el traslado de cargas de la subestación Chavarría hacia la Subestación Chillón;

Que, con base en estos argumentos, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsiderar el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando en el año 2011 el proyecto de ampliación de potencia en la Subestación Chillón 220 kV, mediante el cambio de un transformador de 120 MVA por otro de 180 MVA, acorde con el plan propuesto por EDELNOR. Esto implica que la nueva Subestación Zapallal 220 kV y sus líneas conexas en 60 kV sean consideradas fuera del período de regulación 2009-2013.

## 2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, a fin de analizar este pedido, se ha efectuado el cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásico a tierra, tanto para el esquema de desarrollo de la red de transmisión aprobado por OSINERGMIN como para el propuesto por EDELNOR, con el mismo archivo dz utilizado por OSINERGMIN;

Que, según los resultados con corrientes de cortocircuito que se muestran en el Cuadro 2.6.1 del Informe N° 323-2009-GART, se observa que los niveles de corrientes de cortocircuito monofásico a tierra bajo el esquema aprobado por OSINERGMIN son similares o menores a los que resultan con el esquema propuesto por EDELNOR;

Que, cabe señalar que estos cálculos se han efectuado considerando el futuro incremento de generación en la C.T. Santa Rosa y simulando como simple barra la mayoría de las barras 60 kV;

Que, además, es del caso destacar que con el esquema de EDELNOR la corriente de cortocircuito en las barras 60 kV de la SET Chillón resulta igual a 37,40 kA, valor muy superior a los 31,5 kA considerados como umbral superior;

Que, al respecto, no necesariamente la mejor solución para reducir este alto nivel de cortocircuito es cambiar el transformador de 3 X 40 MVA, recientemente instalado, por uno nuevo de 3 X 60

MVA, según lo propone EDELNOR, pues ante la situación real de los altos niveles de cortocircuito tendrá que conjugarse otras alternativas de operación con la renovación de equipamiento donde sea indispensable;

Que, asimismo, es necesario también destacar que aparte de las diferencias de cálculo que pretende denotar EDELNOR, esta empresa no propone ninguna alternativa de solución a los altos niveles de cortocircuito que podrían presentarse en la red de transmisión de su área de concesión;

Que, por otro lado, es del caso hacer notar que en la barra 60 kV de la SET Chavarría el nivel de cortocircuito en esta barra es menor a 25 kA.

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este petitorio debe considerarse como infundado.

## 2.7 PROBLEMAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN EN LÍNEAS 60 KV HUARAL - CHANCAY

### 2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR señala que el Plan de Inversiones de OSINERGMIN no resuelve los problemas de regulación de tensión en las líneas 60 kV Zapallal-Chancay (L-669) y Ancón-Huaral (L-670), que afectan disminuyendo la tensión de salida en barras 10 kV de las subestaciones de Chancay y Huaral. Agrega que, de los resultados del análisis de simple contingencia (N-1) en líneas AT, se observa que en el año 2011 ante la salida de cualquiera de las líneas 60 kV Zapallal - Chancay ó Zapallal - Huaral, se presentan problemas de regulación de tensión en la línea 60 kV no fallada, que afectarán de manera importante la tensión de salida en barras 10 kV de las subestaciones Huaral y Chancay, tal como se indica a continuación:

Huaral: Tensión en barras 10 kV: 9,44 kV  
Chancay: Tensión en barras 10 kV: 9,41 kV.

Que, con base en estos argumentos, la recurrente solicita a OSINERGMIN reconsiderar el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando la instalación de dos bancos de condensadores 10 kV de 5 MVAR en la SET Huaral (2011) y en la SET Chancay (2012).

### 2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con base en los resultados de flujo de potencia que se han revisado en mérito al recurso de reconsideración materia de la presente resolución, se concluye que mediante la implementación de la SET Zapallal y líneas conexas, en condiciones normales de operación no se requiere de compensación capacitiva en las SET's Huaral y Chancay, durante todo el período de análisis, en cambio bajo la opción de alimentar estas subestaciones desde la SET Chillón, conforme lo propone EDELNOR, conlleva a la necesidad de implementar dicha compensación capacitiva;

Que, por otro lado, no es correcto implementar compensación capacitiva como producto de un análisis bajo el criterio N-1, pues esta situación tiene carácter temporal por las horas que demanda la reposición del elemento que salió fuera de servicio, mientras que la compensación capacitiva se realiza a través de equipamiento que operará normalmente de manera continua y en función a escalones que se accionan según la evolución diaria de la demanda;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, debe declararse infundado este pedido de EDELNOR.



**2.8 FALTA RECONOCIMIENTO DE NUEVO EQUIPAMIENTO EN SET'S**

**2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

**Transformador 120 MVA en SET Chillón**

Que, señala la recurrente que OSINERGMIN no ha considerado en la valorización de su Plan de Inversiones el costo del nuevo transformador instalado el año 2008 en la Subestación Chillón, no obstante que en su oportunidad EDELNOR alcanzó a OSINERGMIN copia de la orden de compra, factura y acta de alta firmada por un representante de OSINERGMIN, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Altas y Bajas.

**Polo de reserva 60 MVA en SET Barsi**

Que, agrega que el Plan de Inversiones de OSINERGMIN tampoco incluye el polo de reserva de 60 MVA adquirido en el año 2009 para ser ubicado en la Subestación Barsi. Al respecto menciona que en el punto 5.1 de las observaciones formuladas por EDELNOR al plan prepublicado por OSINERGMIN con su Informe N° 0042-2009-GART, se incluye un cuadro con la relación de transformadores de potencia que EDELNOR se comprometió a comprar en los años 2009 y 2010;

Que, como evidencia de la adquisición efectuada de los cuatro polos de 60 MVA a ser instalados en la Subestación Barsi, EDELNOR adjunta a su recurso el Anexo N° 9.1 en donde presenta copia de la orden de compra de los citados transformadores. Asimismo, menciona que recientemente dichos transformadores ya fueron recibidos por EDELNOR;

Que, argumenta que es necesario mantener un polo de reserva para garantizar la reposición del servicio en los plazos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en caso de falla de uno de los polos en operación. Señala además, que a otra empresa se ha reconocido en el Plan de Inversiones un polo de reserva de las mismas características;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando en la valoración del Plan el costo del transformador de 120 MVA instalado en la Subestación Chillón y el polo de reserva de 60 MVA adquirido por EDELNOR para la Subestación Barsi.

**2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

**Transformador 120 MVA en SET Chillón**

Que, para la subestación Chillón se consideró la puesta en operación de un banco de transformadores monofásico 3 X 40 MVA existente, proveniente de otra subestación; sin embargo, en atención al recurso de reconsideración materia de la presente resolución, se ha verificado en el mismo sitio que en la SET Chillón viene operando un banco de transformadores nuevo, mientras que el banco de transformadores existente que se había considerado como rotado de la SET Chavarría viene operando en la SET Santa Rosa;

**Polo de reserva 60 MVA en SET Barsi**

Que, cabe aclarar en cuanto a la mención efectuada por EDELNOR respecto de la consideración de un polo de reserva en el Plan de Inversiones de otra empresa, que la evaluación del equipamiento requerido para cumplir con los requerimientos de calidad y confiabilidad del servicio se efectúa caso por caso y no bajo principios absolutos, por ello el reconocer un equipamiento a una empresa no

supone hacer lo mismo en el resto de empresas necesariamente;

Que, aclarado lo anterior, en cuanto al polo (transformador monofásico) de reserva para la SET Barsi al que hace mención EDELNOR, se ha procedido a evaluar este caso considerando que efectivamente debido a la ubicación de la subestación es conveniente contar con un polo de reserva que permita cumplir con la reposición del servicio en los plazos establecidos en la NCTSE en caso de falla de uno de los polos en operación. En ese sentido, corresponde reconocer el polo de reserva;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, debe declararse fundado este pedido de EDELNOR.

**2.9 FALTA DE TRAZO DE NUEVAS LÍNEAS 220 Y 60 KV PROPUESTAS POR OSINERGMIN**

**2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, argumenta la recurrente que en las dos versiones del Plan de Inversiones de OSINERGMIN, prepublicado y publicado, no se incluyen los trazos de las nuevas líneas 220 kV y 60 kV proyectadas. La falta de los trazos no permite efectuar una evaluación técnica-económica y de viabilidad por cuanto no se conoce el recorrido de las mismas. La falta de esa información no permite efectuar la revisión de los metrados considerados ni la viabilidad técnica y económica para su ejecución;

Que, para tratar de contar con una mayor información, EDELNOR señala haber efectuado inspecciones de campo con la finalidad de definir las posibles rutas para las nuevas líneas, con el siguiente resultado:

**Línea aérea de doble terna 220 kv para la nueva subestación Zárate 220 kv**

Que, el recorrido considerado por OSINERGMIN para el trazo de la nueva línea aérea-subterránea 220 kV, de doble terna, compuesta por 3.5 km de línea aérea y 0,8 km de línea subterránea, es inviable por las razones siguientes:

- La ruta considerada para la línea 220 kV pasa por debajo de viviendas de una zona consolidada.
- No existe disponibilidad de terreno para la ubicación de la cabina de transición. Su posible ubicación se localiza sobre una zona pedregosa y accidentada con una pendiente superior al 25% limitada por viviendas.
- La existencia de un pasaje carrozable muy angosto. A lo largo de la parte central de este pasaje existen buzones pertenecientes a una red principal de desagüe, que imposibilita el tendido de una línea subterránea de doble terna en 220 kV;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere en los análisis del Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, el replanteo de la ruta de la línea 220 kV a la nueva Subestación Zárate, con la finalidad de efectuar una comparación homogénea con la SET Jicamarca;

**Líneas 60 kV Zapallal 220 kv – Huaral / Chancay**

Que, OSINERGMIN plantea que las subestaciones de Huaral y Chancay sean alimentadas desde la nueva Subestación Zapallal 220 kV, mediante dos líneas aéreas 60 kV de 5,00 km de longitud, aprovechando el trazo de la línea aérea particular del cliente IPEN. Sin embargo, EDELNOR señala

que de la inspección de campo realizada a la zona de proyecto, ha podido verificar lo siguiente:

- Que la longitud de las dos líneas aéreas de 5,00 km propuestas por OSINERGMIN, resulta ser mucho menor a la longitud real del tramo de línea particular existente entre la actual SET Zapallal REP y el punto de apertura, cercana a la SET Ancón, de las líneas L-669 y L-670 que alimentan a las SET's de Chancay y Huaral, respectivamente.
- La línea particular del IPEN tiene problemas de invasión de servidumbre en distintos puntos a lo largo de su recorrido;

Que, con la finalidad de superar estos inconvenientes, EDELNOR propone la construcción de una nueva línea de doble circuito mixta (aérea y subterránea) de 18,18 km de longitud, aprovechando el trazo de la línea particular en los tramos que se tenga la servidumbre saneada. En los tramos donde hay invasión de servidumbre se propone la modificación del trazo con línea subterránea;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsiderarse en los análisis del Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, incrementando la longitud de las dos nuevas líneas 60 kV de 5 km a 18,18 km de longitud.

#### **Líneas 60 kV Zapallal 220 kV – Puente Piedra**

Que, manifiesta la recurrente que OSINERGMIN plantea que la Subestación Puente Piedra se alimente de manera directa desde la nueva Subestación Zapallal 220 kV, mediante dos líneas aéreas 60 kV de 5,00 km de longitud; sin embargo no hay información sobre el trazo de las nuevas líneas. Agrega que la longitud aérea de 5,00 km (idéntica a la longitud propuesta de la línea Chancay – Huaral), propuesta por OSINERGMIN, resulta ser mucho menor a la estimada por EDELNOR, pues según el resultado de su evaluación es necesario considerar una línea de doble circuito mixta (aérea y subterránea) dados los espacios restringidos que se disponen en la zona por el crecimiento urbano;

Que, en caso de adoptarse la propuesta de OSINERGMIN, EDELNOR recomienda aprovechar terrenos agrícolas existentes para optimizar el trazo aéreo proyectado y en zonas urbanas consolidadas propone un trazo con cable subterráneo debido a la restricción de espacios disponibles que se tienen en la zona;

Que, sostiene que actualmente la zona se encuentra en proceso de expansión urbana, por lo que previo al planteamiento de OSINERGMIN, es recomendable coordinar con las respectivas Municipalidades del Distrito con la finalidad de evaluar dicha expansión y adecuar los trazos de las futuras líneas AT;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsiderarse en los análisis del Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando el incremento de la longitud de las dos nuevas líneas 60 kV de 5 km a 8,45 km de longitud, según el metrado indicado en el cuadro que forma parte de su recurso.

#### **Nueva línea 60 kV Santa Rosa Nueva – Santa Rosa Antigua**

Que, señala EDELNOR que actualmente tiene instalada una línea aérea 60 kV entre las SET's Santa Rosa Nueva y Santa Rosa Antigua, la cual se encuentra ubicada dentro de las instalaciones de la empresa Edegel S.A.A. EDELNOR en su estudio de planeamiento del sistema eléctrico de transmisión

presentado a OSINERGMIN en octubre del 2008, propuso para el año 1 (2009), a fin de cumplir con el criterio N-1 establecido en la Norma, la construcción del segundo circuito de la línea 60 kV subterránea entre las SET's Santa Rosa Nueva y Santa Rosa Antigua de 0,3 km; sin embargo OSINERGMIN en su Plan aprobado en mayo del 2009 propone esta misma línea 60 kV, pero cambia la propuesta de EDELNOR de línea subterránea por línea aérea 60 kV;

Que, la instalación de un segundo circuito 60 kV aéreo en esta zona ha sido rechazada por la empresa Edegel S.A.A., ya que por razones de ampliación de su central (pasará de operación en ciclo abierto a ciclo combinado) y de seguridad, no autorizará su ejecución para línea aérea tal como lo propone OSINERGMIN;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsiderarse el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando su propuesta de que este segundo circuito 60 kV sea subterráneo.

