AÑO DE LA INTEGRACIÓN NACIONAL Y EL RECONOCIMIENTO DE NUESTRA DIVERSIDAD

El Peruano
DIARIO OFICIAL

FUNDADO EN 1825 POR EL LIBERTADOR SIMÓN BOLÍVAR

miércoles 26 de setiembre de 2012

Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Resolución OSINERGMIN Nº 204-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electrocentro S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 205-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 206-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 207-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa SN Power Perú S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 208-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 209-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por el Proyecto Especial Olmos Tinajones contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 210-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 211-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electronoroeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 212-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Hidrandina S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 213-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Edelnor S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 214-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 215-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 216-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electro Oriente S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 217-2012-OS/CD
Resolución Complementaria que consigna las modificaciones de la Resolución Nº 151-2012-OS/CD

Resolución OSINERGMIN Nº 218-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electronoroeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 219-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electrocentro S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 220-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Electronorte S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD.

Resolución OSINERGMIN Nº 221-2012-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Hidrandina S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD

SEPARATA ESPECIAL

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 204-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013, contra la cual el 13 de agosto de 2012, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. (en adelante "ENOSA"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") a que se refieren los Artículos 44º y 62º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las tarifas y compensaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151, contra la cual ENOSA, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración;

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, habiéndose presentado, dentro del plazo, las opiniones de la Compañía Minera Misky Mayo S.R.L. y de Electroperú S.A.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ENOSA solicita se modifique la Resolución 151, de acuerdo a lo siguiente:

a) Que, se incluya el Transformador de 60/22.9/10 kV de 30 MVA de reserva para la SET Piura centro, dentro del Plan de Inversiones;

b) Que, se revisen los costos y consideraciones contenidos en el Informe Técnico Nº 274-2012-GART respecto a la SET Piura Sur, condicionar su implementación a la gestión previa de conformidad del COES y REP, así como al financiamiento del Ministerio de Energía y Minas, manteniendo como opción la implementación de la Línea Piura Oeste – Grau y SET de 60/22.9/10 kV de 50 MVA presentada inicialmente;

c) Que, se corrija el dimensionamiento del transformador para la SET Los Ejidos y ajustar su costo y fecha de implementación;

d) Que, se omita la implementación de la segunda LT 60 kV Piura Oeste – Paita y, en su lugar, considerar un regulador de compensación estático;

e) Que, se mantenga al transformador de la SET El Arenal de 30 MVA en el Plan de Inversiones;

f) Que, se corrija la fecha prevista para la implementación del nuevo transformador en la SET Chulucanas;

g) Que, se excluya del Plan de Inversiones la nueva LT 60 kV Bayovar – Puerto Rico y SET Puerto Rico y, supeditar dicho proyecto a la autorización de conexión y al plazo de gestión del mismo bajo los lineamientos del SNIP;

h) Que, se considere nueva opción para evitar un incremento de la capacidad de transformación en la SET Charán.

2.1 INCLUSIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/23/10 KV DE 30 MVA PARA LA SET PIURA CENTRO

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA solicita incluir el transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA de reserva para la SET Piura Centro, para lo cual indica que este elemento, imprescindible para la confiabilidad del servicio eléctrico de la ciudad de Piura, fue considerado en el Estudio para el Plan de Inversiones 2013-2017 que presentó a OSINERGMIN, el cual sí se incluyó en la prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017 realizada a través de la Resolución Nº 065-2012-OS/CD, según se sustenta en el Informe Técnico Nº 111-2012-GART, sin embargo ha sido omitido en la Resolución 151;

Que, argumenta que la demanda de la SET Piura Centro es mayor a 30 MW, aún con las transferencias previstas en el Estudio de OSINERGMIN, por lo que de acuerdo al numeral 13.3.1 de la NORMA TARIFAS, corresponde considerar este elemento de reserva para la SET Piura Centro;

Que, agrega ENOSA que bajo esta misma consideración en el Informe Técnico Nº 274-2012-GART (en adelante "IT"), que sustenta la Resolución 151, se ha programado una unidad de reserva para la SET Sullana a partir del año 2016;

Que, sin embargo, enfatiza ENOSA, que en la página 36 del IT, se plantea erróneamente que el transformador que viene operando en la SET Castilla desde el 2011 sea reconocido como el de reserva para la SET Piura Centro, lo cual es impracticable, ya que la confiabilidad de la SET más importante de ENOSA no puede ser garantizada con una equivalencia de equipos que no esté acompañada de un elemento físico, disponible en la SET Piura Centro, de reserva real ante una contingencia;

Que, según la recurrente, el transformador de 15 MVA fue proyectado para atender cargas del sector agropecuario de Castilla y se planteó instalarlo en la SET Piura Centro por carencia de la barra en 22,9 kV en la SET Castilla, lo cual con el transformador nuevo de 30 MVA también se ha corregido;

Que, por lo expuesto, ENOSA solicita reconsiderar la reserva física para la SET Piura Centro y reconocer el equivalente de la inversión programada (15 MVA) excedido con el suministro de un nuevo transformador de 30 MVA (para simultáneamente corregir la falencia de regulación automática y barra 22,9 kV en la SET Castilla), y mantener la inclusión del transformador de reserva para la SET Piura Centro en el Plan de Inversiones 2013-2017.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este extremo del petitorio, debe señalarse que ENOSA a cambio del transformador de 15 MVA aprobado en el Plan de Inversiones 2009-2013, como reserva para el Área de Demanda 1, adquirió uno de 30 MVA y lo instaló en la SET Castilla, aduciendo que en la SET Piura Centro no se dispone de espacio suficiente para: la implementación de un nuevo transformador, la ampliación del patio de llaves en 60 kV y un mayor número de celdas en 22,9 kV, por lo que resulta contradictorio lo que ahora sostiene la recurrente, en el sentido que la SET Piura Centro debe ser respaldada por un elemento físico disponible en la misma SET, como reserva real ante una contingencia;

Que, ante esta situación, conforme se señaló en la página 36 del IT, a fin de considerar este transformador desde el 03 de abril del año 2011 en que se ha puesto en servicio, según lo señalado por ENOSA, se ha considerado como adquirido desde esta oportunidad el transformador 60/22,9/10 kV que se había aprobado como reserva en el Plan de Inversiones 2009-2013, por lo que ENOSA deberá gestionar el Alta correspondiente según lo establecido en la Resolución Nº 244-2010-OS/CD;

Que, por otro lado, dada la indefinición respecto de la reserva de transformación más adecuada para el Área de Demanda 1, ENOSA deberá determinarla en la brevedad, mediante un estudio técnico-económico, que incluya el respectivo plan de contingencia, donde se definan 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, ante la falla algún transformador operativo;

Que, con respecto a lo señalado en el considerando anterior, es posible que existan varias alternativas para cubrir una eventual falla de algún transformador en operación, las cuales son de dominio de la propia empresa concesionaria, no siendo necesariamente la adquisición de un transformador de reserva la alternativa de mínimo costo en la estructuración del plan de contingencias para una red de transmisión;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.2 REVISIÓN DE LA VALORIZACIÓN DE COSTOS Y LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA SET PIURA SUR EN MAT (220 KV)

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA solicita la revisión de los costos y consideraciones del IT que sustenta la Resolución 151, así como condicionar la implementación de la nueva SET Piura Sur a la gestión de conformidad del COES, REP y financiamiento del MEM, manteniendo como opción la implementación de la LT Piura Oeste – Grau y SET 60/22,9/10 kV de 50 MVA, conforme fue propuesto en el Estudio presentado a OSINERGMIN;

Que, como argumento, la recurrente señala que en la Página 33 del IT, en el Cuadro Nº 6-4 "Selección de Alternativa Optima", habría un error en las cifras de la Alternativa 3 donde el costo de Transformación AT/MT (US$ 4 044 699) es elevado, así como en la alternativa 7 y similares con Transformación MAT/AT (US$ 2 666 946) que resulta bajo;

Que, ENOSA basa su pedido en que la SET Grau estaría ubicada en la zona de concesión, y seria pagada por la demanda, al ser aledaño a la zona urbana y permitir descargar demanda de las SET's Piura Centro y Castilla;

Que, sin embargo, agrega la recurrente, la ubicación propuesta por OSINERGMIN para la SET Piura Sur (debajo de la LT 220 kV, aledaña al cruce de la carretera hacia Catacaos) está fuera de la zona de concesión de ENOSA, alejado de la zona urbana de Piura, por lo que su operación requiere ineludiblemente de una SET complementaria de 60/22,9 /10 kV que se debe acercar a la zona urbana de Piura aproximadamente 4 km y cuya inversión debe ser considerada en el cuadro comparativo de costos;

Que, indica ENOSA, la carga de Catacaos (6 MW) cuyo Alimentador pasa cerca del lugar proyectado para la SET Piura Sur, será transferido definitivamente a la SET Coscomba a partir de fines del presente año, mediante un nuevo Alimentador en curso;

Que, refiere, siendo la SET Piura Sur proyectada para operar en la troncal del Sistema Principal de Transmisión norte, muy sensible a las restricciones de generación y calidad de servicio, es necesario previamente contar con la conformidad previa del COES y REP, ya que implica un nuevo punto de control, medición y protección para el SEIN, a cargo de un tercero;

Que, según argumenta, por la alta inversión de este Proyecto no se asegura el financiamiento con fondos asignados por FONAFE, del cual depende ENOSA. Debiéndose tener en cuenta además que, siendo ENOSA una concesionaria estatal, se encuentra sujeta a las normas del SNIP, y un proyecto de esta envergadura demandaría 4 años de gestión, aspectos que deberían considerarse para su programación.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en referencia a la revisión de los costos y consideraciones del IT, respecto al proyecto de la SET Piura Sur, cabe precisar que en una comparación de alternativas no necesariamente el costo integral de la transformación MAT/AT es mayor al de la transformación AT/MT, como es el caso de las alternativas 3 y 7 que menciona ENOSA en su recurso de reconsideración. Otro aspecto que influye en la determinación del valor presente de cada alternativa (que es lo que debe compararse), es la oportunidad de implementación de cada instalación;

Que, no obstante, el detalle del análisis de alternativas se muestra en los archivos Excel oportunamente publicados en la Web de OSINERGMIN, en el Cuadro Nº 2 del Informe Técnico Nº 456-2012-GART, que sustenta la presente resolución, se muestra el resume de costos requerido en este pedido.

Que, de la comparación de las alternativas 3 y 7, contenido en dicho Informe Técnico que sustenta la presente Resolución, el costo de la transformación AT/MT es mayor al de la transformación MAT/AT. En ese sentido, no es correcto lo que sostiene ENOSA al indicar que existen errores en la comparación de costos de las alternativas analizadas para el sistema eléctrico Piura-Chulucanas;

Que, en cuanto a la posible ubicación de la SET Piura Sur, según las coordenadas tomadas en campo (en mayo de 2012, con participación del representante de ENOSA) y trazadas en el Plano Geo-referenciado enviado por la propia recurrente, se observa que la ubicación de la SET Piura Sur se encuentra dentro de la zona de concesión de ENOSA y dentro de una zona urbana en desarrollo, conforme se muestra en el Gráfico Nº 01 consignado en el Informe Técnico que sustenta la presente Resolución;

Que, respecto a considerar una SET complementaria 60/22,9/10 kV cercana a la zona urbana de Piura (aproximadamente 4 km de acercamiento), cabe indicar que todas las alternativas analizadas por OSINERGMIN son técnicamente viables y excluyentes entre sí; en ese sentido, no corresponde incluir una SET complementaria 60/22,9/10 kV a 4 km de la SET Piura Sur 220/60/MT kV, cuando desde esta última se logra cubrir la demanda de la zona sur de Piura (La Legua, Simbila y Catacaos) y descargar eficientemente tanto la SET Piura Oeste como las SET's Piura Centro y Castilla;

Que, la intersección entre los radios de influencia en 10 kV (5 km) de las tres subestaciones (Piura Sur, Piura Centro y Castilla) abarca adecuadamente la zona urbana de la ciudad de Piura;

Que, sobre las dificultades que afrontaría ENOSA para la implementación de la SET Piura Sur, al tratarse de una instalación que involucra instalaciones en 220 kV a cargo de un tercero, es del caso señalar que conforme al numeral VI) del literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la recurrente pudo solicitar al Ministerio de Energía y Minas que evalúe la posibilidad de considerar a la SET Piura Sur en la lista de proyectos del Plan de Inversiones a ser licitados por este órgano rector; sin embargo se ha verificado que ENOSA no ha hecho uso de esta prerrogativa;

Que, por último, respecto al tiempo de 4 años que ENOSA manifiesta requerir para gestionar la implementación de la SET Piura Sur, no es correcto establecer la fecha de implementación de una instalación en función al tiempo requerido para la consecución de las autorizaciones de parte del SNIP o FONAFE u otra institución, ya que el planeamiento de la expansión de la transmisión sólo toma en cuenta los plazos técnicos que se requieren para la fabricación, transporte, montaje y puesta en servicio del equipamiento que conforma la alternativa de mínimo costo, a fin de atender adecuada y oportunamente el crecimiento de la demanda;

Que, en caso la recurrente posponga este proyecto, queda bajo su exclusiva responsabilidad las restricciones del suministro que ello origine, así como las sanciones que se ameriten por incumplimiento del Plan de Inversiones;

Que, por los argumentos señalados, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.3 CORRECCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR PARA LA SET LOS EJIDOS Y, AJUSTAR SU COSTO Y FECHA DE IMPLEMENTACIÓN.

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA considera que por error (de ellos mismos) se ha dimensionado para la SET Los Ejidos un Transformador de 15 MVA con niveles de tensión de 60/22,9/10 kV, debiendo ser solo de 60/22,9 kV, ya que el sistema eléctrico en la zona de influencia de esta SET está ubicado fuera del radio urbano y compuesto por extensas áreas de producción agropecuaria y zonas rurales, donde se cuenta solo con Alimentadores de 22,9 kV. No existen redes de 10 kV en su entorno, por lo que debe suprimirse este nivel de tensión;

Que, agrega ENOSA, su implementación está sujeta a normas del SNIP, por lo que la gestión para su implementación demanda como mínimo 3 años, aspecto que debe considerarse en su programación.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, OSINERGMIN, previo análisis de flujos de potencia, encontró procedente atender la solicitud realizada por ENOSA en la etapa de opiniones y sugerencias a la prepublicación, respecto a la implementación del

transformador 60/22,9/10 kV, 15 MVA en la SET Los Ejidos, conjuntamente con las celdas de transformación y celdas de alimentadores, a fin de descargar prioritariamente la SET Piura Centro tanto en 22,9 kV como en 10 kV;

Que, de otro lado, en cuanto al argumento de los tiempos necesarios que requiere para cumplir con las normas del SNIP, hacemos de aplicación lo señalado en el numeral 2.2.2;

Que, en caso la recurrente posponga este proyecto, mediante transferencia de carga de la SET Piura Centro a la SET Castilla, según sostiene, queda bajo su exclusiva responsabilidad las restricciones del suministro desde la SET Piura Centro por sobrecarga del actual transformador, así como las sanciones que se ameriten por incumplimiento del Plan de Inversiones;

Que, por los argumentos señalados, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.4 OMISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SEGUNDA LT 60 KV PIURA OESTE – PAITA.

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita omitir la implementación de la segunda LT 60 kV Piura Oeste – Paita y complementos, considerando que la localidad de Paita tiene alta confiabilidad al tener suministro eléctrico a través de un sistema anillado y con la operación de 2 nuevas Centrales Térmicas en su cercanía. Y en su lugar - para el periodo del PI 2013-2017- considerar un regulador de compensación estático a efectos de asegurar la operación y suministro en condiciones de déficit por falla, mantenimiento o régimen de generación de las centrales térmicas indicadas;

Que, ENOSA observa que el PI aprobado por la Resolución 151, considera para el 2015 la ejecución de la LT 60 kV Piura Oeste — Paita (segunda terna), contradiciendo el análisis de alternativas contenido en el IT que la sustenta, pues tal como se señala en la página 29 del IT, en el numeral 6.2.2 Análisis de Alternativas, el anillo existente en 60 kV entre las SET's Piura Oeste, Paita, El Arenal y Sullana, ha sido reforzado, y en él se han conectado dos nueva fuentes de generación térmica;

Que, agrega ENOSA, la calidad de tensión en las barras 60 kV se garantiza con la reciente puesta en operación de las centrales eléctricas de Sudamericana de Energía (30 MW) y Agrícola del Chira (17 MW) aledañas a las SET's Paita y El Arenal, respectivamente;

Que, por lo expuesto, en concordancia con el IT, hasta el año 2022 este anillo no requerirá de refuerzos adicionales a los ya efectuados.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, mediante el análisis de flujos de carga se demostró que la segunda terna de la LT 60 kV Piura Oeste-Paita es fundamental para el anillo 60 kV Piura-Paita-Sullana, coincidiendo con lo descrito por ENOSA en su propuesta final del Plan de Inversiones 2013-2017, por lo que la Resolución 151la exige;

Que, sin embargo, por lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, que establece que los requerimientos de confiabilidad para las líneas de transmisión, cuyos límites de demanda son establecidos por OSINERGMIN, se deberán alcanzar progresivamente en un lapso de dos fijaciones tarifarias consecutivas, contado a partir de la fijación del año 2013, se atenderá lo solicitado por ENOSA, en el sentido de omitir para el presente período tarifario la implementación de la segunda LT 60 kV Piura Oeste – Paita;

Que, sin perjuicio de lo señalado en el considerando anterior, resulta necesario dejar constancia que sin la segunda LT 60 kV Piura Oeste- Paita, el sistema 60 kV no puede soportar la pérdida de una de las actuales líneas "Piura Oeste-Paita" ó "Piura Oeste-Sullana", que pertenecen al anillo 60 kV, por lo que será de exclusiva responsabilidad de la recurrente las restricciones de suministro a las que conlleven estas situaciones de contingencia;

Que, en cuanto a la compensación de energía reactiva sugerida por ENOSA en este petitorio, corresponderá a la recurrente justificarlo como parte de una posterior solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2013-2017, donde tendrá que sustentar el tipo del compensador requerido, su dimensionamiento, su localización y el nivel de tensión en el que se inyectaría energía reactiva al sistema, teniendo presente:

- Que un compensador de energía reactiva no puede suplir el déficit de energía activa ante una eventual pérdida de generación local, por falla, mantenimiento o reducción del régimen de generación de las centrales térmicas "Sudamericana de Fibras" ó "Agrícola del Chira", a las que se refiere ENOSA en este petitorio;

- Que, un compensador de energía reactiva tiene como misión el mejoramiento de los perfiles de tensión en condiciones normales de operación y no de suplir un déficit de energía reactiva en condiciones de contingencia, ya que no es eficiente mantener este tipo de equipamiento para que opere fundamentalmente ante contingencias;

Que, por lo expuesto, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, en el sentido que se omitirá del Plan de Inversiones 2013-2017, la implementación de la segunda LT 60 kV Piura Oeste-Paita y no considerar la compensación reactiva requerida por no haberse justificado técnicamente.

2.5 NO OMISIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 30 MVA PARA LA SET EL ARENAL

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita no omitir el transformador de 30 MVA, aprobado para la SET El Arenal en el Plan de Inversiones 2009-2013, mediante Resolución OSINERGMIN Nº 184-2009-OS/CD;

Que, al respecto, señala ENOSA que en la página 66 del IT que sustenta la Resolución 151, se desestima este elemento, sin tener en cuenta que su fabricación ya está en curso luego de agotar la gestión para su adquisición: elaboración de Bases, financiamiento, concurso y Buena Pro otorgada a la empresa ABB con carta GG-399-2012;

Que, según enfatiza ENOSA, la adquisición de este equipo se ha realizado por exigencia reiterada de OSINERGMIN que ha fiscalizado mensualmente este cumplimiento, tal como se nota en el Oficio Nº 4558-2011-OS-GFE;

Que, agrega ENOSA, la adquisición de este equipo no ha sido objeto de observación en el Informe Técnico Nº 0111-2012-GART que sustenta la Pre publicación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013- 32017 del Área de Demanda 1;

Que, ENOSA finaliza este petitorio, sugiriendo como opción, que este suministro sea considerado como el transformador de reserva para la SET Piura Centro (30 MVA) considerado en la Pre-publicación del Plan de Inversiones 2013-2017 del Área de Demanda 1, según figura en la Página 85 del Informe Técnico Nº 0111-2012-GART y excluido en la Resolución 151conforme lo señala en su primer petitorio.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el transformador de 30 MVA previsto para la SET El Arenal se aprobó en el año 2009 mediante la Resolución OSINERGMIN Nº 184-2009-OS/CD, sin embargo ENOSA remodeló la SET El Arenal en el año 2010 e implementó un nuevo transformador de la misma capacidad que el antiguo: 10 MVA;

Que, según la revisión de la proyección de la demanda para fines de establecer el Plan de Inversiones 2013-2017, se verificó que la demanda a atenderse desde la SET El Arenal se ha deprimido, en correlación a la decisión de ENOSA de sólo instalar un transformador de 10 MVA equivalente al antiguo, resultando que el transformador de 30 MVA se requiere recién a partir del año 2017;

Que, asimismo, durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017, ENOSA no informó sobre el proceso de adquisición de este transformador ni propuso un nuevo destino para el mismo, ya que en su propuesta final del Plan de Inversiones 2013-2017 identificó su requerimiento para el año 2017, por lo que de haberlo adquirido como sostiene, corresponderá a la recurrente proponer su utilización hasta antes del año 2017, como parte de una posterior solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.6 CORRECCIÓN DE LA FECHA PREVISTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO TRANSFORMADOR EN LA SET CHULUCANAS

2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA solicita se corrija la fecha prevista para la implementación del nuevo transformador en la SET Chulucanas, considerada para el año 2013 según figura en la página 68 en el cuadro E 1 del IT que sustenta la Resolución 151, teniendo presente que la gestión de este tipo de proyecto, sujeto al SNIP, demanda como mínimo 2 años.

2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, efectivamente, OSINERGMIN ha aprobado para la SET Chulucanas un nuevo transformador para el año 2013, en concordancia con la propuesta final de ENOSA, donde presentó un programa de obras que incluía el transformador de la SET Chulucanas para el año 2013;

Que, además, según el incremento de la demanda en la zona, éste transformador es requerido desde el año 2012, sin embargo por los períodos técnicos que se requieren para su implementación se consideró su puesta en servicio en el año 2013;

Que, no es correcto programar la implementación de alguna instalación en función a los tiempos, que según señala ENOSA, se requieren para la consecución de las autorizaciones de parte del SNIP o FONAFE, para lo cual hacemos de aplicación nuestro análisis efectuado en el numeral 2.2.2 de la presente resolución;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.7 EXCLUSIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017, LA NUEVA LT 60 KV BAYOVAR - PUERTO RICO Y SET.