### **2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la definición de los trazos de las nuevas líneas 220 kV y 60 kV, consideradas en el Plan de Inversiones aprobado, es del caso señalar que el recorrido de éstas ha sido producto de las visitas a la zona misma, en compañía de ingenieros de EDELNOR, efectuándose posteriormente el metrado con base en la información satelital mostrada por un software público y que, hasta donde se tiene conocimiento, también es utilizado por EDELNOR para definir el trazo de las líneas incluidas en su propuesta;

#### **Línea aérea de doble terna 220 kv para la nueva subestación Zárate 220 kv**

Que, los argumentos expuestos por EDELNOR en este petitorio respecto de la ruta considerada para la línea aérea 220 kV que alimentaría a la nueva SET Zárate 220 kV incluida en el Plan de Inversiones aprobado, son los mismos que expuso en la segunda parte de su petitorio que figura en el numeral 2.3.1 de la presente resolución;

Que, en ese sentido, es también válido para este punto el análisis desarrollado en la segunda parte del numeral 2.3.2 de la presente resolución. En consecuencia resulta infundado este extremo del petitorio;

#### **Líneas 60 kV Zapallal 220 kV – Huaral / Chancay**

Que, se ha revisado la alternativa aprobada para el afianzamiento de la alimentación eléctrica a Huaral y Chancay, desde la SET Zapallal 220 kV ampliada, bajo el supuesto caso que no pueda utilizarse la línea aérea particular del cliente IPEN, habiéndose determinado un nuevo trazo de línea aérea de 12 Km aproximadamente; sin embargo, a fin de exigir más a la alternativa de OSINERGMIN, para la nueva evaluación de alternativas se ha utilizado el metrado de 16 km considerando 4 km adicionales por variantes;

#### **Líneas 60 kV Zapallal 220 kV – Puente Piedra**

Que, en cuanto a esta línea 60 kV Zapallal-Puente Piedra, es correcto lo observado por EDELNOR, pues por error se consideró el mismo metrado considerado para el caso de la línea Zapallal-Huaral/Chancay;

Que, en ese sentido, se ha efectuado la corrección de dicho metrado, considerando lo manifestado por EDELNOR;



### **Nueva línea 60 kV Santa Rosa Nueva – Santa Rosa Antigua**

Que, EDELNOR no presenta documento alguno que compruebe que Edegel S.A.A. no autoriza la ejecución de una segunda línea aérea entre las subestaciones Santa Rosa Nueva y Santa Rosa Antigua;

Que, por otro lado, la empresa Edegel S.A.A., con fecha 08 de julio de 2009, ha presentado opiniones y sugerencias al recurso de reconsideración de EDELNOR, que es materia de la presente resolución, sin haberse pronunciado en absoluto sobre la nueva línea aérea entre las SET's Santa Rosa Nueva y Santa Rosa Antigua;

Que, sin embargo, por tratarse de una línea muy corta (0,3 Km) que no influye en la toma de decisiones para definir el Plan de Inversiones de EDELNOR, se está efectuando la modificación de dicho Plan considerando esta opción. Al respecto, antes de la puesta en operación de dicha instalación EDELNOR debe presentar la justificación de la inversión correspondiente a esta línea, presentando la documentación que demuestre que ha realizado las solicitudes ante Edegel S.A.A. para ejecutar la línea aérea y que ésta empresa ha rechazado la misma de manera sustentada;

Que, en función a los argumentos expuestos en el análisis anterior, este petitorio debe ser considerado fundado en parte, habida cuenta que se ha modificado el metrado de las líneas 60 kV que parten de la SET Zapallal y se cambia la línea aérea Santa Rosa Nueva-Santa Rosa Antigua por una línea subterránea.

## **2.10 CELDAS MT DE MEDICIÓN Y ACOPLAMIENTO FALTANTES**

### **2.10.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, manifiesta la recurrente que el Plan de Inversiones de OSINERGMIN no considera los equipamientos de celdas de medición ni de acoplamiento en barras 10 kV y 22,9 kV de las subestaciones AT/MT, no obstante que en el Plan anterior prepublicado por OSINERGMIN en marzo 2009, sí se incluyó las celdas de medición 10 kV, pero no las celdas de acoplamiento de barra simple 10 kV;

Que, al respecto, argumenta que la configuración del sistema de barras en 10 kV ó 22,9 kV en las subestaciones AT/MT debe de ser diseñada para cumplir con lo siguiente:

- Mejorar la continuidad del servicio, minimizando el número de clientes afectados ante una eventual falla imprevista.
- Facilitar la operación y seguridad para realizar los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo.

Que, agrega que el sistema de simple barra en media tensión es una configuración que optimiza los recursos, pero que si no es dividida en sectores, una falla en alguna celda del sistema o una falla en el propio sistema de barras, la protección deja fuera de servicio todo el sistema de barras. Por otro lado, la recurrente indica que de no existir la celda de medición del sector de barras, entonces se tendría que instalar en cada celda de alimentador los transformadores de tensión, los mismos que son necesarios para implementar el sistema de protección correspondiente;

Que, por tanto, solicita a OSINERGMIN reconsiderar el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando en las subestaciones de transmisión que tienen implementado el sistema de

simple barra en el lado de media tensión, las celdas de medición y acoplamiento correspondientes.

### **2.10.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a este pedido es del caso mencionar que en el Plan aprobado mediante la RESOLUCIÓN, se ha considerado celdas de acoplamiento en MT para las nuevas subestaciones 60/10 kV Zárate y UNI, en el año 2012, así como en las subestaciones Ventanilla y Colonial en los años 2015 y 2014, las cuales obviamente no figuran en dicho Plan como módulos independientes dado que su costo se se prorratea entre las celdas MAT y/o AT, transformadores de potencia u otros equipos mayores, si los hubiere, al igual que los costos comunes, costos indirectos y servicios auxiliares de una subestación;

Que, en cuanto a las celdas de medición, éstas no se han considerado en la prepublicación de la fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT ni en la publicación de los Planes de Inversión, debido a que la empresa no presentó información referente al requerimiento específico de estas celdas;

Que, no obstante, por coherencia y uniformidad de criterio con lo aplicado, en este aspecto, para otras empresas concesionarias, al haberse considerado una celda de acoplamiento en las SET's Zárate y UNI, se considera también dos celdas de medición en cada una de estas subestaciones, es decir una celda de medición para cada sección de barras en MT;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior este recurso debe declararse fundado en parte, en lo referente a la implementación de las celdas de medición en MT, mas no así las celdas de acoplamiento por estar ya consideradas en el Plan de Inversiones aprobado mediante la RESOLUCIÓN.

## **2.11 INADECUADA SELECCIÓN DE RED DE TIERRA PROFUNDA EN VALORIZACIÓN DE NUEVAS SET'S CHILLÓN, ZÁRATE Y UNI**

### **2.11.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

#### **Nuevas SET's Zárate y UNI 60 KV**

Que, manifiesta EDELNOR que OSINERGMIN valoriza redes de puesta a tierra profunda subdimensionadas, pues en el Formato F-303 ha seleccionado redes de puesta a tierra profunda con capacidad menor a 20 kA. Según observa la recurrente, para las nuevas SET's Chillón 220 kV, Zárate 60 kV y UNI 60 kV, OSINERGMIN considera Red de Tierra Profunda con Código Modular RT-COC2E220DB060SB-03-I2 o RT-COC1E060SB-02-I2, respectivamente, que corresponde a cortocircuitos del rango de 10 a 20 kA, sin embargo de acuerdo con los resultados de flujo de potencia de cortocircuito calculados para dichas subestaciones, el nivel de cortocircuito supera los 20 kA considerados por OSINERGMIN;

Que, como parte de su sustento, EDELNOR manifiesta que en el Anexo 12.2 adjunto a su recurso, presenta los resultados de los valores de cortocircuito obtenidos con el programa Digsilent;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsiderar el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, considerando en la valorización de las subestaciones Chillón, Zárate y UNI, una red de tierra profunda con capacidad mayor a 20 kA, de acuerdo con el módulo RT-COC2E220DB060DB-05-I3 o RT-COC1E060SB-05-I3, según corresponda. De igual forma, para la Subestación Zárate 220 kV solicita valorizar

la red de tierra profunda con el módulo RT-COC2E220DB060SB-05-I3.

### 2.11.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Se consideran válidos los argumentos que sustentan este pedido, pues como ya está expresado en el análisis de la opinión 7 de EDELNOR, contenido en el Informe N° 0207-2009-GART, el incremento de las corrientes de cortocircuito en las redes eléctricas de Lima son consecuencia de la concentración de una significativa generación en la subestación de Chilca, por lo que corresponde que las redes de puesta a tierra profunda de las nuevas subestaciones sean diseñadas para corrientes de cortocircuito superiores a 20 kA;

Que, en función al argumento señalado, este extremo del recurso debe declararse fundado, en el sentido que el módulo de red de tierra profunda a considerarse para las nuevas subestaciones debe ser tipo I3 y no I2 como había sido considerado.

### 2.12 FALTA RECONOCER COSTOS POR REUBICACIÓN DE LÍNEAS 220 KV Y 60 KV, PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS DE SERVIDUMBRE

#### 2.12.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

##### Línea 220 kV Chavarría – Barsi (L-2005 y L-2006)

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no considera el proyecto propuesto por EDELNOR para el cambio de recorrido de un tramo de la línea aérea 220kV, de doble terna, Chavarría – Barsi, el cual se origina por el pedido del Instituto Nacional de Cultura (INC) con Oficio N° 872/2007-INC/DDPH de Junio del 2007, mediante el cual solicita el retiro de una torre de alta tensión (torre 6) que se encuentra ubicada en la cima del montículo principal del Complejo Arqueológico Garagay;

Que, agrega que, OSINERGMIN mediante Oficio N° 3154-2007-OS-GFE de fecha 5 de Julio del 2007, comunica a EDELNOR la denuncia presentada por el INC ante dicho organismo y solicita información relacionada con instalaciones existentes dentro de zonas arqueológicas, autorizaciones para la construcción de dichas instalaciones emitidas por la autoridad competente (INC) y el plan de adecuación PAMA;

Que, señala que EDELNOR con carta N° SIO-134-07, de fecha 11 de Julio del 2007, dio respuesta a OSINERGMIN indicando que la servidumbre de la línea 220 kV Chavarría – Barsi fue aprobada por el MEM en su Resolución N° 311-95-EM/VME. Indica la recurrente que la reubicación del tramo de línea 220 kV afectada estará condicionada a que OSINERGMIN lo reconozca en el plan de transmisión que se apruebe para EDELNOR;

Que, por tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, incluyendo el proyecto de reubicación de la Línea 220 kV Chavarría – Barsi.

##### Línea 60 kV Paramonga Nueva – Huacho (L-694)

Que, señala la recurrente que no se ha considerado el proyecto propuesto por EDELNOR para el cambio de recorrido de un tramo de 6 Km de la línea aérea 66 kV Paramonga Nueva - Huacho. Indica que en el Anexo 13 adjunto a su recurso, se muestran los croquis de la situación actual y proyectada con el cambio de recorrido de la línea aérea 66 kV Paramonga Nueva – Huacho. Indica la recurrente que la necesidad de cambiar el recorrido de la línea se debe a la imposibilidad de efectuar

la renovación integral de ésta por oposición de la población de Medio Mundo. De no ejecutarse se corre el riesgo de accidentes fatales ya que el conductor se encuentra en pésimo estado;

Que, por tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, incluyendo el proyecto cambio de recorrido de un tramo de 6 Km. de la línea aérea 66 kV Paramonga Nueva – Huacho.

### 2.12.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en principio, es necesario aclarar que los Planes de Inversión para el desarrollo de la transmisión no consideran los proyectos para la solución de los problemas de servidumbre que pudieran venir afectando determinadas redes eléctricas;

Que, ello debido a que, conforme lo manifiesta EDELNOR para el caso de la línea Chavarría-Barsi, la servidumbre fue aprobada por el MEM en el año 1995, mientras que la privatización de las instalaciones eléctricas de la ex-Electrolima se realizaron a partir del año 1994, oportunidad en que la empresa ganadora de la buena-pro adquirió los activos y pasivos de las redes eléctricas, correspondiéndole por tanto desde ese momento asumir los costos de las adecuaciones o correcciones que pudieran requerir dichas redes para el cumplimiento de la normatividad vigente en los aspectos de seguridad y calidad del servicio;

Que, en caso de que los problemas de servidumbre hayan surgido posteriormente a la privatización de las redes referidas, la solución de éstos es de exclusiva responsabilidad de la Concesionaria por no haber actuado diligentemente para evitar que las áreas de servidumbre resulten afectadas por terceros;

Que, en ese sentido, corresponde al organismo pertinente aplicar las sanciones y disponer se ejecuten medidas correctivas que ameritan la gravedad de operar instalaciones con severos problemas de servidumbre;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, debe declararse improcedente este extremo del recurso, dado que el pedido de solución de problemas de servidumbre no corresponde al proceso de regulación de los SST y SCT.

### 2.13 RECONOCIMIENTO INCOMPLETO DE EQUIPOS, SEGÚN ACTAS DE ALTAS

#### 2.13.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, sostiene la recurrente que los proyectos considerados por OSINERGMIN para el período julio 2006 a marzo 2009 en el Plan de Inversiones aprobado, no concuerdan con las actas presentadas por EDELNOR de acuerdo con lo establecido en la Norma de Altas y Bajas. Señala además que estas actas llevan la firma de conformidad del representante designado por OSINERGMIN. Indica que en el Anexo 14.1 adjunto a su recurso, se presenta un cuadro donde se señalan las diferencias entre el Plan de Inversiones aprobado y lo que se considera en las actas presentadas. También se incluye todas las actas respectivas;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, en lo que respecta a las inversiones de EDELNOR, incluyendo los proyectos para el período julio 2006 a marzo 2009, de acuerdo a las actas de altas presentadas por EDELNOR.



## **2.13.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, conforme se señaló en el numeral 11.2.5 del Informe N° 0207-2009-GART, las altas consideradas en el Plan de Inversiones aprobado, quedaron sujetas a revisión dado que a dicha fecha no todas las TITULARES habían presentado la información de sustento y, por otro lado, se habían suscrito algunas actas de altas involucrando equipamiento que estaría reemplazando instalaciones existentes al 23 de julio de 2006 o equipos reparados o traídos de otro lugar de la red de transmisión;

Que, en ese sentido, para el caso de EDELNOR, entre la primera y segunda semana de julio 2009 se han efectuado las verificaciones correspondientes por parte de la supervisión de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, validándose las Altas señaladas por EDELNOR en su recurso;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este petitorio debe ser declarado fundado.

## **2.14 INCONGRUENCIA EN COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE EL PLAN PROPUESTO POR EDELNOR Y EL APROBADO POR OSINERGMIN**

### **2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, en base a los argumentos expuestos en los petitorios anteriores, la recurrente sostiene que no existe certeza que el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN es más económico que el propuesto por EDELNOR;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN reconsidere el Plan de Inversiones aprobado para el Área de Demanda 6, realizando una adecuada comparación entre los planes propuestos por EDELNOR y OSINERGMIN, para lo cual OSINERGMIN deberá de completar su Plan de Inversiones de acuerdo con los petitorios antes formulados. Caso contrario, debe retirar del plan de EDELNOR, los elementos de la red que se justifique no son requeridos;

Que, por otro lado, la empresa Edegel S.A.A. en sus opiniones referentes al recurso de reconsideración de EDELNOR, ha manifestado que la alternativa óptima seleccionada por OSINERGMIN debe estar debidamente motivada, para lo cual se requiere que el regulador elija la alternativa de mínimo costo teniendo presente las deficiencias en las que ha incurrido el regulador conforme a lo expuesto por EDELNOR y, además, se exhiba los flujos de potencia evaluados, así como, los archivos de cálculo vinculados a la información fuente, pues la alternativa de desarrollo de la SET Jicamarca no es seleccionada porque las pérdidas resultan mayores a las comparadas con la alternativa de desarrollo de la SET Zárate, a pesar de tener costos menores de inversión y de operación y mantenimiento.

### **2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en base a los argumentos expuestos en los petitorios anteriores, se ha realizado nuevamente la evaluación de alternativas de desarrollo de la red de transmisión del Área de Demanda 6, en la que se encuentra la red de transmisión de EDELNOR, a fin de establecer las diferencias que de manera integral puedan existir entre lo propuesto por EDELNOR y lo que ha resultado como producto de la revisión en esta etapa del proceso regulatorio en curso;

Que, esto debido a que de una u otra forma ambas alternativas en conjunto persiguen, aunque en diferente grado, los mismos objetivos: descargar las SET's Chavarría y Santa Rosa así como mejorar los niveles de cortocircuito en la red de transmisión.