2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA solicita excluir del Plan de Inversiones 2013-2017, la nueva LT Bayovar - Puerto Rico y SET Puerto Rico, para evitar falsas expectativas, y supeditarlo a la autorización de conexión y al plazo de gestión del proyecto bajo lineamientos del SNIP;

Que, la recurrente señala que el Plan de Inversiones aprobado mediante la Resolución 151, considera para el año 2014 la ejecución de la LT 60 kV Bayovar - Pto. Rico y SET Puerto Rico de 15 MVA; sin embargo, el punto de suministro propuesto pertenece a una empresa privada que no ha autorizado su conexión y además no se cuenta con el estudio necesario, por lo cual la ejecución de este proyecto no puede ser fechada y considerada como una obligación de ENOSA en el corto plazo;

Que, precisa la recurrente que el mandato de conexión solicitado por ENOSA para atender la localidad de Bayovar, se refirió a todo el sistema eléctrico de la empresa Vale Rio Dolce: SET La Niña, Línea 138 kV, SET Bayovar, SET Descarga y SET Puerto, la cual fue denegada por OSINERGMIN con Resolución OSINERGMIN

Nº 174-2011-OS/CD; sin embargo, en el análisis del IT, numeral 6.2.2.2, página 33 y siguientes, se considera que el pedido de ENOSA se delimitó a las instalaciones de 60 y 22,9 kV de la SET Descarga de la empresa Vale Rio Dolce, y que solo ello ha sido desestimado, lo cual es incorrecto;

Que, agrega ENOSA que en la Resolución OSINERGMIN Nº 174-2011-OS/CD se confirma que las instalaciones de transmisión y SET de dicha empresa corresponden a un Sistema Complementario de Transmisión y que el propietario declaró "no tener capacidad disponible" por tener proyectos de ampliación que coparían toda de capacidad de transmisión (40 MVA), además de condiciones de inversión que no le obligan a permitir el uso de sus redes para dar suministro a terceros;

Que, de tal manera, según la recurrente, no se trata de un impedimento de conexión a la SET Descarga como indica el análisis del IT, dando a entender que se cuenta con opciones de solicitar conexión a la barra de 60 kV o 138 kV de la SET Bayovar, lo cual no es correcto y, a la fecha tal situación no ha cambiado, por lo que la propuesta de conexión a la barra 60 kV de la SET Bayovar, u otra similar, no tiene sustento;

Que, por lo expuesto, concluye la recurrente, este Proyecto en el Estudio del Plan de Inversiones 2013-2017 siempre fue condicionado y no se propuso en obligación, por lo que se solicita reconsiderar su apreciación y excluir su programación para el año 2014, ni próximo, pues como se indicó en la carta R-145-12 de ENOSA, opinión 5, incluido en la Página 45 del IT, la titularidad estará supeditada a la respuesta que dé la empresa "Vale Rio Dolce".

2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación a este pedido, es necesario precisar que en el numeral IV de la solicitud de mandato de conexión que ENOSA presentó a OSINERGMIN con fecha 26 de julio de 2011, se señala claramente que los dos puntos de conexión donde requería se dicte el mandato, son: el Punto A en barra 22,9 kV de la SET Descarga y el Punto B en Barra 60 kV de la SET Descarga; por lo que no es correcto lo argumentado por ENOSA al respecto en este petitorio;

Que, con base en la precisión a la que se refiere el párrafo anterior, ENOSA consideró que podía pedir la revisión de la Resolución OSINERGMIN Nº 174-2011-OS/CD que denegó su solicitud de mandato de conexión ó, reformular la solicitud de mandato de conexión desde la barra 60 kV de la SET Bayovar; consideración en la cual se basó para formular su propuesta de Plan de Inversiones 2013-2017; por lo que resulta extraño que en este petitorio sostenga lo contrario;

Que, al respecto, mediante carta de fecha 12 de setiembre de 2012, la Compañía Minera Miski Mayo S.R.L. ha presentado sus comentarios (opiniones y sugerencias) al recurso de reconsideración de ENOSA, donde considera:

- Que, existen alternativas que podrían hacer viable la coexistencia de lo establecido en el Plan de Inversiones 2013-2017 y las instalaciones de Miski Mayo;
- Que, sí resulta viable permitir a ENOSA el acceso a sus instalaciones, en atención a los principios establecidos en el numeral 11.4 del Reglamento de Transmisión y numeral 1.9 del "Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica" aprobado con Resolución OSINERG Nº 091-2003-OS/CD, siempre y cuando ENOSA ejecute las obras de ampliación correspondientes que permitan la conexión sin afectar el desarrollo de los proyectos de Miski Mayo a realizarse a través de la capacidad disponible que ya se encuentra comprometida;
- Que, para el efecto, requiere la suscripción de un convenio con ENOSA donde se pacten las condiciones de conexión a la SET Bayóvar;

Que, ante esta situación, corresponde a ENOSA realizar las coordinaciones con la empresa minera Vale Miski Mayo, a fin de que continúe con las gestiones necesarias para llevar a cabo el proyecto LT 60 kV Bayóvar-Puerto Rico y SET Puerto Rico;

Que, en cuanto a la reprogramación de la implementación de este proyecto, hasta después del año 2015 según lo sugiere ENOSA, se considera atendible esta parte del petitorio dado que la demanda que se ha estimado atender desde la SET Puerto Rico bordea los 6,5 MW al año 2016. Entre tanto, queda bajo exclusiva responsabilidad de ENOSA la previsión de lo necesario para garantizar el suministro eléctrico al crecimiento de la demanda de las cargas que atiende en la zona;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado fundado, en lo referente a la reprogramación de la implementación del proyecto LT 60 kV Bayóvar-Puerto Rico y SET Puerto Rico.

2.8 CONSIDERACIÓN DE NUEVA OPCIÓN PARA EVITAR UN INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA SET CHARÁN.

2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ENOSA solicita poner a consideración de ELECTROPERU la transferencia de carga de la barra 33 kV a la barra 10 kV de la SET Charán, a partir del año 2016 y así evitar el incremento de la capacidad de transformación en dicha SET, teniendo en cuenta que ELECTROPERU desea evitar la inversión en otro Transformador de 60/33/10 kV para la SET Charán, sólo por sobrecarga del devanado de 33 kV.

2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con Oficio Nº 657-2012-GART, de fecha 6 de setiembre de 2012, OSINERGMIN solicitó a ELECTROPERU su pronunciamiento respecto a este pedido, habiéndose obtenido como respuesta la carta G-764-2012, donde ELECTROPERU manifiesta que la alternativa planteada por ENOSA representaría un mayor peligro para su Central Térmica Tumbes que la opción de incrementar la capacidad de transformación en la SET Charán;

Que, agrega ELECTROPERU que de concretarse la mencionada conexión en 10 kV, propuesta por ENOSA, debiera preverse los mecanismos necesarios para que ENOSA reconozca a ELECTROPERU todos los daños y perjuicios que ello ocasione a los grupos y equipos de su C.T. Tumbes y SET Charán;

Que, por otro lado, en cuanto a la solicitud que ELECTROPERU ha comunicado haber presentado al MINEM, para que este proyecto sea licitado a fin de que su implementación y explotación esté a cargo de un tercero, ésta ha sido denegada mediante Oficio Nº 1158-2012-MEM/DGE de fecha 19 de setiembre de 2012;

Que, ante esta situación, queda vigente la responsabilidad de ELECTROPERU de implementar el segundo transformador 60/33/10 kV en la SET Charán, conforme está aprobado en el Plan de Inversiones 2013-2017.

Que, sin embargo, queda abierta la posibilidad que ENOSA coordine con ELECTROPERU sobre la mejor solución para atender el crecimiento de la demanda que es atendida en el radio de influencia de la SET Charán, y las conclusiones a las que arriben lo hagan saber a OSINERGMIN como parte de una próxima solicitud de modificación del Plan de Inversiones 2013-2017, ciñéndose a lo dispuesto en el numeral VII), literal d), del Artículo 139º del Reglamento de la LCE;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado infundado.

Que, se han emitido los informes Nº 456-2012-GART y Nº 452-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por Electronoroeste S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.4 y 2.7, por las razones expuestas en los numerales 2.4.2 y 2.7.2, respectivamente, de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración presentado por Electronoroeste S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 2.6 y 2.8 por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.8.2 respectivamente, de la presente resolución.

Artículo 3º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse mediante resolución complementaria.

Artículo 4º.- Incorpórese los Informes Nº 456-2012-GARTy Nº 452-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 5º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 205-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013; contra la cual, el 13 de agosto de 2012, el Proyecto Especial Olmos Tinajones (en adelante "PEOT"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") a que se refieren los Artículos 44º y 62º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas

(en adelante "LCE"), así como las tarifas y compensaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151, contra la cual PEOT, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración;

Que, conforme al procedimiento regulatorio, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de PEOT.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, de acuerdo con el contenido del recurso interpuesto por PEOT, el recurrente solicita lo siguiente:

a. Se excluya del Plan de Inversiones 2013-2017, la programación de la baja de la celda Línea - Transformador 60 kV de la SET Illimo, prevista para el año 2017;

b. Se corrija la premisa considerada en la Resolución 151, consistente en que las líneas 6032 y 6033, salgan y lleguen a las mismas celdas de línea de 60 kV, por lo que, solicita se modifique el Plano Unifilar del SER 2013 – 2017, tomando en cuenta a las líneas 6032 y 6033, como independientes.

2.1 EXCLUIR DEL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017, LA PROGRAMACIÓN DE LA BAJA DE LA CELDA LÍNEA-TRANSFORMADOR 60 KV DE LA SET ILLIMO

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, PEOT solicita que la programación de la baja de la celda Línea-Transformador 60 kV de la SET Illimo, prevista para el año 2017, según se ha consignado en el Cuadro E3 del Informe Técnico Nº 275-2012-GART, que sustenta la Resolución 151, en lo que corresponde al Área de Demanda 2, sea anulada;

Que, al respecto la recurrente manifiesta que la SET Illimo viene operando con un transformador 60/22,9/10 kV de 6,25/6,25/3,125 MVA ONAF, con su correspondiente Celda de Línea -Transformador 60 kV, de propiedad de PEOT y no de Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), como erróneamente lo considera OSINERGMIN;

Que, según señala, conforme al Anexo C del Informe Nº 275-2012-GART, "Diagrama Unifilar del SER 2013 – 2017", OSINERGMIN ha programado para el año 2017 la instalación en la SET Illimo de un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 15 MVA, en reemplazo del actual de 60/22,9/10 kV de 6,25/6,25/3,125 MVA; por lo que resulta coherente que en la oportunidad de la instalación de dicho nuevo transformador debe instalarse una nueva celda en 60 kV ó mantenerse la actual Celda de Línea-Transformador 60 kV;

Que, asimismo, indica que en los cuadros E1 y E2 del Anexo E del Informe Nº 275-2012-GART, Plan de Inversiones 2013 - 2017, no existe la programación para ejecución, en el año 2017 u otro año, del nuevo transformador de 15 MVA en la SET Illimo, ni tampoco de la celda 60 kV necesaria para su operación, lo que significaría dejar sin servicio eléctrico a todas las poblaciones, industrias y pozos de bombeo que se abastecen a través de la SET Illimo de propiedad del PEOT, al dar de baja la referida celda;

Que, argumenta PEOT, que la puesta en servicio del nuevo transformador de 15 MVA, considerada por OSINERGMIN para la SET Illimo a partir del 01 de mayo del año 2017, corresponde al siguiente Plan de Inversiones del periodo 2017 - 2021, por lo que la programación de la baja de la celda Línea- Transformador 60 kV de la SET Illimo, también correspondería a partir del 01 de mayo del año 2017, es decir, al próximo Plan de Inversiones y no al periodo comprendido entre mayo 2013 y abril 2017;

Que, PEOT sostiene que la programación de la baja de la Celda de Línea - Transformador 60 kV, de la SET Illimo, es errónea, por lo que solicita a OSINERGMIN proceda a anular la baja de dicha celda del Plan de Inversiones 2013 - 2017.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, es necesario precisar que, de acuerdo al programa de rotación de transformadores contenido en el Formato F-203 publicado en la web de OSINERGMIN, como parte del sustento de la Resolución 151, el transformador 60/10 kV de 6,25 MVA de la SET La Viña, rotaría el año 2012 a la SET Illimo con su respectiva Celda Línea-Transformador 60 kV, ya que en dicho año se rotaría un transformador 60/10 kV de 17,5 MVA proveniente de la SET Chiclayo Oeste a la SET La Viña;

Que, en ese sentido, desde el año 2012 operarían en la SET Illimo dos transformadores, el actual 60/22,9/10 kV de 6,25/6,25/3.125 MVA con sus propias celdas de transformación y el proveniente de la SET La Viña 60/10 kV de 6,25 MVA con su respectiva Celda Línea - Transformador 60 kV, hasta el año 2017, en que se prevé la implementación de un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA para la SET Illimo en reemplazo de los dos que se encontrarían operando. Vale mencionar que el nuevo transformador, operaría con las celdas de transformación del actual transformador 60/22,9/10 kV de 6,25/6,25/3,125 MVA, correspondiendo la baja de la Celda Línea-Transformador 60 kV que rotó desde la SET La Viña conjuntamente con el transformador 60/10 kV de 6,25 MVA;

Que, no obstante, se considera correcta la apreciación de PEOT, en el sentido que la baja de la referida celda, debe programarse para la misma oportunidad en que se prevé la puesta en servicio del nuevo transformador

60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Illimo, es decir con fecha posterior a abril 2017 dentro del próximo Plan de Inversiones, por lo que no corresponde que sea consignado en el Cuadro E3 del Informe Técnico Nº 275-2012-GART, debiendo retirarse del Plan de Inversiones 2013 - 2017;

Que, por los fundamentos expuestos, el presente petitorio deberá ser declarado fundado.

2.2 CORREGIR LA PREMISA DE QUE LAS LÍNEAS 6032 Y 6033, SALGAN Y LLEGUEN DE LAS MISMAS CELDAS DE LÍNEA 60 KV

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, PEOT solicita corregir la premisa de que las líneas de transmisión 6032 y 6033, salen de la SET Chiclayo Oeste desde una misma celda de línea 60 kV y llegan a la SET Illimo a una misma celda de línea 60 kV;

Que, señala la recurrente que OSINERGMIN en el Anexo C del Informe Nº 275-2012-GART, "Diagrama Unifilar del SER 2013 – 2017", ha considerado que las líneas de transmisión 6032 y 6033 salgan y lleguen de las mismas celdas de línea 60 kV, sin que se haya tomado en cuenta que dichas líneas corresponden a la ejecución, por parte del PEOT, de un proyecto elaborado por Electroperú S.A. en el año 1992 y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas;

Que, PEOT argumenta que, según el referido proyecto, las dos líneas son independientes con sus propias celdas 60 kV, tanto en la SET SECHO como en la SET Illimo, a fin de que puedan ser puestas en paralelo, sin afectar la ya existente;

Que, la recurrente sostiene que si las LT 6032 y 6033 saliesen y llegasen de las mismas celdas, tal como lo considera OSINERGMIN, la falla en una de las líneas significaría la desconexión de las dos y consecuentemente el traslado de su carga a la nueva línea de ENSA, en cambio si las dos líneas operasen independientemente, la afectación de una falla sólo significaría la desconexión de la línea fallada, quedando la segunda línea con capacidad de transmitir la potencia requerida, en tal sentido la premisa de OSINERGMIN no resultaría técnica;

Que, en este sentido, PEOT solicita que OSINERGMIN proceda a corregir el Plano Diagrama Unifilar del SER 2013 - 2017, ya que la inversión en dos celdas 60 kV en la SET Illimo, es mínima, comparada con la inversión de las indicadas líneas, debiendo considerar a las LT 6032 y 6033 como independientes.

2.2.2 ANALISIS DE OSINERGMIN

Que, es del caso precisar que los requerimientos de la demanda y condiciones de operación de este sistema han cambiado respecto a lo que podría haber previsto Electroperú S.A. en el año 1992, en donde se elaboró el proyecto, según manifiesta PEOT; ya que según los resultados del análisis de flujos de potencia realizados, se evidencia que la sección (107 mm2) del conductor AA6201, de ambos circuitos operados por PEOT, resulta insuficiente para atender adecuadamente la demanda eléctrica actual y proyectada de la zona Lambayeque-Illimo-Motupe-Olmos;

Que, por tal razón, desde la aprobación del Plan de Inversiones 2009 - 2013, una de las premisas para el análisis de alternativas de desarrollo del sistema de transmisión Chiclayo – Lambayeque – Illimo – Motupe – Olmos, fue que ambos circuitos de la LT 60 kV, con conductor AA6201 de 107 mm2, de propiedad de PEOT, deben partir de la SET Chiclayo Oeste desde una misma celda de línea 60 kV y lleguen cortocircuitados a la altura de la SET Illimo, a fin de mejorar las condiciones de operación del tramo restante Illimo-Motupe-Olmos-Occidente, conforme se muestra en el informe técnico que sustenta la presente resolución;

Que, la premisa antes mencionada, fue tomada como base desde el año 2008 para el análisis del desarrollo de la transmisión en la zona Chiclayo – Illimo –Motupe – Olmos, siendo esta la primera oportunidad en que es cuestionada por PEOT;

Que, a fin de evitar que cualquier nueva línea desarrollada con sección de conductor mayor resulte congestionada por cualquiera de estos dos circuitos de 107 mm2, como por ejemplo la nueva línea Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur – Lambayeque, aprobada en el Plan de Inversiones 2009 - 2013 y últimamente construida por ENSA con conductor AAAC de 240 mm2, se optó por configurar ambos circuitos como una sola línea (multiconductor de dos conductores por fase) con conductor equivalente a 220 mm2 aproximadamente,;

Que, con tal propósito, para efectos del proceso de formulación del Plan de Inversiones 2013 - 2017, también se ha previsto que la celda de línea 60 kV que quedaría libre en la SET Chiclayo Oeste, se traslade a la SET Illimo para la llegada de la línea equivalente (los dos circuitos de 107 mm2) a la que se refiere el párrafo anterior;

Que, por otro lado, si ambos circuitos continuaran operando de manera independiente no sólo originaría la congestión de nuevas líneas de mayor sección que se implementen, sino que la reducida sección de conductor de cada circuito no permitiría respaldar la falla de uno de ellos y mucho menos la falla de la nueva línea de mayor sección, y por sobrecarga saldrían de servicio todas las líneas;

Que, en este orden, la premisa de que las LT 6032 y 6033 salgan de la SET Chiclayo Oeste desde una misma celda de línea 60 kV y lleguen a la SET Illimo a una misma celda de línea 60 kV, obedece a un criterio absolutamente técnico;

Que, no obstante, queda abierta la posibilidad que PEOT en coordinación con ENSA soliciten en su oportunidad, una revisión del Plan de Inversiones 2013 -2017, donde fundamenten una solución más eficiente para continuar con el desarrollo del sistema eléctrico 60 kV Chiclayo – Illimo – Motupe – Olmos – Occidente, la cual deberá ser evaluada y de ser el caso, considerada; entre tanto, dado que el presente pedido no ha sido acompañado del sustento técnico y económico debido, el esquema de desarrollo de este sistema de transmisión 60 kV se mantiene conforme está aprobado a través de la Resolución 151;

Que, por los argumentos señalados en este extremo del recurso, este petitorio debe ser declarado infundado.

Que, se han emitido los Informes Nº 457-2012-GART y Nº 431-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración presentado por el Proyecto Especial Olmos Tinajones contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en el extremo que solicita la exclusión de la programación de baja de la celda Línea - Transformador 60 kV de la SET Illimo contenida en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración presentado por el Proyecto Especial Olmos Tinajones contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en el extremo que solicita modificar el Plano Diagrama Unifilar del SER 2013 – 2017, por las razones expuestas en el numeral 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Incorpórese los Informes Nº 457-2012-GART y Nº 431-2012-GART, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4º.- Las modificaciones que motive la presente resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse mediante Resolución complementaria.

Artículo 5º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe junto con con los Informes a que se refiere el artículo precedente.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 206-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013; contra la cual el 13 de agosto de 2012, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") a que se refieren los Artículos 44º y 62º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las tarifas y compensaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151, contra la cual Hidrandina, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración;

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, 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 se modifique la RESOLUCIÓN, de acuerdo a lo siguiente:

a) Que, se precise lo referente al reconocimiento de inversiones para ampliación de la SET Cajamarca Norte;

b) Que, se apruebe el Transformador 220/60/10 kV de 75/75/12,5 MVA a cambio de Transformador 220/60/23 kV de 50/40/20 MVA aprobado para la SET Cajamarca Norte;

c) Que, se reconozca el banco de capacitores de 5,5 MVAR para la SET Cajabamba, a cambio del de 4 MVAR reprogramado;

d) Que, se reconozca el Costo de Operación y Mantenimiento (en adelante "COyM") del transformador de reserva 60/22,9 kV de 12,5 MVA, situado en la SET Porvenir;

e) Que, se reconozca la inversión para la rotación del transformador de reserva 60/10 kV de 20/25 MVA, desde la SET Cajamarca a la SET Moyococha;

f) Que, se incluya el transformador 66/22,9/13,2 kV de 9/5/7 MVA puesto en servicio en la SET Ticapampa;

g) Que, se adelante para el año 2014 la puesta en servicio del transformador 138/60/23 kV de 15 MVA en la SET Sihuas;

h) Que se reconozca la inversión para la rotación del transformador de reserva 66/13,8 kV de 5 MVA, de la SET Ticapampa a la SET Carhuaz;

i) Que, se reconozca el transformador 33/13,8 kV de 3 MVA de la SET La Florida, a partir del 03 de julio de 2011;

j) Que, se reconozca para la SET Trujillo Sur un nuevo transformador 138/60/10,7 kV de 50/24/36 MVA ONAN, a cambio del transformador 138/23/10 kV de 30 MVA;

k) Que, se reconozca una nueva celda línea – transformador de 33 kV y 3 celdas de Alimentador 10 kV, para la nueva SET Huaca del Sol.

l) Que, se considere el devanado 23 kV para el transformador de la nueva SET Malabrigo, incluyendo las celdas MT necesarias;

m) Que, se postergue la implementación del nuevo transformador 33/10 kV de 15 MVA en la SET Casagrande 2 y no rotar a la SET Otuzco el transformador existente;

n) Que, se reconozca la inversión para la rotación del transformador 34,5/10 kV de 6,5 MVA; de la SET Trujillo Sur a la SET Casagrande 1;

o) Que, se corrija el número de celdas de Alimentadores en MT para la futura SET Trujillo Centro;

p) Que, se incluya una celda en 22,9 kV para la SET Chimbote Sur;

q) Que, se incluya una celda en 22,9 kV y no en 13,8 kV, en la SET Nepeña;

r) Que, se reconozcan 02 celdas de Alimentador 22,9 kV, 03 celdas de Alimentador 10 kV y una celda de medición en 10 kV, en la nueva SET Guadalupe 2;

s) Que, se reconozca la inversión y COyM del transformador de reserva 60/22,9-13,8-10 kV de 18/18/6 MVA, a rotarse de la SET Virú a la SET Pacasmayo e inversión para su reposición;

t) Que, se reconozcan celdas de medición en nuevas SET's y nuevas barras MT;

u) Que, se corrija el Cuadro E3 del Informe, referente a la "Programación de Bajas";

v) Que, se considere para la SET Porvenir celdas tipo convencional al exterior y no Metal Clad al interior;

w) Que, se corrija la incoherencia entre los cuadros E1 y E2 del Informe 276-2012-GART, en los que se repite un mismo transformador;

2.1 PRECISIÓN REFERENTE AL RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES PARA AMPLIACIÓN DE LA SET CAJAMARCA NORTE

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que con relación al texto: *"...el cual será remunerado a partir de su puesta en operación comercial y de conformidad con los dispositivos legales aplicables para este caso específico"*, aludido en el análisis de la Opinión 12, contenido en el Anexo A del Informe 276-2012-GART (en adelante el "Informe"), gestionará el reconocimiento de la inversión de la ampliación de la SET Cajamarca Norte en base al Artículo 2º del Decreto Supremo Nº 031- 2011-EM, que reglamenta el Decreto de Urgencia Nº 037-2008, por el cual "OSINERGMIN determinará sin realizar ningún tipo de evaluación previa ni posterior el cargo adicional a que se refiere el Artículo 5º del Decreto de Urgencia Nº037-2008 sobre la base de los costos que le sean informados por la empresa estatal mediante un Informe, que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador";