Además, en el caso de lo propuesto por EDELNOR, la rotación de un transformador de la SET Chillón hacia la nueva SET Jicamarca, justifica aún más la necesidad de evaluar ambas alternativas de manera integral;

Que, en ese sentido, se han evaluado los costos de las inversiones, pérdidas y de operación y mantenimiento, correspondientes a las inversiones consideradas para el periodo 2009-2018. Una de las alternativas está conformada por la SET Chillón, la SET Jicamarca y las nuevas líneas conexas, según la propuesta de EDELNOR, a fin de comparar los resultados con la evaluación de los costos de inversiones, pérdidas y de operación y mantenimiento correspondientes a la SET Zárate, SET Zapallal y las nuevas líneas conexas según las modificaciones efectuadas por OSINERGMIN en base a los argumentos del recurso de reconsideración presentado por EDELNOR;

Se incluye también la evaluación de la alternativa de implementar la SET Zárate considerando un costo de US\$ 460 por m<sup>2</sup> para el terreno donde se ubicaría la nueva SET Zárate;

Asimismo, sobre la base de lo analizado en la sección 2.3.2 de la presente resolución, para la evaluación integral de alternativas se consideró un nuevo esquema de desarrollo de las instalaciones de transmisión, consistente en el desarrollo de las nuevas SET Zapallal y SET Jicamarca, reconfigurando el desarrollo de la transmisión en 60 kV asociada a la SET Chillón, para la que se considera de prioridad sólo el cambio del actual transformador de 120 MVA por otro de 180 MVA;

Que, obviamente, la nueva alternativa surgida, implicó realizar las correspondientes simulaciones de flujos de carga realizados, para cada año del horizonte de planeamiento (2009-2018) a fin de evaluar las pérdidas de transmisión correspondientes;

Que, los resultados de la evaluación de alternativas bajo el criterio de mínimo costo, son los que se muestran en el Cuadro N° 2.14.1 del Informe N° 0323-2009-GART, a partir del cual se concluye que el esquema integral propuesto por EDELNOR es mayor que la alternativa integral de OSINERGMIN seleccionada (alternativa 3) y, mayor que la alternativa 4 (Zapallal+Jicamarca (Año 2012) y Cambio Trafo en Chillón 180 MVA);

Que, sin embargo, dada la incertidumbre de disponer a tiempo del terreno identificado para la implementación de la SET Zárate, ante la posibilidad que la imposición de la servidumbre respectiva podría demandar un tiempo mayor al previsto, se considera la alternativa 4 para la valorización del Plan de Inversiones de EDELNOR;

Que, no obstante, sobre la base de diversas reuniones sostenidas con representantes de EDELNOR, solicitadas por la misma, se ha visto por conveniente que de manera conjunta se analice la posibilidad de identificar un terreno (de menor costo al considerado en la evaluación) para la ubicación de una nueva subestación en la zona de Canto Grande, a cambio de la alternativa de la SET Zárate. Dicha subestación en Canto Grande, se alimentaría mediante una derivación en PI de una de las ramas de la línea 220 kV Huinco-Santa Rosa existente;

Que, es recomendable que esta definición sea evaluada en el más breve plazo, a fin que de ser factible sea tomada en cuenta para la prepublicación de los Peajes y Compensaciones de SST y SCT, que se ha previsto realizarse el 03 de setiembre de 2009;

Que, esto último debido a las ventajas operativas que la nueva subestación, ubicada en la zona de

Canto Grande y alimentada en 220 kV desde una de las ternas de la línea Huinco-Santa Rosa, tendría frente a la implementación de la SET Jicamarca alimentada desde la futura SET Carabaylo, cuya construcción está a cargo de la empresa Red de Energía del Perú. Dichas ventajas, en resumen, son las siguientes:

- o Logra descargar la SET Santa Rosa a nivel de 220 kV, evitándose con ello la implementación de mayor transformación 220/60 kV en la misma.
- o Alta confiabilidad del suministro que se brindaría desde la nueva SET ubicada en la zona de Canto Grande, al tenerla enlazada en 220 kV con la C.H. Huinco y con la SET Santa Rosa.
- o Drástica reducción de las pérdidas de transmisión tanto a nivel de 220 kV y 60 kV, respecto a la alternativa de implementar la SET Jicamarca en 220 kV desde la futura SET Carabaylo.
- o Además se ha comprobado que la pérdida total de carga de la nueva SET Zárate no afectaría en absoluto la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis de esta sección, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, en razón que se modifica el Plan de Inversiones en transmisión de EDELNOR con una alternativa que no necesariamente concuerda con lo propuesto por esta empresa.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han expedido el Informe N° 0323-2009-GART de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante "GART") de OSINERGMIN y el Informe N° 0318-2009-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>16</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 Edelnor S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en los extremos relacionados con la selección del tipo de red de tierra profunda, reconocimiento de nuevo equipamiento y, reconocimiento de equipos según actas de alta, por las razones señaladas en los numerales 2.8.2, 2.11.2 y 2.13.2 de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Edelnor S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en los extremos relacionados con la evaluación por separado de alternativas excluyentes en la implementación de subestaciones MAT/AT y líneas conexas, la modificación de la extensión del terreno para las nuevas subestaciones Zárate y UNI, trazo de líneas MAT y AT, falta de celdas

de medición y acoplamiento en MT e, incongruencia en comparación económica de alternativas, por las razones señaladas en los numerales 2.3.2, 2.4.2, 2.9.2, 2.10.2 y 2.14.2, de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Edelnor S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en los extremos referidos a las facultades de OSINERGMIN para aprobar los Planes de inversión en Transmisión por Áreas de Demanda, la versión de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión a aplicarse, la implementación de enlaces AT redundantes, solución a la problemática de los niveles de cortocircuito, problemas de regulación en líneas a Huaral y Chancay, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.7.2, de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Declarar improcedente el recurso de reconsideración interpuesto por Edelnor S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, en los extremos relacionados con la solución de la problemática de servidumbre, por las razones señaladas en los numerales 2.12.2 de la presente resolución.

**Artículo 5°.-** Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del periodo comprendido entre el 24 de julio de 2006 al 30 de abril de 2013, deberán consignarse en resolución complementaria.

**Artículo 6°.-** Incorpórese los Informes N° 0327-2009-GART – Anexo 1 y N° 307-2009-GART – Anexo 2, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 7°.-** 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

<sup>16</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° 128-2009-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 Edegel S.A.A. (en adelante "EDEGEL"), 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, que establece 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 19 de junio de 2009, EDEGEL 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 EDEGEL.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, EDEGEL solicita se declare fundado su recurso de reconsideración en todos sus extremos y como consecuencia se revoque la misma a efectos que el Plan de Inversiones que le corresponde sea determinado nuevamente, pues considera que no está debidamente motivado, específicamente en los extremos siguientes:

- Se sustente en forma debida la conexión de la futura subestación Zárate 220/60 kV propuesta por OSINERGMIN, la misma que se prevé conectar mediante una derivación PI, de la línea de EDEGEL en 220 kV Huinco-Santa Rosa.
- Se fije el Plan de Inversiones considerando las nuevas celdas en la Subestación Cajamarquilla 220 kV, como consecuencia del crecimiento de la demanda conectada en esta subestación.
- Se incluya en el Plan de Inversiones la reserva de transformadores propuesta por EDEGEL.

Que, en consecuencia, solicita la nulidad de la resolución impugnada invocando como fundamento de derecho el numeral 4° del artículo 3° y el artículo 10° de la LPAG; en virtud del cual, la motivación es un requisito de validez del acto administrativo, es decir, afirma que OSINERGMIN debe exponer de manera clara y precisa los fundamentos que sustentan su actuación, cuya omisión constituye causal de nulidad del mismo. De igual forma, la recurrente invoca además a los artículos 7°, 8° y 9° del Reglamento General de OSINERGMIN, también referidos a la motivación de las decisiones del regulador;

Que, la recurrente adjunta a su recurso de reconsideración copia del documento de identidad y poder otorgado, del representante legal. Asimismo, manifiesta que habiendo sido la RESOLUCIÓN emitida por el Consejo Directivo de OSINERGMIN, no se requiere la presentación de nueva prueba conforme al Artículo 208° de la Ley de Procedimiento Administrativo General (LPAG);

Que, es del caso hacer mención, que dentro del plazo establecido para el efecto, con fecha 07 de julio 2009 EDEGEL ha presentado sus opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración presentados en contra de la RESOLUCIÓN. Dado que dichas opiniones y sugerencias constituyen un complemento a los fundamentos en los que se basan los extremos del recurso de reconsideración de EDEGEL, se incluyen en el análisis correspondiente de cada uno de ellos.

### 2.1 CONEXIÓN DE FUTURA SUBESTACIÓN ZÁRATE 220/60 KV

#### 2.1.1 Sustento del Petitorio

Que, la recurrente considera que la futura SET Zárate propuesta por OSINERGMIN en el referido Plan de Inversiones contenido en la RESOLUCIÓN afecta al sistema de transmisión de EDEGEL al conectarse directamente a la línea de transmisión en 220 kV entre las Subestaciones Huinco y Santa

Rosa, afectando el nivel de inyección de energía que se entrega en la barra de Santa Rosa 220 kV conforme a los procedimientos del COES-SINAC;

Que, considera necesario analizar la validez de la propuesta de OSINERGMIN sobre la conexión de dicha nueva SET Zárate, puesto que la misma no está debidamente motivada ya que el regulador no exhibe los resultados de la evaluación de alternativas que se establece en el numeral 12.3 de la Norma de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión aprobada por la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD (en adelante "la NORMA");

Que, en efecto, el Informe Técnico N° 0207-2009-GART que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD que aprueba el Plan de Inversiones, no contiene los resultados del análisis de alternativas, donde se muestran los costos de inversión, operación y mantenimiento y pérdidas por cada alternativa evaluada, sino que se limita a presentar solamente los montos totales de inversión de las alternativas evaluadas:

Que, asimismo, en los archivos de cálculo publicados por OSINERGMIN en su página Web para el Área de Demanda 6, tampoco se encuentra la información de la evaluación de alternativas que se debió consignar en el formato F-205, la misma que está vacía, tal como muestra en su recurso;

#### 2.1.2 Análisis de OSINERGMIN

Que, la implementación de la SET Zárate a conectarse mediante derivación PI de una de las líneas de transmisión existentes entre las subestaciones Huinco y Santa Rosa, variaría positivamente el nivel de inyección de energía que la C.H. Huinco viene entregando en la SET Santa Rosa; pues precisamente uno de los principales objetivos de la nueva SET Zárate es la de descargar a nivel de 220 kV la SET Santa Rosa que actualmente afronta altos niveles de corrientes de cortocircuito, además de evitar la implementación de mayor capacidad de transformación 220/60 kV;

Que, asimismo, la implementación de la SET Zárate permitiría que una parte de la energía generada en la C.H. Huinco sea consumida en el área atendida por dicha SET Zárate, haciendo ello que las pérdidas en el tramo de línea 220 kV Zárate-Santa Rosa se reduzcan respecto a la situación actual;

Que, por otro lado, es del caso señalar que la SET Zárate gozaría de una alta confiabilidad a nivel de 220 kV, dado que podría abastecerse ya sea con la energía proveniente de la C.H. Huinco o de la SET Santa Rosa;

Que, en cuanto a la falta de motivación para validar la propuesta de la SET Zárate 220/60 kV aprobada por OSINERGMIN, el cual argumenta la recurrente, es del caso señalar que la elección de esta alternativa se ha realizado en comparación con lo propuesto por EDELNOR de implementar la SET Jicamarca 220/60 kV a cambio de la SET Zárate 220/60 kV, utilizando la misma hoja de cálculo (en formato Excel) proporcionada por EDELNOR, cuyos valores de pérdidas no se modificaron en absoluto, bajo el entendido que correspondían a cada una de las alternativas en evaluación. Las principales variaciones que se realizaron a dicha hoja de cálculo fueron: el metrado de las líneas conexas a las subestaciones evaluadas y de equipamiento, así como la extensión y costo del terreno donde se ubicarían dichas subestaciones y costos del mismo;

Que, en ese sentido, no es correcta la apreciación de EDEGEL en el sentido que la decisión tomada por OSINERGMIN carece de motivación



adecuada, ya que por el principio de presunción de veracidad se han tomado como válidos los valores proporcionados por la propia empresa EDELNOR para la evaluación de las alternativas de desarrollo de la red de transmisión bajo el criterio de mínimo costo;

Que, por otro lado, es del caso señalar que las hojas de cálculo (en formato en Excel), concernientes a la indicada evaluación de alternativas para determinar la de mínimo costo fueron publicadas en la Web de OSINERGMIN conjuntamente con la RESOLUCIÓN e informes correspondiente, por lo que no es correcto lo manifestado por EDEGEL en el sentido que el Informe Técnico N° 0207-2009-GART que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, no contiene los resultados del análisis de alternativas, donde se muestran los costos de inversión, operación y mantenimiento y pérdidas por cada alternativa evaluada, sino que se limita a presentar solamente los montos totales de inversión de las alternativas evaluadas;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo el RECURSO debe ser declarado infundado por las razones expuestas en los párrafos precedentes.

## **2.2 NUEVAS CELDAS POR AMPLIACIÓN DE DEMANDA EN SET CAJAMARQUILLA**

### **2.2.1 Sustento del Petitorio**

Que, señala la recurrente que el numeral V del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante, el "Reglamento"), establece que:

*"El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro del período de fijación de Peajes y Compensaciones. (...)"*

Que, en consecuencia, agrega el recurrente, indistintamente de la calificación de una instalación de transmisión, sea ésta asignada a la demanda o a la generación, OSINERGMIN debe incorporar estas instalaciones de transmisión dentro del referido Plan de Inversiones;

Que, señala asimismo, que tomando como premisa lo anterior, en su propuesta tarifaria EDEGEL presentó como parte de su Plan de Inversiones la relación de los costos asociados a las celdas de línea adicionales a instalarse en la SET Cajamarquilla, las cuales tienen como objetivo modificar la configuración de conexión a dicha SET para atender el crecimiento de la demanda conectada del cliente Votorantim Metais-Cajamarquilla (en adelante "el CLIENTE"), cuyos fundamentos fueron anexados a la propuesta tarifaria en la carta S/N de fecha 15 de agosto de 2007;

Que, agrega la recurrente, OSINERGMIN consideró la proyección de demanda del CLIENTE en los formatos F-100 del informe N° 0208-2009-GART correspondiente al área de demanda 7, en las mismas magnitudes de crecimiento presentadas por el CLIENTE (adjunta cuadros). Sin embargo, el regulador no ha considerado las inversiones necesarias para atender dicho crecimiento y tampoco ha expuesto en su informe técnico, las razones por las cuales descarta la propuesta de EDEGEL;

Que, complementariamente a lo descrito, menciona la recurrente, que a la fecha EDEGEL ha comprometido inversiones para el presente año a fin de poder efectuar el cambio de configuración de alimentación a la SET Cajamarquilla, proyecto que ya se viene ejecutando, debiendo contar dicha SET con 4 celdas de línea (dos hacia Callahuanca y dos hacia Chavarría).

### **2.2.2 Análisis de OSINERGMIN**

Que, efectivamente, en la etapa de aprobación de los Planes de Inversión, dentro del proceso regulatorio de los SST y SCT, corresponde aprobar los Planes de Inversión de los SCT a remunerarse exclusivamente por la demanda, conforme lo establece el numeral V del literal a) del Artículo 139° del Reglamento, cuyo párrafo pertinente se transcribe a continuación de manera completa, para una mejor referencia:

V) *El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.* [El subrayado es nuestro].

Que, en ese sentido, las dos celdas de línea 220 kV, que EDEGEL propone adicionar en la SET Cajamarquilla, no pueden incluirse en el referido Plan de Inversiones por tratarse de una modificación de instalaciones que vienen siendo remuneradas exclusivamente por la generación;

Que, por otro lado, el hecho de haberse considerado en la proyección de la demanda, el incremento de la carga eléctrica de la Refinería Cajamarquilla, no necesariamente justifica adicionar las dos celdas de línea en la SET Cajamarquilla propuestas por EDEGEL;

Que, en cuanto a las inversiones que EDEGEL señala haber comprometido para la ejecución del cambio de configuración en la SET Cajamarquilla, éstas son de su exclusiva responsabilidad dado que no forman parte del Sistema Económicamente Adaptado aprobado para las instalaciones de EDEGEL;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado improcedente por no corresponder a la etapa de aprobación de los Planes de Inversión.

## **2.3 TRANSFORMADORES DE RESERVA**

### **2.3.1 Sustento del Petitorio**

Que, la recurrente señala que, sobre la base de lo indicado por el numeral V del literal a) del Artículo 139° del Reglamento, indistintamente de la calificación de una instalación de transmisión, OSINERGMIN debe incorporar transformadores de reserva asignados a la generación dentro del Plan de Inversiones;

Que, en este sentido, menciona que en su propuesta final presentó como parte de su Plan de Inversiones, transformadores de reserva asignados a la generación, los cuales no han sido incorporados en la propuesta de OSINERGMIN. Cabe indicar que el regulador tampoco ha expuesto las razones por las cuales descarta la propuesta de EDEGEL en este extremo;

Que, no obstante, luego de revisar los archivos de cálculo de inversiones correspondiente a las Áreas de Demanda 6 y 7 (formato F-308), se concluye que OSINERGMIN sí considera transformadores de reserva y sus correspondientes celdas para estas Áreas de Demanda;

Que, en consecuencia, el regulador admite la necesidad de contar con estos transformadores

ante situaciones de contingencias. En este sentido, los transformadores de reserva propuestos por EDEGEL en las subestaciones de Huinco, Matucana, Moyopampa y Yanango, deben ser considerados por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones correspondiente.

### 2.3.2 Análisis de OSINERGMIN

Que, por las mismas razones expuestas en el numeral 2.2.2 de la presente resolución, no corresponde incluir en los Planes de Inversión de los SCT, transformadores de reserva para centrales de generación;

Que, además, cabe precisar que los transformadores elevadores de las centrales de generación nunca han sido sujetos a regulación de precios, habiéndose sólo regulado las celdas de transformación correspondientes al mayor nivel de tensión de estos transformadores, al considerarse que estas celdas potencialmente podrían ser usadas por otros generadores. Es decir, dichos transformadores no forman parte del Sistema Secundario de Transmisión;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado improcedente por no corresponder a la etapa de aprobación de los Planes de Inversión.

## 2.4 NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN

### 2.4.1 Sustento del Petitorio

Que, la recurrente afirma que en el Artículo 7º del Reglamento General de OSINERGMIN, se señala que **“Los beneficios y costos de las acciones comprendidas por OSINERG, deben estar adecuadamente sustentados en estudios y evaluaciones técnicas que acrediten su racionalidad y eficacia...”**. Asimismo, el Artículo 8º del mismo Reglamento, el cual está referido al Principio de Transparencia, señala que **“las decisiones de OSINERG serán debidamente motivadas...”**. Por su parte, el Artículo 10º de la misma norma dispone que la actuación del regulador se sujetará estrictamente a estudios técnicos debidamente sustentados;

Que, conforme lo descrito, prosigue la recurrente, el Plan de Inversiones aprobado en la RESOLUCION, no cuenta con estudios técnicos debidamente sustentados, no obstante lo antedicho así como lo previsto en el literal p) del Artículo 52º del Reglamento General de OSINERGMIN. Dicho dispositivo establece que corresponde al regulador **“fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión y sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector electricidad”**. En este sentido, el Plan de Inversiones aprobado por el regulador mediante la RESOLUCIÓN, al formar parte del proceso de tarifas de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, debió seguir los criterios establecidos en el ordenamiento jurídico vigente;

Que, de otro lado, el numeral 5.3 de la LPAG establece lo siguiente respecto al objeto del acto administrativo:

*“No podrá contravenir en el caso concreto disposiciones constitucionales, legales, mandatos judiciales firmes; ni podrá infringir normas administrativas de carácter general provenientes de autoridad de igual, inferior o superior jerarquía, e incluso de la misma autoridad que dicte el acto”.*

Que, en el presente caso, OSINERGMIN no ha

cumplido con lo establecido en los dispositivos legales vigentes puesto que no ha cumplido con uno de los requisitos de validez de los actos administrativos;

Que, en efecto, el Artículo 10º de la LPAG señala como causal de nulidad del acto administrativo el defecto o la omisión de alguno de los requisitos de validez prescritos en la misma norma, siendo la debida motivación un requisito de validez de los actos administrativos tal como lo prescribe el numeral 4 del artículo 3º de la LPAG<sup>1</sup>. En consecuencia, el incumplimiento de esta disposición vicia de nulidad cualquier decisión de la autoridad administrativa;

Que, en consecuencia, OSINERGMIN está obligado al momento de fijar el Plan de Inversiones, a exponer de manera clara y precisa los fundamentos lógicos, jurídicos y técnicos adecuados que sustentan su actuación, particularmente, en este caso en los extremos descritos en los párrafos anteriores. Sin embargo, no obstante tal obligación, OSINERGMIN ha expedido la RESOLUCIÓN sin la debida motivación puesto que no ha sustentado debidamente sus conclusiones tal y como se demuestra;

Que, por lo expuesto, corresponde al Consejo Directivo de OSINERGMIN, en su calidad de última instancia administrativa, declarar la nulidad de la RESOLUCIÓN, debiendo disponer que se expida nuevamente el Plan de Inversiones motivándolo adecuadamente conforme lo expresado en el presente recurso.

### 2.4.2 Análisis de OSINERGMIN

Que, el pedido de nulidad de EDEGEL se fundamenta en que éste le atribuye a la Resolución impugnada una falta de motivación en diversos extremos; lo cual no es exacto por las razones que se explican a continuación:

Que, respecto al primer petitorio de EDEGEL referido a la conexión de la futura subestación Zárate, se tiene que la misma sí ha sido sustentada, por los argumentos expuestos en el apartado 2.1.2 de la presente Resolución y lo expuesto en el informe técnico que la complementa, de donde se colige que los estudios de alternativas fueron publicados en la página web de OSINERGMIN, dentro de la relación de información y estudios técnicos que sustentan la Resolución impugnada (archivos Excel, Word, etc.);

Que, por otro lado, respecto de los otros dos petitorios de EDEGEL, se tiene, que la decisión de no incluir las instalaciones propuestas por EDEGEL en el Plan de Inversiones del SCTD han sido debidamente motivadas, tal como consta en la página 64 del informe N° 0208-2009-GART; lo que se complementa con los argumentos expuestos en los apartados 2.2.2 y 2.3.2 de la presente Resolución, conforme a los cuales, lo solicitado por EDEGEL es improcedente por no corresponder a la etapa de aprobación de los Planes de inversión por tratarse de instalaciones remuneradas exclusivamente por la generación;

Que, por lo expuesto, se concluye que este extremo del RECURSO debe ser declarado No Ha Lugar la solicitud de Nulidad de EDEGEL.

<sup>1</sup> Ley N° 27444 -Ley del Procedimiento Administrativo General  
“Artículo 3º.- 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, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 0324-2009-GART y N° 0309-2009-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>2</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 infundado el extremo referido a la conexión de futura subestación Zárate 220/60 kV del recurso de reconsideración interpuesto por Edegel S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el apartado 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar improcedente los extremos referidos a las nuevas celdas por ampliación de demanda en SET Cajamarquilla y transformadores de reserva del recurso de reconsideración interpuesto por Edegel S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en los apartados 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar No Ha Lugar el extremo referido a la nulidad de la RESOLUCION del recurso de reconsideración interpuesto por Edegel S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD, por las razones señaladas en el apartado 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Incorpórese los Informes N° 0324-2009-GART – Anexo 1 y N° 0309-2009-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.gov.pe](http://www.osinerg.gov.pe).

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 129-2009-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 Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), 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

<sup>2</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.

(...)

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, HIDRANDINA 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 HIDRANDINA.

## 2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

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

1. Se considere las cargas adicionales, cuya potencia esté por debajo de 2,5 MW;
2. Se reconozca los transformadores zig-zag junto con sus celdas debido a que son necesarios para tener una adecuada protección de los alimentadores ante fallas fase-tierra;
3. Se reconozca los transformadores tipo booster de 60/60 kV, los cuales permiten niveles de tensión por encima de 0,95 p.u;
4. Se reconozca el banco capacitor instalado en la subestación Cajabamba 60/23/10 kV como parte del sistema de transmisión;
5. Se considere en el análisis de flujo de potencia la operación real de la C.H. Gallito Ciego para la operación del sistema eléctrico Cajamarca;
6. Se considere una (01) celda de alimentador en la subestación Cajamarca para el año 2010;
7. Se revise la nueva propuesta de HIDRANDINA, entregable en 60 días, de considerar la interconexión en 138 kV de la futura subestación Conococha al sistema eléctrico Caraz-Carhuaz-Huaraz;
8. Se revise los flujos de potencia año por año para corregir la excesiva potencia reactiva generada por la C.H. Pariac;
9. Se considere el nuevo transformador de potencia 66/13,8 kV en la subestación Carhuaz para el año 2009;
10. Se implemente para el año 2010 el banco de capacitores en la barra de 22,9 kV de la subestación Pallasca debido a la caída de tensión que se presenta en el año 2011;
11. Se considere en el año 2012 el reemplazo del transformador de potencia de la subestación Huallanca debido a la sobrecarga ocurrida en este año;
12. Se analice los flujos de potencia, que sustentan el Plan de Inversiones, considerando la operación real de la C.H. Santa Cruz;
13. Se realice una adecuada transferencia de carga, entre las subestaciones Trujillo Norte, Trujillo Sur, Porvenir y Trujillo oeste y se reconozca el transformador de 35 MVA y las celdas de transformación para la subestación Trujillo Sur;
14. Se considere la implementación de la L.T. 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Sur para el año 2011;



15. Se considere la implementación de la subestación Trujillo Sur Oeste 138/60/10 kV;
16. Se considere la L.T. 60 kV Trujillo Sur – Virú, incluidas sus celdas, como inversión totalmente efectuada por Hidrandina y no por el MEM;
17. Se considere la celda de transformador en 10 kV en la subestación Virú para el año 2007;
18. Se incluya en el Plan de Inversiones el transformador de reserva 60/10 kV de 15 MVA en la subestación Virú para el año 2007;
19. Se considere dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Chao y una (01) celda de alimentador en 10 kV en la subestación Casagrande 2 para el año 2010;
20. Se considere la celda de transformación en 22,9 kV en la subestación Virú y se considere tres (03) celdas de alimentador en 22,9 kV en la misma subestación para el año 2009;
21. Se considere la celda de transformación de 10 kV en la subestación Chao para el año 2010;
22. Se considere la celda de línea en 138 kV en la subestación Santiago de Cao para el año 2010;
23. Se considere el nivel de tensión de 13,8 kV para el sistema eléctrico Chimbote;
24. Se considere el transformador de reserva 138/22,9/13,2 kV de 12 MVA de la subestación Trapecio;
25. Se considere dentro del Plan de Inversiones la implementación de la L.T. 138 kV Chimbote Norte - Trapecio para el año 2011;
26. Se adelante la inversión del transformador de potencia en la subestación Chimbote Norte para el año 2011;
27. Se considere el transformador de potencia 60/10 kV de 25 MVA en la subestación Guadalupe 2 para el año 2011;
28. Se considere dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Huarí para el año 2010;

Que, acompaña como anexos del RECURSO los siguientes documentos:

1. Anexo 1: Generación de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego del Informe "Recursos de Reconsideración Planteadas por Hidrandina al Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3";
2. Anexo 2: Generación de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz del Informe "Recursos de Reconsideración Planteadas por Hidrandina al Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3";
3. Anexo 3: Diagrama Unifilar del Sistema Callejón de Huaylas del Informe "Recursos de Reconsideración Planteadas por Hidrandina al Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3";
4. Anexo 4: Diagrama Unifilar Subestaciones Proyectadas del Sistema Eléctrico Trujillo del Informe "Recursos de Reconsideración Planteadas por Hidrandina al Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3";
5. Informe N° GCT-04-2009: "Estudio de factibilidad, para incrementar la oferta de potencia y energía, y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico del Callejón de Huaylas y Conchucos Sur e interconexión de los sistemas eléctricos aislados

Chiquián, Ocos y Cajatambo", presentado como información complementaria el 21-07-2009.

## **2.1 SE CONSIDERE LAS CARGAS ADICIONALES, CUYA POTENCIA ESTÉ POR DEBAJO DE 2,5 MW**

### **2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que la recurrente menciona que la NORMA TARIFAS considera como cargas adicionales mayores o iguales a 2,5 MW a aquellas que tengan sustento y sin hacer una discriminación de cargas rurales y urbanas;

Que, muestra su desacuerdo en que sólo se considere como carga adicional a aquellas que sean mayores o iguales a 2,5 MW sin tener en cuenta que dicha calificación debe ser variable, según el sistema eléctrico analizado. Por lo tanto, agrega, OSINERGMIN debe publicar un análisis técnico - económico para la determinación de la potencia 2,5 MW como mínimo.