Que en ese sentido, Hidrandina solicita que en la conclusión se incorpore que la implementación del proyecto será reconocido de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3º de la Resolución Ministerial Nº 198-2011 MEM/DM,

teniendo en cuenta además lo establecido en el Decreto de Urgencia (DU) Nº 037-2008, Decreto Supremo (DS) Nº 031- 2011-EM, DU Nº 049-2011 y DS Nº 002-2012-EM.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de conformidad con el Artículo 2º del Decreto de Urgencia Nº 037-2008, corresponde al Ministerio de Energía y Minas declarar las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, en cuyo caso requerirá a las empresas del Sector en las que el Estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios, al amparo del artículo 23º de la Ley de Contrataciones del Estado (Decreto Legislativo Nº 1017);

Que, por su parte, el Artículo 5º del referido decreto de urgencia dispone que los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra la empresa estatal en aplicación del artículo 2 del mismo cuerpo normativo, para el SEIN o los Sistemas Aislados, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo con un factor de asignación, el cual será igual a 1.0 para los Usuarios Regulados, 2.0 para los Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y 4.0 para los Grandes Usuarios;

Que, de acuerdo con el marco normativo antes expuesto, mediante Resolución Ministerial Nº 198-2011-MEM/DM se declaró la existencia de situación de restricción temporal de generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica a la zona norte y en la zona de Cajamarca del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), requiriéndose además a Hidrandina para que, al amparo del artículo 3 del Decreto de Urgencia Nº 037-2008, efectúe las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarias para instalar un Transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca y otras instalaciones complementarias;

Que, en ese sentido, la instalación del Transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca y otras instalaciones complementarias, tiene su propio régimen de remuneración estipulado en el Artículo 5º del Decreto de Urgencia 037-2008 antes citado, por lo que no corresponde incorporar el régimen de pago de estas instalaciones al proceso de aprobación del Plan de Inversiones, y además se trata de instalaciones que no formaran parte del régimen remunerativo de las instalaciones de transmisión establecido en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y en la Ley Nº 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica;

Que, por lo expuesto, el petitorio relacionado con la forma de reconocimiento de las inversiones para la instalación del Transformador 220/60 kV en la zona de Cajamarca y otras instalaciones complementarias, dentro del Sistema Eléctrico Cajamarca, deviene en improcedente.

2.2 APROBACIÓN DEL TRANSFORMADOR 220/60/10 KV DE 75/75/12,5 MVA A CAMBIO DE TRANSFORMADOR 220/60/23 KV DE 50/40/20 MVA APROBADO PARA LA SET CAJAMARCA NORTE

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina sostiene que en el Informe COES/D/DO/SPR-138-2011, emitido por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, se recomienda como medidas a corto plazo para mitigar la interrupción de suministros en el área norte, implementar lo siguiente:

a) Alimentar la carga de 7 MW correspondiente a las SET's La Morena, Cajabamba, San Marcos y Celendín desde la SET Cajamarca Norte 220 kV, las que actualmente se alimentan desde la SET Guadalupe 220 kV. Para ello se debe implementar una configuración de doble barra en la SET Cajamarca 60 kV;

b) Habilitar un transformador de 220/60 kV en la SET Cajamarca Norte con la finalidad de alimentar desde ésta la carga de la SET Cajamarca (20 MW);

Que, en ese sentido, señala Hidrandina haber ejecutado el proyecto "Barra Partida 60 kV" en la SET Cajamarca, permitiendo de esta manera alimentar la carga de 7 MW correspondiente a las SET's La Morena, Cajabamba, San Marcos y Celendín desde la SET Cajamarca Norte 220 kV, precisando que la demanda en el eje La Morena, Cajabamba, San Marcos y Celendín es más de 8,5 MW, por lo que a la fecha se tiene limitaciones para atender estas demandas y su crecimiento en el corto plazo. Indica asimismo que la puesta en servicio de este proyecto fue el 01 de abril de 2012, habiéndose configurado los relés para una máxima demanda de 7,75 MW;

Que, además indica que sobre la implementación de un Transformador 220/60 kV en la SET Cajamarca Norte, había tenido previsto instalar temporalmente el transformador 220/60/23 kV de 50/40/23 MVA, adquirido en el año 2010 para ser implementado en la SET Conococha; sin embargo por los problemas ya explicados en su oportunidad y en virtud de las facultades que se le confiere mediante la Resolución Ministerial Nº 198-2011-MEM/DM, ha adquirido de la empresa CONENHUA un transformador 220/60/10 kV de 75/75/12,5 MVA ONAF, que cumple con las características requeridas y puede ser instalado en un corto plazo en la SET Cajamarca Norte, superándose de esta manera el problema de restricción temporal existente. Enfatiza que dicho transformador está disponible en las instalaciones del importador;

Que, asimismo, agrega Hidrandina que en los Diagramas 1 y 2 del ANEXO 1-C que acompaña a su recurso, muestra que según lo acordado con CONENHUA el transformador 220/60/23 kV de 50/40/20 de MVA que inicialmente se había previsto instalarlo en barra 220 kV de propiedad de ATN, ha sido sustituido por el transformador 220/60/10 kV de 75/75/12,5 MVA, que convenientemente será instalado en la bahía contigua a la del transformador existente de propiedad de CONENHUA a fin de que operen en paralelo en 220 kV y 60 kV;

Que, al respecto, indica Hidrandina que esta variación permitirá:

a) Mejorar la confiabilidad de suministro en la zona de Cajamarca;

b) Mejorar la calidad del producto y operatividad del Sistema Eléctrico de la zona;

c) Atender la demanda potencial en Cajamarca, estimada en 10 MW adicionales;

Que, finalmente, Hidrandina menciona que la demanda del PSE Porcón continuará atendiéndose desde el devanado 10 kV del transformador existente en la SET Cajamarca Norte y a través del transformador 10/23 kV de 1 MVA, potencia suficiente para la demanda del sector rural contiguo a la SET Cajamarca Norte.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación al proyecto "Barra Partida 60 kV" en la SET Cajamarca, cabe mencionar que este proyecto nunca fue incluido por Hidrandina para que forme parte de algún Plan de Inversiones de SCT y en el presente recurso de reconsideración sólo se limita a mencionar su implementación, sin solicitar nada al respecto ni proporcionar las características del equipamiento que ha instalado para el efecto;

Que, sin embargo, habiéndose verificado in situ que este proyecto se encuentra en operación y comprobado mediante un análisis de flujos de carga que, bajo las condiciones actuales, resulta indispensable para la operación del sistema eléctrico 60 kV de la zona de Cajamarca, se procederá a considerar una celda de acoplamiento longitudinal 60 kV, como una modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, por lo que Hidrandina podrá gestionar su Alta correspondiente de acuerdo al procedimiento establecido para el efecto;

Que, respecto al nuevo transformador 220/60 kV a instalarse en la SET Cajamarca Norte en mérito a lo dispuesto en el mismo Artículo 3º de la Resolución Ministerial Nº 198-2011-MEM/DM, es del caso mencionar que para la definición del Plan de Inversiones 2013-2017 aprobado mediante la RESOLUCIÓN, no se han analizado otras alternativas de expansión de la red de transmisión para la atención de la demanda en esta zona del Área de Demanda 3, ya que se ha partido de lo informado por Hidrandina en virtud de las facultades que se le han conferido mediante la indicada Resolución Ministerial Nº 198-2011-MEM/DM;

Que, de otro lado, es evidente que bajo el nuevo esquema expuesto por Hidrandina, al implementarse un transformador sin devanado en 23 kV, la carga de la zona de Porcón continuará siendo alimentada a partir de una de las actuales celdas 10 kV y a través del transformador 10/23 kV de 0,63/1 MVA existente, por lo que queda bajo exclusiva responsabilidad de Hidrandina el desarrollo eficiente de otras redes en 23 kV que se requieran desarrollar en el futuro, a partir de la SET Cajamarca Norte;

Que, en ese sentido, al informar Hidrandina mediante este petitorio sobre la solución que ha logrado mediante la adquisición de un transformador 220/60/10 kV de 75/75/12,5 MVA de CONENHUA, para dar cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución Ministerial Nº 198-2011-MEM/DM, para atender la demanda de la zona de Cajamarca y demás pueblos anexos, se procederá a efectuar el cambio de las características del transformador para la SET Cajamarca Norte considerado en el Plan de Inversiones 2013-2017, aprobado por la RESOLUCIÓN;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado fundado en parte, en lo que respecta al reconocimiento del proyecto "Barra Partida 60 kV" en la SET Cajamarca y el cambio de las características del transformador 220/60/10 kV a implementarse en la SET Cajamarca Norte.

2.3 RECONOCIMIENTO DEL BANCO DE CAPACITORES DE 5,5 MVAR PARA LA SET CAJABAMBA, A CAMBIO DEL DE 4 MVAR REPROGRAMADO

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina sostiene que con las demandas, escenario y modelamiento del sistema eléctrico del Área de Demanda 3, elaborados por OSINERGMIN, realizó el análisis de flujo de potencia para el periodo 2013-2017, cuyos resultados expresan la necesidad de disponer de un banco de capacitores de 5,5 MVAR en la SET Cajabamba, y no de 4 MVAR conforme fue aprobado en el Plan de Inversiones del 2009 – 2013 y reprogramado en el Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, indica Hidrandina que según dichos resultados, con el Banco de 4 MVAR los voltajes en las barras 60 kV de las SET's San Marcos, Cajabamba y Huamachuco, son de 0,95, 0,91 y 0,89 en valores por unidad, inferiores a las tolerancias establecidas; mientras que con el Banco de 5,5 MVAR los voltajes en las mismas resultan dentro de las tolerancias permitidas, con excepción de la barra 60 kV de la SET Huamachuco que en el año 2017 presenta un ligero incumplimiento de las tolerancias establecidas por norma, pudiendo ser compensado en media tensión, por la actuación del regulador de tensión;

Que, asimismo, Hidrandina señala que OSINERGMIN en sus análisis, consideró un banco de condensadores de 5 MVAR en la subestación Cajabamba, según el archivo fuente que ha descargado de la página web de OSINERGMIN;

Que, finaliza este petitorio manifestando que en el Anexo 1-D de su recurso adjunta el respectivo sustento (Archivo DZ).

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este petitorio, es del caso señalar que el banco de capacitores de 4 MVAR para la SET Cajabamba, se aprobó en el Plan de Inversiones 2009-2013 para que sea implementado en el año 2010, sin embargo Hidrandina procedió a la compra de un banco de capacitores de 5,5 MVAR, sin previa autorización de OSINERGMIN;

Que, en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017, Hidrandina no presentó la justificación técnica y económica sobre la necesidad de incrementar la capacidad de dicho banco de capacitores, a fin de que pueda tratarse como una posible modificación del anterior Plan de Inversiones 2009-2013, en virtud a lo establecido en la Disposición Transitoria Única de la Resolución OSINERGMIN Nº 050-2011-OS/CD y dentro del contexto de lo establecido en el numeral VII) del Literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE;

Que, ante esta situación, en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017, OSINERGMIN verificó que el banco de capacitores requerido en la SET Cajabamba continuaba siendo de 4 MVAR, pudiendo bajo las condiciones actuales reprogramarse del año 2010 al año 2013;

Que, además, se ha revisado el archivo "PFD" presentado por la recurrente como Anexo 1-D de su recurso de reconsideración, observándose:

- Que, ha empleado datos de demanda correspondientes a la etapa de prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017, no habiendo así considerado las correcciones de la demanda que se realizaron con base en la información proporcionada por la propia empresa concesionaria para la etapa de aprobación de dicho Plan de Inversiones 2013-2017;

- Que, en las simulaciones de flujo de potencia no considera los posibles cambios en el Tap de los transformadores de la SET's Cajabamba y Huamachuco;

Que, lo mencionado hace que los perfiles de tensión determinados por HIDRANDINA para sustentar este petitorio de su recurso, no sean correctos.