Que, menciona que en caso OSINERGMIN no replantee sus cálculos se correría el riesgo de restricciones en el servicio público de electricidad, a fin de no operar en sobrecarga, efectuando una serie de consultas acerca de penalidades y otros temas relacionados con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, sobre el particular es preciso transcribir la definición sobre el tratamiento de demandas nuevas contenida en la NORMA TARIFAS y que aplicó OSINERGMIN en la presente fijación:

#### *9.1.3.c Demandas Nuevas:*

*- Se considerarán como demandas nuevas a las reconocidas en el Estudio de Fijación de los Precios en Barra vigentes y aquellas que cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas, sustentadas documentadamente.*

*- La proyección de estas demandas debe estar sustentada en los estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales o Gobiernos Locales, entre otros. Para la validación de dichas proyecciones de demanda se deberá considerar su grado de similitud con las tasas de crecimiento del Área de Demanda al que se incorpore.*

Que, en concordancia con dicha definición, OSINERGMIN ha incorporado para el estudio tarifario 2009 – 2013, la relación de cargas adicionales presentadas por HIDRANDINA, tanto en su estudio tarifario como en su Informe de Opiniones y Sugerencias, las mismas que figuran en la sección 2.1.2 del Informe Técnico N° 325-2009-GART que sustenta la presente resolución;

Que, el resto de las cargas presentadas y sustentadas con cartas, en su informe de Opiniones y Sugerencias, corresponden a demandas efectivas de Usuarios Menores (menores a 2,5 MW), cuya proyección es considerada por separado de la correspondiente a Usuarios Mayores. Además, existen casos en donde a futuro se solicitan incrementos de demandas de suministros atendidos por HIDRANDINA; sin embargo, estos incrementos de demanda no están debidamente respaldados (relación en la sección 2.1.2 del Informe Técnico N° 325-2009-GART);

Que, el sustento técnico económico solicitado por la recurrente respecto del valor de 2,5 MW establecido en la NORMA TARIFAS, se aclara que no es materia del presente RECURSO la revisión dicha norma;

Que, en lo que se refiere a las interrogantes que plantea Hidrandina en el numeral 1.0 del RECURSO, debe señalarse que las mismas no constituyen materia impugnada toda vez que los temas indicados no son parte de la obligación de OSINERGMIN respecto al Plan de Inversiones. En efecto, las disposiciones legales vigentes que rigen el procedimiento de aprobación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT disponen las etapas que deberá seguir OSINERGMIN para cumplir con tal función regulatoria, siendo una de las más importantes la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual deben tenerse en consideración los criterios que se establecen en la LCE, su reglamento y demás normas sobre la materia. Los procedimientos que podrán seguir las empresas concesionarias en caso de presentarse problemas sobre las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones, penalidades y otros, constituyen asuntos que pueden ser consultados extra procedimiento regulatorio a los efectos de obtener la respuesta que su análisis amerite;

Que, por lo expuesto, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado.

## **2.2 RECONOCIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES ZIG-ZAG JUNTO CON SUS CELDAS**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente menciona que dicho tipo de transformador es adecuado para la protección de los alimentadores ante la falla fase – tierra;

Que, la recurrente indica que cuenta con estas instalaciones (transformadores y sus celdas) desde el año 2006 por lo cual correspondería el reconocimiento de estas inversiones en la regulación de las tarifas del sistema de transmisión, ya que hasta el momento no están siendo reconocidas y, por consiguiente, no se tiene el retorno de la inversión efectuada. Seguidamente, la recurrente presenta la relación de los transformadores zig-zag con que cuenta.

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, cabe señalar que el presente proceso de regulación de las tarifas de transmisión contempla aquellas instalaciones necesarias para abastecer la demanda de manera eficiente en el sector de transmisión y sólo considera las instalaciones de media tensión que, como parte de la transmisión, beneficien la operatividad del sistema de transmisión;

Que, los numerales 12.6 del Artículo 12º, y 15.2 del Artículo 15º de la NORMA TARIFAS establecen que: 1) no se considera como parte del Plan de Inversiones aquellos elementos que no constituyan un módulo estándar definido por OSINERGMIN y; 2) para cada tipo de sistema de transmisión, excepto para los SSTD, el costo de inversión se determina por única vez aplicando los Costos Estándares, donde "Costos Estándares" están definidos como los costos de inversión de los Módulos Estándares. En este contexto, OSINERGMIN está cumpliendo estrictamente con lo establecido en la NORMA TARIFAS al valorizar las instalaciones con los Módulos Estándares correspondientes, por lo que resulta improcedente el pedido de la recurrente de incorporar nuevos Módulos Estándares para casos especiales como los señalados por la recurrente;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar Módulos Estándares adicionales a los aprobados a fin de valorizar los transformadores Zig-Zag de HIDRANDINA en el Plan de Inversiones.

## **2.3 RECONOCIMIENTO DE TRANSFORMADORES TIPO BOOSTER DE 60/60 KV QUE PERMITEN NIVELES DE TENSIÓN POR ENCIMA DE 0,95 P.U.**

### **2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN considera niveles de tensión por debajo de 0,95 para el caso de la barra 60 kV en la subestación Cajabamba 60/23/10 kV, por tanto, como alternativa de solución, plantea implementar un transformador tipo Booster debido a que OSINERGMIN consideró la implementación de un banco de capacitores reconocido como una inversión de la distribución mas no como transmisión, criterio que, a juicio de la recurrente, está completamente errado dado que al haber considerado OSINERGMIN un factor de potencia de 0,95 para las cargas, dicho elemento no sería reconocido como una inversión en distribución por no requerirlo;

Que señala que OSINERGMIN debe ser coherente en los criterios establecidos y además que debe hacer cumplir las Normas Técnicas que se han establecido para una adecuada operación en el sistema de transmisión.

### **2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, los diagramas de flujo de potencia que forman parte del Informe Técnico N° 0204-2009-GART que sustenta el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, se observa efectivamente que el nivel de tensión en la barra de 60 kV de la subestación Cajabamba llega a valores inferiores a 0,95 p.u. por el crecimiento de la demanda regulada y la demanda en 60 kV que requiere el cliente minero La Poderosa;

Que, la subestación Cajabamba no dispone de alternativas de interconexión con otras subestaciones que permitan aliviar la caída de tensión, valor por debajo del mínimo permitido por la NTCSE;

Que visto los niveles bajos de tensión señalados por la recurrente, OSINERGMIN evaluó el considerar un banco de capacitores de mayor tamaño, optando por uno de 5 MVAR, solución técnicamente viable de acuerdo a los análisis de flujo de potencia para el año 10;

Que la elección de esta alternativa obedece al hecho que, implementar un transformador tipo Booster, con las características señaladas por la recurrente, resulta en una inversión aproximadamente superior en US\$ 300 000 a la alternativa de considerar el banco capacitivo con su respectiva celda, adicional al hecho que el banco capacitivo logra mejorar el perfil de tensiones de todas las barras aledañas, ventaja que no se tiene con la solución planteada por la recurrente;

Que respecto al comentario de la recurrente, señalando que debido a haber considerado un factor de potencia de 0,95, el banco de capacitores no sería reconocido en la distribución y por lo tanto debiera ser reconocido en la transmisión, el análisis correspondiente ha sido desarrollado en la sección 2.4 de la parte considerativa de la presente resolución;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de incorporar el transformador tipo Booster en el Plan de Inversiones.

## **2.4 RECONOCIMIENTO DEL BANCO CAPACITOR INSTALADO EN LA SUBESTACIÓN CAJABAMBA 60/23/10 KV COMO PARTE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

### **2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que el banco de capacitores mejora el perfil de tensión en la barra



de los sistemas de transmisión, por lo que se debería reconocer al sistema de transmisión y no a la distribución;

Que, señala la recurrente, que el factor de potencia en las cargas que ha considerado OSINERGMIN para el presente proceso de regulación tarifaria, y que está establecido en la NORMA TARIFAS es de 0,95, y por lo tanto no habría penalidad por el consumo de energía reactiva que motivaría la instalación del mismo en distribución.

#### **2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en la sección 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución, se señala el análisis sobre la implementación del banco de capacitores al resultar más económico que implementar el transformador tipo booster propuesto por la recurrente;

Que en este caso, como bien señala la recurrente, las cargas al tener un factor de potencia de 0,95 no están obligadas a instalar dicha compensación; por ello es que, al ser la finalidad del banco capacitivo la de mejorar el nivel de tensión en 60 kV, a pesar de estar instalado en un nivel de tensión de distribución, resulta necesario que sea reconocido dentro del Plan de Inversiones de HIDRANDINA, tal como lo solicita la recurrente;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de incorporar en el Plan de Inversiones el banco capacitor de la barra de 22,9 kV para la subestación Cajabamba.

#### **2.5 CONSIDERAR EN EL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA LA OPERACIÓN REAL DE LA C.H. GALLITO CIEGO**

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

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN considera una generación de 30 MW para la C.H. Gallito Ciego cuando, en época de estiaje, realmente esta central entrega dicha potencia en hora punta y durante solo 1 hora y 30 minutos;

Que, la recurrente expone que si se considera la operación mínima de la C.H. Gallito Ciego se acentuarían las caídas de tensión en las barras de la SET Cajamarca y SET Cajabamba por lo que se requiere que se considere una menor potencia de operación de la central para validar el Plan de Inversiones del sistema Cajamarca;

Que, como sustento de su pedido, la recurrente adjunta en el RECURSO los diagramas de operación de la C.H. Gallito Ciego.

##### **2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de acuerdo a la información presentada por la recurrente, la generación de la C.H. Gallito Ciego en épocas de estiaje y en avenida, es en promedio de 35 MW en ambos casos, pero en los períodos de estiaje entrega dicha potencia sólo en horas punta;

Que, en el análisis de flujo de potencia elaborado por OSINERGMIN se consideró a la C.H. Gallito Ciego con una potencia de 30 MW, valor ligeramente inferior a los 35 MW que se muestra en el sustento de HIDRANDINA;

Que, en este sistema eléctrico, los períodos de horas punta son los más críticos y se usan para evaluar la conveniencia técnica de las alternativas seleccionadas, tal como lo dispone el numeral 12.5 de la NORMA TARIFAS, en razón que la demanda en los períodos de media y mínima demanda se encuentran en el orden del 75% y 30% respecto de la máxima demanda para este subsistema, de

acuerdo a la información recabada en los flujos del potencia que utiliza el COES;

Que, en base a dichos flujos se demuestra que una operación de la central con 15 MW o incluso la parada total en horas de mínima demanda, no constituyen casos críticos para el diseño y selección de las alternativas técnicas de solución, poniendo en evidencia que, los períodos de media y mínima no presentan mayor problema con la alternativa seleccionada por OSINERGMIN;

Que, además, a modo de verificación, motivado por el RECURSO, en los flujos de potencia se ha considerado que la C.H. Gallito Ciego opera con un grupo cuya capacidad de generación es 15 MW, resultando factible la operatividad del sistema de transmisión;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA debe ser declarado fundado; sin embargo se ha encontrado que ello no modifica el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN.

#### **2.6 SOLICITA UNA CELDA DE ALIMENTADOR EN LA SET CAJAMARCA PARA EL AÑO 2010**

##### **2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que no se ha considerado en el Plan de Inversiones una (01) celda de Alimentador en 10 KV en la SET Cajamarca, así mismo, la recurrente indica que en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN a la opinión 28, se señala que en esta etapa del proceso regulatorio se incluye en la valorización a las celdas MT y que, sin embargo, la celda señalada no se ha considerado en el Anexo E, cuadro N° 13.1, del mismo informe para el año 2010;

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha presentado el sustento técnico referente a la definición de los alimentadores adicionales.

##### **2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la indicación de la recurrente donde señala que OSINERGMIN no ha presentado el sustento técnico referente a la definición de los alimentadores adicionales, se menciona que en los casos donde la dispersión y lejanía de la carga (cargas rurales) que sea alimentada por una subestación AT/MT no permite hacer el análisis técnico de la demanda óptima por alimentador, por tanto no es aplicable en estos casos; para el resto de casos, se ha estimado una potencia por alimentador de alrededor de 4 MW;

Que, de acuerdo al Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, en el año 2011 se implementa un transformador de potencia de mayor capacidad en la subestación Cajamarca 60/10 kV debido al incremento de la demanda del sistema Cajamarca, por tanto, la necesidad de incrementar una celda de alimentador en esta subestación obedece a la necesidad de atender el crecimiento vegetativo de las cargas, según el formato F-123 "Resumen de la Proyección de la Potencia Coincidente a Nivel Sistema, por SET" por lo que se concluye que el año apropiado para implementar el alimentador es el año 2012 dado que existe un crecimiento de 4 MW comparado con el año 2008;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado agregándose, en consecuencia, una (01) celda de Alimentador en 10 kV en la SET Cajamarca al Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN.

**2.7 SE REVISE LA NUEVA PROPUESTA DE HIDRANDINA, DE CONSIDERAR LA INTERCONEXIÓN EN 138 KV DE LA FUTURA SUBESTACIÓN CONOCOCHA AL SISTEMA ELÉCTRICO CARAZ-CARHUAZ-HUARAZ**

**2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, respecto al sistema eléctrico Caraz–Carhuaz–Huaraz, la recurrente manifiesta que, OSINERGMIN, al no haber tomado en cuenta la renovación de la L.T. 66 kV Caraz - Carhuaz – Huaraz, que tiene más de 30 años de antigüedad, y al haber realizado un análisis técnico – económico simplificado de opciones, la alternativa elegida por OSINERGMIN, podría haber sido diferente;

Que, la recurrente informa que dentro de 60 días presentará el estudio sustentando de una nueva configuración Huallanca-Caraz-Carhuaz-Huaraz-Ticapampa-Conococha el cual será alimentado desde la nueva subestación Conococha en 138 kV, manifestando que dicha alternativa permitirá reducir las interrupciones por racionamiento debido al déficit de capacidad del transformador de la SET Huallanca, generación hidráulica de la C.H. Santa Cruz y C.H. Pariac e interconectar a los sistemas aislados aledaños;

Que, mediante comunicación GCT-031-2009 del 21-07-2009, la recurrente remitió información complementaria destacándose lo siguiente:

- Dada la problemática actual de dicho sistema eléctrico, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas convocó a los representantes de OSINERGMIN, HIDRANDINA y EGENOR S.A.A para analizar las posibles soluciones.
- Producto de sus evaluaciones, la alternativa de alimentar a la SET Ticapampa desde la SET Conococha mediante una línea en 66 kV tendría las siguientes ventajas:
  - Mejora de calidad del servicio para la zona de Huaraz, Ticapampa, Recuay, Catac y otras poblaciones de la parte sur del Callejón de Huaylas.
  - Permitirá atender cargas importantes sin necesidad de ejecutar ampliaciones de las actuales instalaciones de transmisión.
  - Reduce costos de generación térmica despachada por la sobrecarga del transformador existe en Huallanca.
  - Permite la interconexión de los sistemas aislados Chiquián-Pacarenca, Cajatambo-Gorgor, Cotaparaco y Ocros desde la SET Conococha.

**2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, la propuesta de HIDRANDINA consistente en implementar un enlace desde la futura subestación en 220 kV Conococha a realizarse en el año 2010 resulta una opción válida para el sistema eléctrico Caraz-Huaraz-Carhuaz ya que contribuiría a reducir la carga en el transformador de la subestación Huallanca, el cual se ha constituido en la principal restricción en este sistema;

Que, de acuerdo con visitas en campo, se ha verificado que en la subestación Huallanca 138 kV, no existe espacio físico que permita su ampliación, así como existencia de cruces de líneas de tensiones diferentes (138 kV y 66 kV) lo cual, desde el punto de vista de ingeniería, no es adecuado;

Que, resulta evidente que el transformador de 20 MVA, 138/66 kV se convierte en un elemento

crítico para la continuidad de suministro de este sistema eléctrico, por ejemplo en marzo de 1999 ocurrió la falla de dicho transformador que obligó a racionar carga en el Callejón de Huaylas con los consiguientes perjuicios económicos y sociales;

Que las nuevas cargas sustentadas por HIDRANDINA en su información complementaria, para la zona de Carhuaz, Huaraz y Ticapampa, obligarían a realizar refuerzos adicionales en las líneas de transmisión en 66 kV, agravado por el hecho que la CH Santa Cruz no genera los 6 MW previstos en su primera etapa de acuerdo al análisis desarrollado en la sección 2.12, obligaría la necesidad de instalar un transformador de mayor capacidad que el definido en el Plan de Inversiones, lo cual provoca que esta alternativa que sustente el Plan de Inversiones no sea viable;

Que, de lo anteriormente señalado, queda por analizar las siguientes dos (02) alternativas:

- a) Interconexión desde la subestación Conococha a la subestación Ticapampa (propuesta presentada en el Recurso de Reconsideración) y;
- b) Implementación de una línea en 66 kV entre la SE Pierina y la SE Huaraz.

Que, la alternativa a) recién es planteada por la recurrente en el presente Recurso de Reconsideración, por lo que no debiera ser tomada en cuenta. Sin embargo, a fin de no descartar una posible solución, se realizó el análisis técnico – económico de tres (03) posibles alternativas de alimentación de este sistema desde la nueva subestación Conococha: a) Interconexión en 138 kV; b) Interconexión en 66 kV y; c) Interconexión en 220 kV;

Que, se encontró que la interconexión en 66 kV es la más económica, ya que la interconexión en 138 kV requiere de dos transformadores y la interconexión en 220 kV requiere de una línea mucho más costosa (220 kV en lugar de 66 kV);

Que, en consecuencia, las dos posibles alternativas a evaluar son:

**Alternativa 1: Año 10**

Que, se analizó la interconexión desde la subestación Conococha a la subestación Ticapampa en 66 kV considerando además el reforzamiento de la línea de transmisión en 66 kV entre las subestaciones Ticapampa – Huaraz, alternativa que presenta las siguientes ventajas:

- Mejora de calidad del servicio para la zona de Huaraz, Ticapampa, Recuay, Catac y otras poblaciones de la parte sur del Callejón de Huaylas.
- Permitirá atender cargas importantes sin necesidad de ejecutar ampliaciones de las actuales instalaciones de transmisión.
- Permite la interconexión de los sistemas aislados (2,15 MW aprox.) Chiquián-Pacarenca, Cajatambo-Gorgor, Cotaparaco y Ocros desde la SET Conococha.

**Alternativa 2: Año 10**

Que, alternativamente, se analizó la instalación de un transformador 138/66 kV en la SE la SE Pierina e implementar la línea en 66 kV a la subestación Huaraz;

Que, la comparación muestra que, si bien, la Alternativa 1 posee mayores ventajas técnicas, también es aproximadamente 50% más costosa



que implementar la Alternativa 2, por lo que se debe declarar fundado en parte, encontrándose fundada la solicitud de no considerar el Plan de inversión aprobado e infundado en lo que respecta a elegir la alternativa propuesta por la recurrente.

Que, en consecuencia, como resultado de la revisión del RECURSO, se ha encontrado que la Alternativa 2 es la de mínimo costo, cuyos resultados serán consignados en resolución complementaria.

## **2.8 SE REVISE LOS FLUJOS DE POTENCIA AÑO POR AÑO PARA CORREGIR LA EXCESIVA POTENCIA REACTIVA GENERADA POR LA C.H. PARIAC**

### **2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente indica que, respecto a la C.H. Pariac, en el análisis de flujo efectuado por OSINERGMIN, este generador entrega potencia reactiva (3,65 MVAR) mayor a la potencia activa (3,55 MW), con esto se tendría problemas de operación de la central, ya que estaría aportando mayor potencia reactiva de la que realmente puede entregar;

Que, la recurrente manifiesta que lo ideal para la operación de los generadores, es que estos operen en lo posible sólo aportando potencia activa ya que esto permitiría tener una mejor respuesta de operación ante eventos de contingencia y/o perturbaciones;

Que, HIDRANDINA indica que, al considerarse un mayor aporte de generación reactiva se estaría subdimensionando la compensación reactiva o dejando de lado instalaciones necesarias para la adecuada operación del sistema de transmisión.

### **2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, OSINERGMIN ha procedido a corregir el valor de potencia reactiva para la C.H. Pariac, encontrando que dicha modificación no altera la determinación del Plan de Inversiones ya que, una modificación de sus valores de potencia reactiva influyen muy poco en los niveles de tensión de este sistema eléctrico debido al tamaño, relativamente pequeño, de dicha central;

Que, respecto a la sugerencia de considerar los generadores operando con cero reactivos, se debe precisar que los generadores son uno de los elementos más importantes del control de tensiones especialmente cuando la demanda varía de manera significativa a lo largo del día, siendo el elemento más importante para adecuar las necesidades tanto de potencia activa como reactiva de la demanda en diversas condiciones por lo que no se puede considerar su operación con factor de potencia unitario;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA debe ser declarado fundado, se ha corregido la generación de potencia reactiva de la C.H. Pariac.

## **2.9 SE CONSIDERE EL NUEVO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/13,8KV EN LA SET CARHUAZ PARA EL AÑO 2009**

### **2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que el transformador de potencia 66/13,8kV para la SET Carhuaz se encuentra en proceso de compra y que, por tanto, se requiere que se incluya en el Plan de Inversiones para el año 2009; al respecto menciona que en la propuesta de HIDRANDINA se informó sobre el transformador en mención.

### **2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, tomando en cuenta el crecimiento de la demanda para esta parte del sistema, en el Plan

de Inversiones aprobado se había previsto el reemplazo del transformador existente de la subestación Carhuaz por otro de mayor capacidad en el año 2013, el cual sería proveniente de la SET Ticapampa; ante esto, HIDRANDINA presentó el documento GOHN-2311-2009 (17-07-2009) en el que manifiesta la realización del proceso de compra de un transformador de potencia de 7 MVA (9 ONAF) para la subestación Carhuaz, el cual se tiene previsto implementar en el año 2009 debido al requerimiento de demanda del futuro cliente Silver Standard Perú para el año 2010 con una demanda de ingreso de 2,55 MW, por tanto, el transformador debe ser reconocido como parte del Plan de Inversiones;

Que, en consecuencia, la rotación prevista del transformador de la SET Ticapampa hacia la SET Carhuaz no será necesaria, y visto el formato F-122 y F-123 que vino adjuntado como archivo magnético de la RESOLUCIÓN, motiva a considerar el retraso de la inversión del transformador de la SET Ticapampa de acuerdo al nuevo análisis de factibilidades de carga de esta subestación, información presentada por HIDRANDINA mediante el estudio de factibilidad técnica económica de la L.T. Conococha – Ticapampa;

Que, la subestación Ticapampa actualmente tiene instalado un transformador de 5 MVA y la demanda máxima de la SET pronosticada para el año 2018 asciende a 5,35 MW, por lo tanto se produciría la sobrecarga del transformador a partir del año 2015. Ante esto, se debe considerar el aumento de la capacidad de la subestación con un transformador de 7/9 MVA ONAN/ONAF para dicha época;

Que, en consecuencia, procede la modificación del Plan de Inversiones, considerando el nuevo transformador de potencia 66/13,8 kV en la SET Carhuaz para el año 2009, y el considerar el transformador de potencia de 9 MVA para la subestación Ticapampa a instalarse para el año 2015;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar un transformador de potencia 66/13,8kV en la SET Carhuaz para el año 2009 en el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN.

## **2.10 SE IMPLEMENTE PARA EL AÑO 2010 EL BANCO DE CAPACITORES EN LA BARRA DE 22,9 KV DE LA SUBESTACIÓN PALLASCA DEBIDO A LA CAÍDA DE TENSIÓN QUE SE PRESENTA EN EL AÑO 2011**

### **2.10.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que en el año 2011 el flujo presentado por OSINERGMIN presenta niveles de tensión de 0,89 p.u. en la subestación Pallasca 66/23/10 kV, para lo cual, la recurrente plantea la implementación de bancos de capacitores en la barra 22,9kV de la subestación Pallasca, a fin de obtener niveles de tensión óptimos.

### **2.10.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en lo referente a la calidad del producto menciona que la caída de tensión no debe exceder a 0,95 p.u. en los puntos de entrega al usuario final;

Que, el hecho que en el lado primario del transformador de potencia de la SET Pallasca, el nivel de tensión esté por el orden de 0,89 p.u. para el año 2011 no implica que las tensiones en el lado secundario estén fuera de los límites permitidos por la NTCSE ya que los valores de tensión del lado secundario pueden ser regulados por los taps

propios del transformador de potencia para obtener tensiones adecuadas de operación, tal como figura en los análisis de flujos de potencia del Informe Técnico N° 0204-2009-GART que sustenta el Plan de Inversiones del Área de Demanda 3;

Que, en el planeamiento del Plan de Inversiones se ha considerado la implementación de la 2da. terna de la L.T. 66 kV La Pampa - Pallasca en el año 9 solucionando, de este modo, el problema de caída de tensión; por lo tanto, no se justifica el banco de capacitores en la SET Pallasca solicitado por la recurrente;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA debe ser declarado infundado en el extremo de considerar banco de capacitores en la subestación Pallasca para el año 2010 en el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN.

## 2.11 SE CONSIDERE EN EL AÑO 2012 EL REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN HUALLANCA DEBIDO A LA SOBRECARGA OCURRIDA EN ESTE AÑO

### 2.11.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente manifiesta que en el flujo presentado por OSINERGMIN se observa para el año 2012 la sobrecarga del transformador de la SET Huallanca; sin embargo, en el Plan de Inversiones propuesto se plantea su reemplazo en el año 2013.

### 2.11.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo al análisis desarrollado en la sección 2.7 de la parte considerativa de la presente resolución, la alternativa para el sistema Caraz – Carhuaz – Huaraz debe ser modificada, resultando que dicha modificación no incluye el reemplazo del transformador de potencia en Huallanca;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección y en la sección 2.7 de la parte considerativa de la presente resolución, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar el adelanto para el año 2011 del reemplazo del transformador en la subestación Huallanca en el Plan de Inversiones propuesto por OSINERGMIN.

## 2.12 SE ANALICE LOS FLUJOS DE POTENCIA, QUE SUSTENTAN EL PLAN DE INVERSIONES, CONSIDERANDO LA OPERACIÓN REAL DE LA C.H. SANTA CRUZ

### 2.12.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN considera una generación de 12 MW de la C.H. La Cruz cuando lo real es 3 MW en la primera etapa (capacidad 6 MW) y se estima que al implementarse la segunda etapa (6 MW adicionales) esta central no llegará a generar los 12 MW, tal como se indica en sus diagramas de flujo;

Que, para dar validez al RECURSO en mención, la recurrente adjunta en el anexo 2 del RECURSO los diagramas de comportamiento de la operación de la central correspondiente al mes de junio de 2009.

### 2.12.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, según la información presentada en el anexo 2 del informe del Recurso de Reconsideración de HIDRANDINA, efectivamente, la central hidroeléctrica Santa Cruz genera en su primera etapa sólo 3 de los 6 MW. Lo cual obliga a suponer que para la segunda etapa tampoco generará los 6 MW previstos;

Que, la NORMA TARIFAS establece que se debe evaluar el dimensionamiento de los elementos de transmisión empleando los máximos valores de potencia a través de cada componente considerando diversas condiciones operativas, y al ser el sistema, totalmente radial, los valores máximos resultan de considerar la información presentada por HIDRANDINA;

Que, en base a los análisis efectuados, se debe declarar fundado el petitorio efectuado por HIDRANDINA y considerar la operación real de la C.H. Santa Cruz en los flujos de potencia que sustentan el Plan de Inversiones.

## 2.13 SE REALICE UNA ADECUADA TRANSFERENCIA DE CARGA, ENTRE LAS SET TRUJILLO NORTE, TRUJILLO SUR, PORVENIR Y TRUJILLO OESTE Y SE RECONOZCA EL TRANSFORMADOR DE 35 MVA Y LAS CELDAS DE TRANSFORMACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR

### 2.13.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita que se realice una adecuada transferencia de carga, teniendo en cuenta las redes de distribución existentes y el mapa de densidades establecido en la propuesta, o en su defecto el que haya empleado en su análisis y que, además, se reconozca el transformador de 35 MVA y las celdas de transformación para la subestación Trujillo Sur, con la finalidad de atender la demanda de forma adecuada, tal como indica en su propuesta;

Que, HIDRANDINA indica que OSINERGMIN sólo ha considerado descargar la SET Trujillo Sur trasladando dicha carga a la nueva SET Trujillo Oeste sin haber realizado una distribución óptima considerando todas las subestaciones de potencia vecinas tales como las SET Porvenir, Trujillo Sur y Trujillo Norte y las redes de distribución;

Que, la recurrente señala que, en el año 2010 (año en el que entra en operación la subestación Trujillo Oeste), OSINERGMIN plantea una transferencia de carga del 30% del total de la subestación Trujillo Sur, manteniendo el porcentaje hasta el año 2012 y que a partir del 2013 plantea una transferencia de carga de 35% hasta el 2015 y que a partir del año 2016 plantea una transferencia del 45% hasta el año 2018;

Que, la recurrente manifiesta que, en su propuesta, se hizo una distribución óptima de las cargas entre las subestaciones existentes, con lo cual obtuvo los resultados que adjunta en el RECURSO.

### 2.13.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la demanda total considerada por HIDRANDINA para el sistema eléctrico Trujillo, se aclarara que OSINERGMIN recogió de manera positiva las opiniones y sugerencias respecto a las demandas adicionales a considerar para este sistema eléctrico. En este sentido, la demanda proyectada por OSINERGMIN es superior a la señalada por la recurrente debido a que en su propuesta final HIDRANDINA no había considerado dichas demandas;

Que, la demanda estimada por la recurrente en el RECURSO es muy similar a la considerada por OSINERGMIN por lo que no se requiere la modificación de la demanda considerada para la determinación del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN;

Que, a partir del mapa de densidades de la ciudad de Trujillo presentado por HIDRANDINA, se ha validado la redistribución óptima, de las cargas entre las SET's existentes y proyectadas, presentada por la recurrente, por lo que las demandas pronosticadas

por OSINERGMIN deben ser redistribuidas entre dichas subestaciones, utilizando los porcentajes de participación de cada subestación presentados por la recurrente en el RECURSO;

Que, las demandas por subestación actualizadas, se evaluaron los flujos de potencia del año 1 al año 10 a fin de verificar la necesidad de considerar un nuevo transformador de potencia 138/10 kV de 35 MVA en la subestación Trujillo Sur;

Que, en base a los resultados del análisis de flujo de potencia, se verifica la necesidad de implementar un nuevo transformador de potencia en la subestación Trujillo Sur para el año 8;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar el transformador 138/10 MVA de 35 MVA en la subestación Trujillo Sur para el año 2016 tomando en cuenta el balance óptimo de reparto de demanda entre las subestaciones MAT/AT/MT Trujillo Norte, Porvenir, Trujillo Sur y Trujillo Oeste, como parte del Plan de Inversiones.

## **2.14 SE CONSIDERE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA L.T. 138 KV TRUJILLO NORTE – TRUJILLO SUR PARA EL AÑO 2011**

### **2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha aplicado el criterio N-1 para las ciudades que superen los 30 MW como es el caso de Trujillo señalando que en los flujos de potencia presentados se aprecia que en el año 2011 la L.T. Trujillo Norte - Porvenir tiene un flujo de potencia de 92 MW y el flujo de potencia por la L.T. Trujillo Sur - Porvenir es mayor a 67 MW;

Que, la recurrente manifiesta que, si bien en su propuesta de Plan de Inversiones, consideró dicha línea (L.T. Trujillo Norte – Trujillo Sur) a partir del año 2013, sin embargo OSINERGMIN debe hacer cumplir lo estipulado en la NORMA TARIFAS y considerarla a partir del año 2011, siendo un año apropiado para su implementación.