Que, ante esta situación, se ha revisado nuevamente la determinación de la capacidad de compensación capacitiva requerida en la SET Cajabamba en el horizonte de análisis (10 años), teniendo en cuenta lo observado al archivo "PFD" presentado por la recurrente, resultando que al año 2022 se requiere de un aporte de 3,92 MVAR en la SET Cajabamba, lo que valida los 4 MVAR que se tienen aprobados;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.4 RECONOCIMIENTO DEL COYM DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/22,9 KV DE 12,5 MVA, SITUADO EN LA SET PORVENIR

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se reconozca el COyM del transformador en reserva 60/22,9 kV de 12,5 MVA, situado en la SET Porvenir, dado que este equipo no forma parte del SST y SCT reconocido a Hidrandina y que, por ende, actualmente no viene siendo remunerado tal como manifiesta OSINERGMIN;

Que, asimismo, como argumento Hidrandina manifiesta que dicho transformador 60/22,9 kV de 12,5 MVA, le fue transferido en base al "Convenio de cesión en propiedad del sistema de transmisión secundaria 60 kV SET Cajamarca - La Pajuela y sus celdas asociadas" suscrito el 23 de diciembre de 2002 con minera Yanacocha, e inmediatamente éste fue cedido en calidad de préstamo a Electrocentro S.A. para cubrir una contingencia presentada en la SET Cerro de Pasco, por ello dicho equipo no fue informado dentro del SST en su oportunidad y desde esa fecha hasta la actualidad no viene siendo remunerado en la tarifa;

Que, indica que recién en el año 2010 este equipo le fue devuelto y actualmente se encuentra ubicado en la SET Porvenir, en condición de reserva;

Que, en todo caso, Hidrandina solicita a OSINERGMIN se le indique el procedimiento para que los bienes citados en el presente convenio pasen a ser reconocidos a nuestro favor, entendiéndose que a la fecha en la base de datos de OSINERGMIN estas instalaciones tienen como propietario a Minera Yanacocha S.R.L;

Que, como Anexo Nº 1-E, Hidrandina adjunta el convenio de cesión suscrito con Minera Yanacocha al que hace referencia en este petitorio.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de conformidad con el Artículo 20º de la Ley Nº 22832, las instalaciones del SST son aquellas que se han puesto en operación comercial antes de la promulgación de la referida ley, efectuada en el año 2006, mientras que las instalaciones del SCT son las que se ponen en operación comercial en fecha posterior a la promulgación de la ley;

Que, dado que, según refiere la recurrente, el transformador 60/22,9 kV de 12,5 MVA fue cedido en el año 2002 e inmediatamente utilizado por Electrocentro, el mismo debe ser considerado como un SST;

Que, dicho transformador no fue declarado por Hidrandina para efectos de la fijación del Costo Medio Anual de los SST, el cual, según lo dispuesto en el numeral I) del literal b) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, se fija por única vez; fijación que se efectuó mediante lo dispuesto por el Artículo 2º de la Resolución OSINERGMIN Nº 184-2009-OS/CD;

Que, de conformidad con el numeral V) del inciso a) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 009-93-EM y modificado mediante Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones; es revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda;

Que, por este motivo, debido a que todas las instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones entrarán en operación comercial con fecha posterior a la promulgación de la Ley Nº 28832, dichas instalaciones serán consideradas como SCT y no como SST, lo cual es el caso del transformador de Hidrandina al que hemos hecho referencia;

Que, por lo expuesto, concluimos que el proceso de aprobación del Plan de Inversiones, no constituye la vía legal ni es el adecuado para reconocer los costos de una instalación que forma parte de los SST, que incluye

los bienes de Hidrandina pertenecientes al SST, pues en el Plan de Inversiones se incorporan instalaciones que serán implementadas en el futuro, las cuales serán consideradas como SCT;

Que, al respecto, debe tenerse presente que el SST es remunerado a través del Costo Medio Anual (CMA) equivalente al ingreso percibido por la concesionaria en el año anterior a la fecha de emisión de la Ley Nº 28832, por el servicio prestado a través de dicho SST. Este CMA equivalente, incluye el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de todas las instalaciones que conforman el SST (instalaciones eléctricas y no eléctricas existentes a la fecha de emisión de la Ley Nº 28832), hayan o no sido declaradas por la empresa concesionaria para efectos de determinar su alícuota respecto al referido CMA equivalente;

Que, consecuentemente, corresponde declarar improcedente este extremo del petitorio.

2.5 RECONOCIMIENTO DE LA INVERSIÓN PARA LA ROTACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/10 KV DE 20/25 MVA, DESDE LA SET CAJAMARCA A LA SET MOYOCOCHA

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina reitera su solicitud en el sentido que se reconozca la inversión para la rotación del transformador de reserva 60/10 kV de 20/25 MVA, desde la SET Cajamarca a la SET Moyococha, dado que éste forma parte del SST;

Que, como argumento, la recurrente sostiene que según el Artículo 139º modificado por el Decreto Supremo Nº 027-2007-EM, en el numeral IV) de su literal b), establece que la valorización de la inversión correspondiente a las instalaciones de transmisión que no conforman los SST remunerados de forma exclusiva por la demanda, será efectuada sobre la base de los costos estándares de mercado. Ante ello OSINERGMIN, en base al Informe Nº0267-2007-GART, elaboró el estudio para la definición y valorización de los módulos estándares;

Que, agrega que la opinión de OSINERGMIN respecto a que los costos de las rotaciones son reconocidos en los costos de operación y mantenimiento, no es real, pues los gastos de actividades como la carga, transporte, descarga, conjunto de pruebas integrales en sitio y procesos de regeneración, filtrado y termovacío del aceite dieléctrico inherentes a la nueva puesta en servicio de un transformador de potencia luego de haber estado inoperativo no son parte de la operación en cualquier empresa del sector eléctrico, por lo cual reitera que sean reconocidos como costos adicionales.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con referencia a este pedido, cabe precisar que tanto las Alícuotas de todos los transformadores que forman parte de los SST como la inversión de los nuevos transformadores que forman parte de los SCT, se han determinado aplicando de manera integral el módulo estándar de transformación correspondiente, el cual incluye los costos de obras civiles, obras eléctricas, ingeniería de detalle, conexionado y pruebas necesarias para su adecuada puesta en servicio. Esto último se puede corroborar de la revisión de la estructura de costos de los módulos de transformación que, desde la primera versión de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión, se ha publicado en la página Web de OSINERGMIN;

Que, asimismo, se reitera que, la rotación de transformadores en función a la evolución de la demanda, es práctica común en la operación de las redes de transmisión a fin de dar una eficiente utilización al transformador durante su vida útil, con el consecuente beneficio no sólo de optimizar nuevas inversiones sino, principalmente, de reducir las pérdidas en la transformación cuando se mantienen algunos de estos equipos innecesariamente sobrecargados cuando pueden ser rotados con otros que podrían estar siendo subutilizados en otra parte de la red;

Que, en ese sentido, se tendrá en cuenta esta solicitud a fin de enfatizar los costos por la rotación de transformadores, como parte de las actividades propias de la operación de la transmisión, en la oportunidad en que corresponda revisar el COyM en cumplimiento de lo establecido en el numeral VI), literal b), del Artículo 139º del Reglamento de la LCE[1], no correspondiendo, en consecuencia, su determinación en el presente proceso;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.6 INCLUSIÓN DEL TRANSFORMADOR 66/22,9/13,2 KV DE 9/5/7 MVA PUESTO EN SERVICIO EN LA SET TICAPAMPA

2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita incluir en el Plan de Inversiones 2013 - 2017 el transformador de potencia 66/22,9/13.2 kV de 9/5/7 MVA puesto en operación en la SET Ticapampa el 24 de junio de 2011, ya que para realizar el Alta, como recomienda OSINERGMIN, ésta debe estar debidamente aprobada en el Plan de Inversiones, según lo indicado en la Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 244-2012-OS/CD”;

Que, en ese sentido, sostiene Hidrandina que en el Informe, el transformador instalado en la SET Ticapampa debe incluirse en el Cuadro D1: “INVERSIONES NO INCLUIDAS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2009-2013 JUSTIFICADAS PONERSE EN SERVICIO HASTA ANTES DE MAYO 2013”;

[1] El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

Que, asimismo, agrega Hidrandina que, en el Informe, en su Anexo C: "Diagrama Unifilar del SER 2013-2017" (página 102), se menciona erróneamente que el transformador 66/22,9/13,2 kV de 9/5/7 MVA, instalado en la SET Ticapampa, se ha comprado en convenio con la Minera Lincuna, y que dicho equipo fue adquirido por Hidrandina y no por minera Lincuna, tal como lo demuestra con la factura de compra Nº 06944 de ABB S.A. que como Anexo 1-F acompaña a su recurso;

Que, conforme indica, de mantenerse la conclusión de OSINERGMIN, el Informe debe precisar que ello es suficiente para tramitar el Alta del transformador de potencia 66/22,9/13,2 kV de 9/5/7 MVA, puesto en operación por Hidrandina en la SET Ticapampa el 24 de junio de 2011.

2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, lo señalado en el Informe, debiera ser suficiente para tramitar el Alta del transformador de potencia 66/22,9/13.2 kV de 9/5/7 MVA, que ha sido instalado en la SET Ticapampa;

Que, sin embargo, a fin de eliminar la posibilidad de que se incurra en incumplimiento de lo señalado en el "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 244-2012-OS/CD, según expone Hidrandina, se incluirá el referido transformador como parte de la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013;

Que, en ese sentido, mediante la identificación de las subestaciones existentes que superan la capacidad de diseño, se ha determinado que el año 2012 resulta necesario dicho transformador. Por lo que, con base en el análisis realizado, corresponde a Hidrandina gestionar el Alta de este transformador según el procedimiento establecido para el efecto;

Que, asimismo, de acuerdo con el mencionado análisis, el transformador 66/22,9/13,2 kV de 9/5/7 MVA, presentaría un factor de uso de 2,01 para el año 2015, por lo que se considera como parte de la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013 y del Plan de Inversiones 2013-2017, considerándose una nueva programación de rotación de transformadores entre las SET's Ticapampa y Carhuaz;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que se considera el requerimiento del transformador de Ticapampa para el año 2012 y no para el año 2011.

2.7 ADELANTO PARA EL AÑO 2014 DE LA PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR 138/60/23 KV DE 15 MVA EN LA SET SIHUAS

2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita adelantar para el año 2014 la puesta en servicio del transformador 138/60/23 kV de 15 MVA considerado para la SET Sihuas, en lugar del año 2016;

Que, al respecto, argumenta que remitió a OSINERGMIN las "Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3", donde sustentó que la Minera Huallanca (CONTONGA) estará alimentada en la barra 22,9 kV de la SET Huari y no de la SET Conococha, precisando, asimismo, que el planteamiento en la PROPUESTA FINAL de Hidrandina de considerar a minera Huallanca (CONTONGA) en la SET Conococha fue por otra carga que opera en la zona de Conococha, diferente al presente caso;

Que, en ese sentido, agrega Hidrandina, el caso para el cual solicita reconsideración, es el de una carga para CONTONGA ubicada en el distrito de San Marcos (provincia de Huari) y por tanto por su cercanía, dicha Minera viene ejecutando su línea en MT desde la SET Huari, tal como lo demuestra con la carta GOHS-1229 del 27 de junio de 2012 en la que Hidrandina aprueba el inicio de obra "Linea Primaria en 22.9 kV SET Huari- Mina Contonga", documento que adjunta como Anexo 1-G a su recurso;

Que, por lo indicado, solicita la recurrente, que el año de la puesta en servicio del transformador 138/60/23 kV de 15 MVA considerado para la SET Sihuas se adelante para el año 2014, considerando que la Minera Huallanca (CONTONGA) viene ejecutando una línea desde la SET Huari, la cual a su vez es alimentada en 60 kV desde la SET Sihuas.