### **2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, según los diagramas de flujos presentado por OSINERGMIN para el Área de Demanda 3, se observa que efectivamente, para el año 2011, los flujos por las L.T. 138 kV Trujillo Norte - Porvenir y L.T. 138 kV Trujillo Sur - Porvenir están por el orden de los 92 y 67 MW, respectivamente;

Que, el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN contiene la aplicación del criterio N-1 para el sistema eléctrico Trujillo al considerar la implementación de la L.T. Trujillo Oeste – Trujillo Sur para el año 2013 con lo que se cierra un anillo en 138 kV entre las subestaciones Trujillo Norte - Trujillo Oeste - Trujillo Sur y El Porvenir, con lo cual todas estas subestaciones obtendrían un doble punto de alimentación con lo que se daría cumplimiento del numeral 13.3.1 de la NORMA TARIFAS;

Que, la observación de HIDRANDINA es correcta respecto a los valores de flujo de potencia superior a 30 MW por las líneas existentes en el año 2011, por lo que corresponde realizar el adelanto de la inversión para este año de la L.T. 138 kV Trujillo Oeste – Trujillo Sur a fin de cumplir con el criterio N-1. Dicho adelanto no afecta el resto del planeamiento eléctrico del sistema eléctrico de Trujillo;

Que, del análisis previo resulta que la alternativa de OSINERGMIN ya no requiere considerar la L.T. 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Sur, solicitada por la recurrente, para cerrar un segundo anillo en 138 kV por lo que esta línea resultaría ser redundante;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de implementar para el año 2011 la línea de transmisión en 138 kV Trujillo Norte – Trujillo Sur al aplicar el criterio N-1 para la demanda del sistema eléctrico Trujillo por superar los 30 MW como indica la NORMA TARIFAS.

## **2.15 SE CONSIDERE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SET TRUJILLO SUR OESTE 138/60/10 KV**

### **2.15.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que la demanda en la subestación MAT/AT/MT Trujillo Sur tendría un incremento de 16 MW, de los cuales una parte mínima está incluida dentro del crecimiento vegetativo y la otra parte no, dado que como no son mayores a 2,5 MW, OSINERGMIN no las ha considerado, para lo cual adjunta una relación de cargas;

Que, HIDRANDINA señala que ha estimado la necesidad de la implementación de una nueva subestación denominada SET Trujillo Sur Oeste 138/60/10kV (adicional a la SET Trujillo Oeste) a fin de poder establecer una adecuada configuración del sistema eléctrico Trujillo;

Que, para reforzar dicha proposición, la recurrente indica que se encargará a una consultora especializada en temas de transmisión, la elaboración del estudio de planeamiento sobre esta propuesta y será entregada a OSINERGMIN en caso el estudio arroje como resultados la factibilidad técnica y económica de la implementación de la nueva SET Trujillo Sur Oeste.

### **2.15.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto al cuadro de factibilidad de suministros presentado por HIDRANDINA y mostrado en la sección 2.15.1 de la parte considerativa de la presente resolución, se debe mencionar lo siguiente:

- Según dicho cuadro de factibilidades, la demanda asociada a la SET Trujillo Sur sería de 9 MW. Al respecto, muchos de estos requerimientos ya fueron considerados por OSINERGMIN pues contaban con el debido sustento. Los clientes admitidos son: Planta Alimentos El Rocío, José R. Lindley, Becteck Contratistas y UPAO, considerando un total de 3,47 MW.
- La demanda asociada a la SET Salaverry que fue admitida es la siguiente: GREEN Perú y Agro Las Dunas con un total de 2,85 MW.
- El resto de factibilidades de suministro no fueron presentadas en las etapas correspondientes del proceso por lo que, en principio, no deberían tomarse en cuenta, y menos aún en razón a que HIDRANDINA no ha adjuntado el sustento documental requerido por la NORMA TARIFAS.

Que, de la carga señalada por HIDRANDINA (16 MW aprox.), OSINERGMIN ya ha considerado 6 MW durante la determinación del Plan de Inversiones y en mérito de lo desarrollado en las secciones 2.13.2 y 2.14.2, donde se hace una revisión de la demanda considerada para este sistema y el dimensionamiento de las subestaciones necesarias, se concluye que no existe sustento técnico, presentado por la recurrente, que indique la necesidad de implementar la subestación Trujillo Sur Oeste;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser

declarado infundado en el extremo de considerar para el sistema eléctrico Trujillo la implementación de la subestación Trujillo Sur Oeste de 138/60/10 kV.

**2.16 SE CONSIDERE QUE LA L.T. 60 KV TRUJILLO SUR – VIRÚ, INCLUIDAS SUS CELDAS, ES INVERSIÓN TOTALMENTE EFECTUADA POR HIDRANDINA**

**2.16.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que la L.T. 60 kV Trujillo Sur – Virú, incluidas sus celdas de línea, ha sido una inversión totalmente efectuada por HIDRANDINA y no por el Ministerio de Energía y Minas como se indica en la RESOLUCIÓN.

**2.16.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, la recurrente, mediante comunicación GOHN 2311-2009 de 17-07-2009, envió información complementaria donde acredita que L.T. 60 kV Trujillo Sur – Virú, incluidas sus celdas de línea, ha sido una inversión totalmente efectuada por HIDRANDINA y no por el Ministerio de Energía y Minas como se indicó en la RESOLUCIÓN. En ese sentido, a pesar de ser información de sustento recientemente puesta en conocimiento del organismo regulador, corresponde por el Principio de Verdad Material, efectuar los ajustes pertinentes al Plan de Inversiones en lo concerniente a la titularidad de dichas instalaciones;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar la L.T. 60 kV Trujillo Sur – Virú, incluidas sus celdas de línea, como inversión realizada por HIDRANDINA.

**2.17 SE CONSIDERE LA CELDA DE TRANSFORMADOR EN 10 KV EN LA SET VIRÚ PARA EL AÑO 2007**

**2.17.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que la nueva SET Virú fue puesta en operación el 26 de agosto de 2007, en la cual se incluyó una celda de transformador de 10 kV a fin de conectar el nuevo transformador con el existente que pertenece a terceros;

Que, indica que en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN a la opinión 19, se señala que en esta etapa del proceso regulatorio se reconoce la celda de transformador en 10 kV en el Plan de Inversiones y que, sin embargo, no se ha considerado en el cuadro N° 13.1 del Anexo E del mismo informe para el año 2007.

**2.17.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en base a la solicitud de la recurrente, se procedió a verificar la información de instalaciones existentes, encontrándose que efectivamente no se consideró la celda de transformador en el lado de 10 kV cuando se revisaron los datos de la instalación del nuevo transformador 60/23/10 kV en el año 2007, correspondiendo, por lo tanto, corregir dicho error material a fin de considerar en el Plan de Inversiones la implementación en el año 2007 de una celda de transformador de 10 kV en la SET Virú, tal como lo solicita la recurrente;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar para el año 2007 la celda de transformador de 10 kV en la SET Virú.

**2.18 SE INCLUYA EN EL PLAN DE INVERSIONES EL TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/10/7,2 KV DE 15 MVA INSTALADO PROVISIONALMENTE EN LA SET VIRÚ**

**2.18.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que el 26 de agosto de 2007 se puso provisionalmente en operación un transformador de 60/10/7,2kV de 15/15/5 MVA en la SET Virú, con lo cual era posible alimentar la demanda atendida en 10 kV;

Que, de acuerdo a evaluaciones realizadas por la recurrente, considera que para el año 2009 se requiere atender la demanda en 22,9 kV, y que por lo tanto se debe reemplazar el transformador de potencia 60/10/7,2 kV por otro de mayor potencia que tenga devanado tanto en 10 kV como en 22,9 kV;

Que, la recurrente menciona que en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN a la opinión 19, se señala que el transformador de potencia de 60/10/7,2kV a ser reemplazado se considera como reserva y que, sin embargo no se ha considerado en el cuadro N° 13.1 del Anexo E del mismo informe para el año 2007.

**2.18.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en el Plan de Inversiones presentado por OSINERGMIN, se está reconociendo un transformador de reserva de 138/23/10 kV de 60 MVA de acuerdo al criterio de respaldar al transformador de mayor capacidad considerado dentro del Plan de Inversiones para el Área de Demanda 3. Al respecto, HIDRANDINA reconoce que el 26 de agosto de 2007 hace uso de forma provisional del transformador 60/10/7,2 kV, 15/15/5 MVA, para la SET Virú;

Que, en consecuencia, todo transformador que se encuentre en "stand by", es considerado como reserva toda vez que pueden entrar en operación ante cualquier contingencia que ocurra en el sistema, tal como expresa HIDRANDINA al considerar la instalación de forma provisional de un transformador en la subestación Virú, este transformador viene siendo reconocido por el peaje vigente de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) no correspondiendo, en consecuencia, su reconocimiento en el Plan de Inversiones;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar como elemento de reserva el transformador de potencia 60/10/7,2 kV, 15/15/5 MVA.

**2.19 SE CONSIDERE DOS (02) CELDAS DE ALIMENTADOR EN 22,9 KV EN LA SET CHAO Y UNA (01) CELDA DE ALIMENTADOR EN 10 KV EN LA SET CASAGRANDE 2 PARA EL AÑO 2010**

**2.19.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN no ha considerado en el Plan de Inversiones dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Chao y una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Casagrande 2 para el año 2010 a pesar que presentó el debido sustento;

Que, HIDRANDINA menciona que en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN en la



opinión 28, se señala que en esta etapa del proceso regulatorio se incluye en la valorización a las celdas MT y que, sin embargo, no se consideraron dichas celdas en el cuadro N° 13.1 del Anexo E del referido informe;

Que, además, manifiesta que OSINERGMIN no ha presentado el sustento técnico referente a la definición de los alimentadores adicionales.

## **2.19.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se precisa que en el Plan de Inversiones presentado por OSINERGMIN se plantea la implementación de tres (03) alimentadores de 22,9 kV en la SET Chao para el año 2010 y no se consideró la implementación de una (01) celda de alimentador en la SET Casagrande 2 para el año 2010;

Que respecto a la SET Chao, producto de la revisión de la información presentada por la recurrente, se observa que existen nuevos requerimientos de demanda de los usuarios menores Campo Sol, el Rocío Agrícola y Agroindustrias San Simón; que, por razones operativas, justifican la necesidad de incrementar un (01) alimentador en 22,9 kV para dicha SET, en concordancia con lo solicitado por HIDRANDINA;

Que, respecto a la SET Casagrande 2, el crecimiento de la demanda de la barra MT de la subestación Casagrande 2 es vegetativa y al no existir requerimiento de demanda adicional, no se justifica adicionar un (01) alimentador en 10 kV para el año 2010. Sin embargo, el crecimiento de demanda obliga a implementar el alimentador requerido en años posteriores. Efectivamente, al revisar el formato F-123 "RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SISTEMA, POR SET (MW)" se determina que recién el año 2016 correspondería adicionar una (01) celda de alimentador en 10 kV, debido a que la demanda tiene un incremento de aproximadamente 2 MW;

Que, respecto a la indicación de la recurrente donde señala que OSINERGMIN no ha presentado el sustento técnico referente a la definición de los alimentadores adicionales, se menciona que en los casos donde la dispersión y lejanía de la carga (cargas rurales) que sea alimentada por una subestación AT/MT no permite hacer el análisis técnico de la demanda óptima por alimentador, por tanto no es aplicable en estos casos; para el resto de casos, se ha estimado una potencia por alimentador de alrededor de 4 MW;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en parte al considerar una (01) celda adicional de alimentador de 22,9 kV en la SE Chao para el año 2010 y una (01) celda de alimentador de 10 kV en la SET Casagrande 2 dentro del Plan de Inversiones.

## **2.20 SE CONSIDERE LA CELDA DE TRANSFORMACIÓN EN 22,9 KV Y TRES (03) CELDAS DE ALIMENTADOR EN 22,9 KV PARA EL AÑO 2009 EN LA SET VIRÚ**

### **2.20.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente solicita considerar una (01) celda de transformación en 22,9 kV y tres (03) celdas de alimentador en 22,9 kV para el año 2009 en la SET Virú dado que en el Plan de Inversiones, OSINERGMIN consideró en el año 2007 la inversión del transformador de potencia de 60/22,9/10kV en la subestación Virú;

Que, señala la recurrente, en marzo de 2009 las tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV en la

subestación Virú entraron en operación, por lo que debe reconocerse dichas celdas en el Plan de Inversiones.

### **2.20.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en el año 2007 la subestación Virú cambia de nivel de tensión de 34,5 kV a 60 kV; siendo esta la razón para implementarse un transformador de 60/23/10 kV, 20 MVA. Sin embargo, la recurrente manifiesta que en ese año se instaló de manera provisional el transformador de potencia de 60/10/7,2 kV de 15/15/5 MVA (indicado en la sección 2.18 de la parte consignativa de la presente resolución);

Que, se debe precisar que la celda de línea de llegada a la SET Virú en 34,5 kV desde la L.T. 33 kV Trujillo Sur - Virú pertenece a Chavimochic y no a HIDRANDINA, motivo por el cual la celda de línea en mención no puede ser reutilizada como celda de transformador en la barra de 22,9 kV por pertenecer a otro titular de transmisión. No obstante, la celda del transformador elevador de 10 a 34,5 kV ubicado en la subestación Trujillo Sur existente en el año 2007 es la que se instalaría en la barra de 22,9 kV de la subestación Virú cumpliendo con el requerimiento eléctrico del sistema, tal como se señala en el Informe N° 0204-2009-GART que sustentó el Plan de Inversiones del Área de Demanda 3;

Que, tal como se señaló en el Informe N° 204-2009-GART, las Altas estaban sujetas a la verificación por parte de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) de OSINERGMIN, constatando dicha Gerencia que, en relación a las tres (03) celdas de alimentador en 22,9 kV implementadas en marzo de 2009 en la subestación Virú, estas se encuentran instaladas pero no fueron declarados como alta, así como tampoco se firmó el acta de verificación de puesta en servicio en el momento de la visita (marzo 2009) efectuada por el personal de la GFE;

Que, en función a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar la celda de transformador de 22,9 kV en la SE Virú para el año 2009 y considerar tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV en la SE Virú para el año 2009 en el Plan de Inversiones, con el compromiso de la recurrente de regularizar las respectivas actas de puesta en servicio.

## **2.21 SE CONSIDERE LA CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE 10 KV EN LA SET CHAO PARA EL AÑO 2010**

### **2.21.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN considere en el año 2010 la celda de transformación de 10 kV en la SET Chao, dado que en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN se ha reconocido la inversión de un transformador de potencia de 60/22,9/10 kV en la SET Chao y sólo la celda de transformador en 22,9 kV;

Que, concluye la recurrente que no reconocer esta celda ocasionaría una incongruencia pues el devanado de 10 kV no podría ser utilizado para alimentar cargas en esa tensión.