2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, teniendo en cuenta la precisión que realiza Hidrandina en este petitorio, se ha realizado nuevamente el análisis para identificar a las SET´s que superan su capacidad de diseño, y las simulaciones de flujo de potencia correspondientes, considerando para ello la carga de la Minera Huallanca (CONTONGA) alimentada desde la SET Huari, resultando que bajo esta nueva condición la SET Sihuas presentaría un factor de uso de 1,63 en el año 2014;

Que, en ese sentido, es procedente que el nuevo transformador 138/60/23 kV de 15 MVA, previsto para la SET Sihuas, se adelante del año 2016 al año 2014;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado fundado.

2.8 RECONOCIMIENTO DE LA INVERSIÓN PARA LA ROTACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA 66/13,8 KV DE 5 MVA, DE LA SET TICAPAMPA A LA SET CARHUAZ

2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita sea reconocida la inversión para la rotación del transformador de reserva 5 MVA, 66/13,8 kV a la SET Carhuaz, dado que éste forma parte del SST;

Que, los argumentos que emplea Hidrandina para sustentar este pedido, son los mismos que los contenidos en el numeral 2.5.1 de la presente Resolución.

2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo con el análisis efectuado en el numeral 2.5.2 de la presente Resolución, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.9 RECONOCIMIENTO DEL TRANSFORMADOR 33/13,8 KV DE 3 MVA DE LA SET LA FLORIDA, A PARTIR DEL 03 DE JULIO DE 2011

2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se reconozca el transformador 33/13,8 kV de 3 MVA de la SET La Florida a partir del 03 de julio de 2011, dado que el transformador 33/13,8 kV de 1,25 MVA fue dado de Baja (según Acta suscrita con OSINERGMIN en octubre del año 2011) con fecha de retiro de operación el 18 de mayo de 2010;

Que, agrega la recurrente que de mantenerse lo considerado por OSINERGMIN, Hidrandina se vería afectada económicamente pues no se le estaría remunerando durante el lapso de tiempo que el nuevo transformador ha venido operando sin ser reconocido.

2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, Hidrandina señala que el transformador 33/13,8 kV de 1,25 MVA fue dado de Baja con fecha de retiro de operación el 18 de mayo de 2010 (según Acta suscrita con OSINERGMIN en octubre del año 2011); es decir mucho antes a la puesta en servicio del nuevo transformador 33/13,8 kV de 3 MVA que, según indica, viene operando en la SET La Florida a partir del 03 de julio de 2011;

Que, no existiría relación entre la Baja y el Alta de estos transformadores, ya que el 03 de julio de 2011 en que se puso en servicio el nuevo transformador 33/13,8 kV de 3 MVA, venía operando un transformador que no necesariamente es el que se dio de Baja el 18 de mayo de 2010;

Que, Hidrandina adquirió el nuevo transformador 33/13,8 kV de 3 MVA sin que éste haya sido aprobado en el Plan de Inversiones, ni presentó la justificación técnica y económica de la necesidad de su implementación de conformidad con lo señalado en la única disposición transitoria de la Resolución OSINERGMIN Nº 050-2011-OS/CD, para que pueda ser considerado como modificación del anterior Plan de Inversiones 2009-2013;

Que, ante tal situación, según la proyección de la demanda realizada con base en la información proporcionada por la propia empresa, OSINERGMIN determinó la necesidad de este transformador en la SET La Florida para el año 2012, como una modificación del anterior Plan de Inversiones 2009-2013. Por lo que, con base en este análisis, corresponde a la recurrente gestionar el Alta de este transformador según el procedimiento establecido para el efecto, donde tiene la oportunidad de justificar un adelanto de su implementación dentro del mismo año 2012;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.10 RECONOCIMIENTO PARA LA SET TRUJILLO SUR DE UN NUEVO TRANSFORMADOR 138/60/10,7 KV DE 50/24/36 MVA ONAN, A CAMBIO DEL TRANSFORMADOR 138/23/10 KV DE 30 MVA

2.10.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se considere para la SET Trujillo Sur un nuevo transformador 138/60/10,7 kV de 60/24/36 MVA ONAF a cambio del transformador 138/23/10 kV de 30 MVA aprobado por OSINERGMIN en remplazo del antiguo transformador 138/10 kV de 30 MVA por obsolescencia;

Que, como sustento de este pedido, la recurrente señala que considerando las demandas, escenario y modelamiento del sistema del Área de Demanda 3 elaborado por OSINERGMIN, y las nuevas solicitudes de fijación de punto de diseño presentadas durante el año 2012 en las subestaciones Salaverry, Moche y Chao (Tabla Nº 02), se realizó el análisis de flujo de potencia para el periodo de análisis 2013 - 2017, cuyos resultados mostrados en la Tabla Nº 04, expresan la necesidad de disponer de mayor capacidad de transformación en el devanado 60 kV de la SET Trujillo Sur, por sobrecarga en el año 2014;

Que, por tal motivo, Hidrandina solicita para la SET Trujillo Sur la adquisición de un transformador 138/60/10,7 kV de 50/20/30 MVA ONAN, 60/24/36 ONAF, en reemplazo por obsolescencia del transformador 138/10 kV de 30 MVA (Barra “C”), además de operar en paralelo con el actual transformador TP-A005 138/60/10.7 kV 50/20/30 MVA ONAN (Barra “A”) de la SET Trujillo Sur, por sobrecarga de sus devanados 138 y 60 kV, en el año 2014. Así como 01 Celda de Transformador lado 60 kV y 01 Celda de línea 60 kV a SET Huaca del Sol.

Que, asimismo, señala la recurrente que en el ANEXO 1-D (Factibilidades y ARCHIVO DZ) que adjunta a su recurso, presenta el respectivo sustento.

2.10.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, es del caso hacer mención que Hidrandina como parte de su propuesta inicial y en la etapa de respuestas a las observaciones formuladas a su propuesta inicial, sostuvo que requería para la SET Trujillo Sur un transformador 138/23/10 kV de 30 MVA, en reemplazo del transformador 138/10 kV de 30 MVA existente que sería dado de baja por obsoleto;

Que, no obstante, para resolver este pedido, se ha realizado nuevamente el análisis para identificar a las SET´s que superan su capacidad de diseño y las simulaciones de flujo de potencia para el periodo de análisis 2013-2017, considerando las nuevas solicitudes de demanda que se han presentado durante el año 2012 para ser alimentadas desde las subestaciones Salaverry, Moche y Chao, las que a su vez se alimentan desde las barras 60 kV de la SET Trujillo Sur, verificando que efectivamente a partir del año 2014 se sobrecarga la SET Trujillo Sur al nivel de 60 kV;

Que, según los resultados del análisis realizado, bajo las condiciones actuales y sin la producción de la CH Chavimochic (5,4 MW), el devanado 60 kV del actual transformador 138/60/10 kV de 60/24/36 MVA, se sobrecarga en 9% a partir del año 2014 y en 19% en el año 2015;

Que, en consecuencia, considerando la necesidad de reforzar la capacidad de transformación al nivel de 60 kV y teniendo presente el criterio de estandarización del equipamiento de transformación, se encuentra procedente considerar un transformador 138/60/10 kV de 60/24/36 MVA ONAF de las mismas características que el transformador existente, así como una celda de línea y una celda de transformación en 60 kV y la celda de acoplamiento de barras 10 kV que se requerirá para que puedan operar en paralelo los dos transformadores 138/60/10 kV, correspondiendo por tanto eliminar las celdas en 22,9 kV que fueron aprobadas para esta SET en la publicación del Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado fundado.

2.11 RECONOCIMIENTO DE UNA NUEVA CELDA LÍNEA – TRANSFORMADOR 33 KV Y 3 CELDAS DE ALIMENTADOR 10 KV EN LA SET HUACA DEL SOL

2.11.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita que la celda de transformación 33 kV considerada por OSINERGMIN para el año 2013 en la nueva SET Huaca del Sol, sea cambiada a celda línea - transformador en 33 kV, desde donde se conectará parte de la ex línea L-3330/3331 que alimentará al eje Moche - Salaverry, ya que la SET Huaca del Sol es nueva y no existe celda de línea;

Que, asimismo, indica la recurrente que la rotación de la celda de línea en 33 kV existente, de la SET Trujillo Sur hacia SET Huaca del Sol, operativamente implicaría dejar sin servicio por un tiempo prolongado (días consecutivos) a las localidades de Moche y Salaverry, dado el tiempo que se requeriría para el desmontaje de los equipos, embalaje, transporte, montaje, pruebas y puesta en servicio en la nueva SET Huaca del Sol;

Que, refiere, al determinar OSINERGMIN una nueva SET denominada Huaca del Sol en 60/33/10 kV de 30 MVA, la implementación de sus elementos deben ser nuevos y completos, por lo que considera que erróneamente OSINERGMIN ha considerado la rotación de la celda de línea existente en la SET Trujillo Sur, cuyo diseño en 34,5 kV es concordante con las actuales instalaciones en el nivel de 34,5/10 kV, Trafo de 8/10 MVA. Indica además la recurrente, al venir siendo remunerada la celda existente en la SET Trujillo Sur como SST, su rotación no será reconocida en la tarifa;

Que, en cuanto a las celdas de Alimentador 10 kV, Hidrandina señala que dado que la puesta en operación de la nueva SET Huaca del Sol, prevista para el año 2013, implicará la Baja de la actual SET Moche, donde se cuenta con 2 celdas de Alimentador 10 kV por lo disperso de la carga, debe considerarse para el año 2013 la implementación de las dos celdas previstas para la nueva SET Huaca del Sol y no una para el año 2013 y la otra para el año 2014 como ha sido planteado por OSINERGMIN.

2.11.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, Hidrandina en su sustento indica que deben reconocerse las 02 celdas de alimentador aprobadas por OSINERGMIN desde el año 2013 y no conforme se ha programado en el Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, no obstante, para resolver este pedido, se ha revisado nuevamente el cálculo del número de celdas de alimentadores 10 kV que se necesitarían en la nueva SET Huaca del Sol, teniendo presente la demanda presentada por Hidrandina y considerando una carga de 4 MW por alimentador, resultando que se requiere una celda en el año 2013 y otra en el año 2014;

Que, del análisis se corrobora el número de celdas de alimentador 10 kV requeridas para la nueva SET Huaca del Sol, aprobadas en el Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, por otro lado, en consideración a las restricciones señaladas por Hidrandina para realizar una rotación de celdas, se considera la implementación de la futura SET Huaca del Sol con elementos nuevos en su totalidad y; dar de baja, en las mismas oportunidades, a las correspondientes celdas (la celda de línea 33 kV de la SET Trujillo Sur y las dos celdas 10 kV de la SET Moche);

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, en lo referente a considerar equipamiento nuevo en la futura SET Huaca del Sol y dar de baja a las celdas correspondientes.

2.12 CONSIDERACIÓN DEL DEVANADO 23 KV PARA EL TRANSFORMADOR DE LA NUEVA SET MALABRIGO, INCLUYENDO LAS CELDAS MT NECESARIAS

2.12.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita a OSINERGMIN considere el devanado de 23 kV para el transformador de la nueva SET Malabrigo, incluyendo la celda de transformador 23 kV, celda de medición en 23 kV y 2 celdas de alimentador en 23 kV, teniendo en cuenta que el transformador sugerido es de 138/23/10 kV, 50/37,5/25 MVA;

Que, en cuanto a las celdas en 10 kV y 23 kV, Hidrandina señala que al determinarse la implementación de una nueva SET y considerando que las actuales instalaciones en 10 kV no tienen la capacidad para atender la proyección de la carga, se solicita el reconocimiento de celdas en 23 kV y celdas en 10 kV que no han sido consideradas por OSINERGMIN, según el siguiente equipamiento para la nueva SET Malabrigo: Celda de Transformador en 10 kV, Celda de medición en 10 kV, 5 Celdas de Alimentador 10 kV, Celda de Transformador en 22,9 kV, Celda de medición 22,9 kV, 2 Celda de Alimentador 22,9 kV, Transformador 138/22,9/10 kV de 50/37,5/25 MVA y 1 Celda de Alimentador 22,9 kV (año 2017);

Que, indica Hidrandina que en el Anexo 1-H que acompaña a su recurso, presenta el sustento de este pedido.