### **2.21.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, las cargas consideradas para la futura subestación Chao son dispersas y alejadas, OSINERGMIN consideró el nivel de tensión de 22,9 kV como el adecuado para alimentar dichas cargas;

Que, dada la implementación del transformador de 3 devanados de 60/23/10 kV, 15/15/5 MVA, planteado en el Plan de Inversiones en el año 2010

resulta correcta la apreciación de la recurrente de que quedaría un devanado desaprovechado ya que no se podría utilizar por carecer de su respectiva celda de transformación por la omisión de la misma en el Plan de Inversiones y, por lo tanto, se debe adicionar la celda de transformación en 10 kV a la SET Chao, hecho que permitirá que en el futuro puedan desarrollarse cargas que puedan alimentarse en 10 kV;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar la celda de transformador de 10 kV en la subestación Chao para el año 2010 en el Plan de Inversiones.

## **2.22 SE CONSIDERE LA CELDA DE LÍNEA EN 138 KV EN LA SET SANTIAGO DE CAO PARA EL AÑO 2010**

### **2.22.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que su propuesta final contempla que la SET Malabrigo debe alimentarse en 138 kV desde la SET Santiago de Cao y que, por lo tanto, se debe considerar en esta subestación una celda de línea en 138 kV para que la celda línea-transformador en 138 kV actual pase a ser celda de transformador;

Que, en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN a la opinión 23, se señala que corresponde incorporar como parte de la inversión del año 2010 la celda de línea en 138 kV en la SET Santiago de Cao, un transformador en la SET Malabrigo y mantener como reserva el transformador de 33/10 kV que se retirará de dicha subestación.

### **2.22.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, según el Plan de Inversiones presentado por OSINERGMIN, el cambio de nivel de tensión de 33 kV a 138 kV en la SET Malabrigo (138/10 kV) se implementará en el año 2010, esto implica que la SET Santiago de Cao debe considerarse como inversión nueva dos (02) celdas de línea por lo que la celda de línea-transformador existente pasaría a ser celda de transformador en 138 kV;

Que, por omisión, OSINERGMIN consideró en el Plan de Inversiones publicado sólo una de las dos celdas de línea necesarias para la SET Santiago de Cao, situación que corresponde rectificar;

Que, debido al cambio de nivel de tensión, la L.T. 33 kV Santiago de Cao - Malabrigo y L.T. 33 kV Paiján - Malabrigo debe considerarse como Baja en el año 2010 ya que, por el cambio de nivel de tensión, dichas líneas quedarán inoperativas;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar la celda de línea de 138 kV en la subestación Santiago de Cao para el año 2010 en el Plan de Inversiones.

## **2.23 SE CONSIDERE EL NIVEL DE TENSIÓN DE 13,8 KV PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO CHIMBOTÉ**

### **2.23.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN ha considerado el nivel de tensión de 10 kV en el sistema eléctrico Chimbote, en lugar de 13,8 kV lo cual obligaría a HIDRANDINA a hacer desembolsos onerosos por el cambio de nivel de tensión. Al respecto, HIDRANDINA señala que el nivel de tensión para el sistema eléctrico Casma sí se mantiene en 10 kV.

### **2.23.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, se debe aclarar que los flujos de potencia utilizados por OSINERGMIN para el Área de Demanda 3, consideran el nivel de media tensión de 13,8 kV para el sistema eléctrico Chimbote compuesto por las subestaciones Chimbote 2, Chimbote Norte, Chimbote Sur, Santa, Trapecio, Nepeña y San Jacinto. Solo la subestación Casma opera en 10 kV para el nivel de media tensión, de forma tal que dichos flujos de potencia corresponden a la operación real de dicho sistema eléctrico;

Que, la NORMA TARIFAS en el numeral 15.2 establece que para cada tipo de sistema de transmisión, excepto para los SSTD, el costo de inversión se determina aplicando los Costos Estándares (Módulos Estándares) y que dichos módulos están basados en las tensiones normalizadas de 10 y 22,9 kV (MT);

Que, si bien el Plan de Inversiones considera inversiones futuras en dichas subestaciones, la valorización de transformadores y/o alimentadores en el lado de media tensión se debe hacer usando módulos estándares de tensión 10 kV por ser ésta la más cercana a 13,8 kV al no existir Módulos Estándares de 13,8 kV. Lo anteriormente mencionado no implica cambiar el nivel de tensión real del equipamiento existente;

Que, en base a los argumentos señalados, el petitorio efectuado por HIDRANDINA es infundado, y se aclara que no se propone cambiar a 10 kV el mencionado sistema eléctrico.

## **2.24 SE CONSIDERE EL TRANSFORMADOR DE RESERVA 138/22,9/13,2 KV DE 12 MVA DE LA SET TRAPECIO**

### **2.24.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha tomado en cuenta en su Plan de Inversiones el transformador de reserva 138/22,9/13,2 kV de 12 MVA en la SET Trapecio;

Que, la recurrente manifiesta que este transformador reemplazará al existente debido a la necesidad de alimentar en 22,9 kV al balneario Tortugas (aproximadamente de 2 MW) y otras cargas de la subestación Casma, por lo cual se debe reconocer una celda de alimentador en 22,9 kV;

Que, la recurrente agrega que, en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de Opiniones y Sugerencias en respuesta a la opinión 27, se señala que el proceso regulatorio considera como reserva un transformador de potencia 138/23/10 kV de 60 MVA en el año 2010. Sin embargo, indica la recurrente que existe otro transformador de potencia de 12 MVA que fue adquirido en fecha posterior a la vigencia de la Ley N° 28832 y que, por lo tanto, se debe reconocer en el Plan de Inversiones;

Que, precisa que en el cuadro N° 13.1 del Anexo E del Plan de Inversiones, no se identifica el transformador considerado como reserva en el año 2010;

Que, considera la recurrente que OSINERGMIN debe reconocer aparte del transformador de reserva 138/23/10 kV, 60 MVA en el 2010 a este segundo transformador.

### **2.24.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de acuerdo con la información proporcionada por representantes de la empresa concesionaria al supervisor de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica

en su visita a mediados de marzo de 2009, se ha verificado la existencia del transformador de potencia de 10/10/3,3 MVA, 138/22,9-13,8-10/7,2, vcc=8,3/8,2/8,1%, en la SET Trapecio, transformador que se encuentra en "stand by", debido a que es utilizado en caso de contingencias operativas, motivo por el cual presenta datos de consumo y puede considerarse como un elemento desconectado del Sistema Secundario de Transmisión;

Que, HIDRANDINA manifiesta que el transformador fue adquirido después de la vigencia de la Ley N° 28832, por lo que debiera ser considerado como alta en el sistema de transmisión; sin embargo, la recurrente no ha adjuntado la documentación probatoria que valide su recurso;

Que, mientras no se demuestre lo contrario, el transformador en controversia será considerado como elemento de reserva de los sistemas tipo SSTD, el cual está siendo reconocido por el peaje vigente de los SST y no corresponde su reconocimiento en el Plan de Inversiones;

Que, sobre el reconocimiento de la celda de alimentador en 22,9 kV para alimentar futuros suministros, el crecimiento de la demanda de 2 MW y la carga correspondiente al balneario Tortugas (de aproximadamente 20 kW), HIDRANDINA no ha presentado el sustento probatorio alguno de los casos expuestos, motivo por el cual no corresponde considerar la celda de alimentador en 22,9 kV;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar el transformador de potencia 138/22,9/10 kV de 12 MVA en la subestación Trapecio como parte del Plan de Inversiones y considerar la celda de alimentador en 22,9 kV en la subestación Trapecio como parte del Plan de Inversiones.

## **2.25 SE CONSIDERE DENTRO DEL PLAN DE INVERSIONES LA IMPLEMENTACIÓN DE LA L.T. 138 KV CHIMBOTE NORTE - TRAPECIO PARA EL AÑO 2011**

### **2.25.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha aplicado el criterio N-1 para las ciudades que superen los 30 MW como es el caso del sistema eléctrico Chimbote. Como soporte de lo manifestado, indica que el año 2011 la L.T. 138 kV Chimbote 1 - Chimbote Sur tiene un flujo de potencia de 56 MW y por la L.T. 138 kV Chimbote 1 - Chimbote Norte el flujo de potencia de 23 MW, de acuerdo al sustento del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN;

Que, en base a ello, la recurrente solicita se considere dentro del Plan de Inversiones la implementación de la L.T. 138 kV Chimbote Norte - Trapecio para el año 2011 con sus respectivas celdas.

### **2.25.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, según los diagramas de flujos presentados por OSINERGMIN para el Área de Demanda 3, se observa que, efectivamente, para el año 2011, los flujos por las L.T. 138 kV Chimbote - Chimbote Sur y L.T. 138 kV Chimbote Sur - Trapecio están por el orden de 56 y 24 MW, respectivamente;

Que, se debe aclarar que el Plan de Inversiones presentado por OSINERGMIN considera la aplicación del criterio N-1 para el sistema eléctrico Chimbote para el año 2012 a fin de cumplir con el numeral 13.3.1 de la NORMA TARIFAS;

Que, en ese sentido, se verifica que la observación de HIDRANDINA es correcta, por lo que corresponde

realizar el adelanto de la inversión al año 2011 de la L.T. 138 kV Chimbote Norte - Trapecio; cabe señalar que dicho adelanto no afecta el resto del planeamiento eléctrico del sistema eléctrico de Chimbote;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar el adelanto de la inversión para el año 2011 de la L.T. 138 kV Chimbote Norte - Trapecio en el Plan de Inversiones.

## **2.26 SE ADELANTE LA INVERSIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN LA SET CHIMBOTE NORTE PARA EL AÑO 2011**

### **2.26.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente señala que OSINERGMIN considera el reemplazo del transformador para el año 2012 pero que, sin embargo, de acuerdo a la proyección de demanda (formularios F-202 y F-204) el transformador actual de 26 MVA presenta una sobrecarga de 5% a partir del año 2011 por lo que solicita el adelanto de la inversión del transformador de potencia en la SET Chimbote Norte para el año 2011.

### **2.26.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de acuerdo al Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, el cambio de transformador 138/10 kV en la SET Chimbote Norte está previsto para el año 2013 (formato F-308) y no para el año 2012 como indica la empresa HIDRANDINA;

Que, según el diagrama de flujo de potencia que sustenta el Plan de Inversiones, en el año 2012, el transformador en mención presenta una sobrecarga menor al 2% y, dado que dicho flujo corresponde al período de máxima demanda del sistema, la cual tiene una duración de no más de hora y media, no se justifica considerar el adelanto de la inversión del transformador, ya que dicha sobrecarga es perfectamente tolerable por un transformador para ese período de tiempo;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar el adelanto de la inversión para el año 2011 del transformador de potencia en la subestación Chimbote Norte en el Plan de Inversiones.

## **2.27 SE CONSIDERE EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV DE 25 MVA EN LA SET GUADALUPE 2 PARA EL AÑO 2011**

### **2.27.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, la recurrente manifiesta que en su propuesta se planteó reemplazar el transformador existente en 34,5/10 kV de 12 MVA por otro de 60/10 kV de 25 MVA para el año 2011;

Que, al respecto, la recurrente señala que dicha solución fue también tomada en cuenta por OSINERGMIN pero que, sin embargo, la inversión no ha sido considerada en el Plan de Inversiones aprobado a pesar que se ha incluido la L.T. 60 kV Guadalupe - Guadalupe 2 en reemplazo de la línea en 34,5 kV entre las mismas subestaciones;

Que, sobre la base de dicho argumento, la recurrente menciona que resulta incongruente no considerar el transformador de potencia 60/10 kV en la subestación Guadalupe 2 para el año 2011.

### **2.27.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, efectivamente, de acuerdo al análisis que realizó OSINERGMIN, la solución para el sistema

eléctrico Guadalupe consiste en el cambio de nivel de tensión de 33,4 kV a 60 kV para el año 2011 y, por otro lado, dentro de la metodología de planeamiento se considera el criterio de rotación de transformadores de potencia a fin de evitar desembolsos innecesarios de responsabilidad de inversión de las titulares de transmisión;

Que, en ese sentido, el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, considera la rotación del transformador de potencia de 60/10 kV de 20 MVA proveniente de la SET Cajamarca para ser reutilizado en la SET Guadalupe 2, ya que en el Plan de Inversiones se ha considerado el reemplazo del transformador de la SET Cajamarca en el año 2011, por otro de mayor capacidad, por lo que no se requiere la adquisición del transformador señalado por la recurrente;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado infundado en el extremo de considerar el transformador de potencia en la subestación Guadalupe 2 para el año 2011 en el Plan de Inversiones.

## 2.28 SE CONSIDERE DOS (02) CELDAS DE ALIMENTADOR EN 22,9 KV EN LA SET HUARI PARA EL AÑO 2010

### 2.28.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha considerado en el Plan de Inversiones las dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Huari, a pesar que en su propuesta presentó el sustento correspondiente;

Que, HIDRANDINA menciona que en el Anexo C del Informe N° 0204-2009-GART "Estudio para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", en la parte correspondiente al Análisis de OSINERGMIN en la opinión 28, se señala que en esta etapa del proceso regulatorio se incluye en la valorización a las celdas MT y que, sin embargo, no consideró dichas celdas en el cuadro N° 13.1 del Anexo E del referido informe;

Que, la recurrente manifiesta que OSINERGMIN no ha presentado el sustento técnico referente a la definición de los alimentadores adicionales.

### 2.28.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que en el Plan de Inversiones de OSINERGMIN se han considerado tres (03) alimentadores en 22,9 kV para la SET Huari en el año 2010;

Que, según información proporcionada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, el sistema aislado Huari (a interconectarse en el año 2010) posee cuatro (04) alimentadores que salen a la C.H. María Jiray y un (01) alimentador a la C.H. Jambom haciendo un total de 5 alimentadores;

Que, en base a esta información, el pedido de HIDRANDINA solicitando cinco (05) alimentadores en 22,9 kV para el año 2010 para esta subestación, está plenamente sustentado y dado que en el Plan de Inversiones se reconocieron tres (03) celdas de alimentador, resulta procedente el reconocimiento de dos (02) alimentadores adicionales para HIDRANDINA;

Que, en base a los argumentos señalados en esta sección, el petitorio efectuado por HIDRANDINA, debe ser declarado fundado en el extremo de considerar dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Huari para el año 2010 en el Plan de Inversiones;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración, se han emitido los Informes N° 325-2009-GART y N° 300-2009-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 HIDRANDINA S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en los extremos 4, 5, 6, 8, 9, 12, 13, 14, 16, 17, 20, 21, 22, 25, y 28 por las razones señaladas en los numerales 2.42, 2.5.2, 2.6.2, 2.8.2, 2.9.2, 2.12.2, 2.13.2, 2.14.2, 2.16.2, 2.17.2, 2.20.2, 2.21.2, 2.22.2, 2.25.2 y 2.28.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa HIDRANDINA S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en los extremos 7 y 19, por las razones señaladas en los numerales 2.7.2 y 2.19.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa HIDRANDINA S.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 075-2009-OS/CD en los extremos 1, 2, 3, 10, 11, 15, 18, 23, 24, 26 y 27, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2, 2.10.2, 2.11.2, 2.15.2, 2.18.2, 2.23.2, 2.24.2, 2.26.2 y 2.27.2 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° 325-2009-GART – Anexo 1 y N° 300-2009-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.

(...)