2.12.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, luego de revisar la información presentada por Hidrandina como sustento de este pedido, se puede concluir que no se requiere contar con el nivel de 23 kV en la nueva SET Malabrigo, dado que las cargas que, según señala la recurrente, deben alimentarse en 22,9 kV están muy próximas a los 10 km que considera como radio de acción para los alimentadores en 10 kV y además son pequeñas: Pozo de Bombeo Lote 59 (60 kW a 10,08 Km), Pozo de Bombeo Lote 66 (60 kW a 10,78 Km) y Pozo de Bombeo Lote 43 (40 kW a 11,19 Km), mientras que el Pozo de Bombeo Lote 170 (50 kW) puede ser alimentado convenientemente desde la SET Paiján;

Que, respecto a las celdas en 10 kV, cabe precisar que OSINERGMIN determinó la necesidad de 6 celdas de alimentador, sin embargo debido a la existencia de 4 celdas en la actual SET Malabrigo, OSINERGMIN aprobó solo 2 celdas en 10 kV (año 2014) para la nueva SET Malabrigo, en concordancia con lo requerido por Hidrandina en su Opinión Nº 35 a la Prepublicación;

Que, no obstante, tomando en consideración lo expresado por Hidrandina en este petitorio, se procederá a considerar el equipamiento de celdas en MT necesarias para la nueva SET Malabrigo y se dará de baja, en su oportunidad, a las de la actual SET Malabrigo;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, toda vez que el equipamiento aprobado no necesariamente coincide con lo solicitado en este petitorio.

2.13 POSTERGACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO TRANSFORMADOR 33/10 KV DE 15 MVA EN LA SET CASAGRANDE 2 Y NO ROTAR A LA SET OTUZCO EL TRANSFORMADOR EXISTENTE

2.13.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita postergar la implementación del nuevo transformador 33/10 kV de 15 MVA en la SET Casagrande 2, para el próximo período tarifario, ya que el cliente libre Agroindustria Casagrande que retiraba 3 MW desde la SET Casagrande 2, actualmente autogenera, habiendo tomado carga sólo cuando ha efectuado mantenimiento de su planta térmica y su caldero. Agrega que es de su conocimiento que para el año 2013, este cliente libre va a operar como cogenerador;

Que, por consiguiente, enfatiza que con relación a lo anterior, el actual transformador 34,5/13,8 de 8,4 MVA de la SET Casagrande 2, ya no podría rotarse a la SET Otuzco en el año 2015 según lo ha previsto OSINERGMIN.

2.13.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, Hidrandina consideró en su propuesta final del Plan de Inversiones 2013-2017, la implementación de un nuevo transformador de 13 MVA para el año 2013 en la SET Casagrande 2, por lo que OSINERGMIN según la data presentada por Hidrandina, verificó que efectivamente correspondía considerar un nuevo transformador en dicha subestación a partir del año 2013;

Que, solicita que ya no se considere dicho transformador en razón que la empresa Agroindustrial Casa Grande contará con una planta térmica de cogeneración, sin embargo no presenta documentación alguna que compruebe la certeza de este argumento;

Que, tampoco plantea la alternativa de solución para la SET Otuzco, al no rotarse a ésta el transformador de la SET Casagrande 2;

Que, en ese sentido, y siendo uno de los criterios para asegurar la continuidad del servicio, que el dimensionamiento de los transformadores debe corresponder a las peores condiciones operativas (es decir sin contar con la referida planta térmica de cogeneración), se mantiene como parte del Plan de Inversiones 2013-2017 un nuevo transformador para la SET Casagrande 2 y la rotación del actual transformador en esta SET hacia la SET Otuzco.

Que, por los argumentos señalados este petitorio debe ser declarado infundado.

2.14 RECONOCIMIENTO DE LA INVERSIÓN PARA LA ROTACIÓN DEL TRANSFORMADOR 34,5/10 KV DE 6,5 MVA; DE LA SET TRUJILLO SUR A LA SET CASAGRANDE 1

2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita el reconocimiento de la inversión para la rotación del transformador 34,5/10 kV de 6,5 MVA, de la SET Trujillo Sur a la SET Casagrande 1;

Que, los argumentos que emplea Hidrandina para sustentar este pedido, son los mismos que los contenidos en el numeral 2.5.1 de la presente Resolución.

2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo con el análisis efectuado en el numeral 2.5.2 de la presente Resolución, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.15 CORRECCIÓN DEL NÚMERO DE CELDAS DE ALIMENTADORES EN MT PARA LA FUTURA SET TRUJILLO CENTRO

2.15.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita sea corregido el Cuadro E1 del Anexo E del Informe, por existir un error entre la aceptación de OSINERGMIN en el análisis de la Opinión 40, contenido en el Anexo A del Informe, y dicho cuadro

E1, ya que el planteamiento correcto es 04 celdas de Alimentador en 10 kV y 02 celdas de Alimentador en 22,9 kV y no 02 celdas de alimentador en 10 kV y 04 en 22,9 kV como ha sido considerado por OSINERGMIN.

2.15.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado que lo correcto es 04 celdas de alimentador en 10 kV y 02 celdas de alimentador en 22,9 kV, por lo que se efectuará la corrección correspondiente;

Que, según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado.

2.16 INCLUSIÓN DE UNA CELDA EN 22,9 KV PARA LA SET CHIMBOTE SUR

2.16.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se incluya una (01) celda en 22,9 kV para la SET Chimbote Sur, toda vez que al haberse considerado para el año 2013 la implementación de un transformador 138/23/10 kV, se requiere urgente la implementación de un nuevo alimentador en 22,9 kV a fin de atender adecuadamente el crecimiento de la demanda en la zona de influencia de esta SET;

Que, como sustento de este pedido, la recurrente adjunta a su recurso el ANEXO 1-I, en el que presenta el croquis del recorrido del nuevo Alimentador en 22,9 kV en la que se muestra la expansión urbana al sur de Chimbote.

2.16.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, Hidrandina en sus opiniones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017, sólo propuso una celda de alimentador 10 kV para la SET Chimbote Sur;

Que, no obstante, teniendo en cuenta lo señalado por la recurrente en este petitorio, se considera en el Plan de Inversiones 2013-2017 una celda de alimentador 22,9 kV adicional para la SET Chimbote Sur;

Según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado.

2.17 INCLUSIÓN DE UNA CELDA EN 22,9 KV Y NO EN 13,8 KV, EN LA SET NEPEÑA

2.17.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se incluya una (01) celda de alimentador en 22,9 kV y no en 13,8 kV como ha sido considerado por OSINERGMIN, ya que al haberse aprobado para el año 2013 la implementación de un transformador de 138/23/10 kV de 15 MVA, para cubrir el crecimiento de la demanda en la zona de influencia de la SET Nepeña, se requiere urgente la implementación de un nuevo alimentador en 22,9 kV;

Que, señala que en el ANEXO 1-J que adjunta a su recurso, muestra el recorrido del nuevo Alimentador en 22,9 kV y el documento GDC-1195 del 11 de julio de 2012 mediante el cual Hidrandina otorga la “Factibilidad Eléctrica en 22,9 kV a la Pesquera DIAMANTE desde la SET NEPEÑA”.

2.17.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, la nueva celda de Alimentador 13,8 kV para la SET Nepeña fue aprobada por requerimiento de Hidrandina, tanto en su propuesta final como en las opiniones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, no obstante, por las razones que explica Hidrandina en este petitorio, se encuentra procedente el cambio de la celda de alimentador 13,8 kV aprobada, por una celda de Alimentador 22,9 kV;

Que, según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado.

2.18 RECONOCIMIENTO DE 02 CELDAS DE ALIMENTADOR 22,9 KV, 03 CELDAS DE ALIMENTADOR 10 KV Y UNA CELDA DE MEDICIÓN EN 10 KV, EN LA NUEVA SET GUADALUPE 2

2.18.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina considera que al determinar OSINERGMIN una nueva SET en Guadalupe 2, con transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA, la implementación de todos sus elementos deben ser nuevos y completos;

Que, en ese sentido, solicita se reconozcan en la nueva SET Guadalupe 2, dos (2) celdas de Alimentador 22,9 kV, tres (3) celdas de Alimentador 10 kV y una (1) celda de medición en 10 kV, todas ellas nuevas, pues considera que OSINERGMIN erróneamente está considerando la rotación de celdas existentes con más de 15 años de antigüedad y cuyas capacidades no son concordantes con la proyección de la demanda a atenderse desde esta nueva SET;

Que, enfatiza Hidrandina, actualmente en la SET Guadalupe 2 existente operan 3 celdas de Alimentadores, por lo que el planteamiento de OSINERGMIN de solo aprobar 2 celdas, una el 2013 y otra el 2015, resulta incoherente;

Que, en este orden de ideas, señala que los nuevos elementos que deben considerarse para la SET Guadalupe 2, son: Celda de Transformador 10 kV, Celda de medición 10 kV, 03 Celdas de Alimentador 10 kV, Celda Transformador 22,9 kV, Celda de medición 22,9 kV y 02 Celdas de Alimentador 22,9 kV.

2.18.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación a este pedido, es del caso precisar que no necesariamente en una subestación nueva todos sus componentes deben ser también nuevos, pues de acuerdo a la normativa vigente es posible efectuar no sólo la rotación de transformadores sino también la rotación de celdas existentes;

Que, sin embargo, tomando en consideración lo expresado por Hidrandina en este petitorio, en el sentido que las celdas existentes tienen más de 15 años de antigüedad y sus capacidades no son concordantes con las que se requieren para atender el crecimiento de la demanda desde la nueva SET Guadalupe 2, se procederá a considerar el equipamiento nuevo que resulte necesario para la nueva SET Guadalupe 2 y se dará de baja a las de la actual SET Guadalupe. Asimismo, es necesario aclarar que las celdas de transformación y medición en 22,9 kV han sido consideradas en la publicación del Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado.

2.19 RECONOCIMIENTO DE LA INVERSIÓN Y COYM DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/22,9-13,8-10 KV DE 18/18/6 MVA, A ROTARSE DE LA SET VIRÚ A LA SET PACASMAYO E INVERSIÓN PARA SU REPOSICIÓN

2.19.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita el reconocimiento de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del transformador de reserva 60/22,9-13,8-10 kV de 18/18/6 MVA ONAF, (Serie 750108-01) a rotarse de la SET Virú a la SET Pacasmayo, debido a que actualmente no viene siendo remunerado por no estar incluido en el SCT; y el reconocimiento de la inversión para la reposición y compra de un nuevo transformador de reserva que cumpla el objetivo del que se va a usar;

Que, como argumento, señala que el transformador de reserva ubicado en la SET Virú (Serie 750108-01) actualmente no viene siendo remunerado, a pesar que dicho equipo se adquirió conjuntamente con el transformador de potencia 12/12/4 MVA, 138/22.9-13,8-10 kV ubicado en la SET Trapecio, ambos como reserva de transformación, siendo éste último sí reconocido como parte del SCT;

Que, en ese sentido, la recurrente manifiesta que habiendo sido ambos transformadores adquiridos para el mismo fin, OSINERGMIN ha tomado criterios diferentes, motivado probablemente por el uso temporal que cumplió este transformador al operar en la SET Virú entre los años 2006 y 2009; sin embargo desde el 01 de marzo de 2009 manifiesta que puso en servicio el transformador definitivo 55,5/22,9/10 kV de 20/12/8 MVA ONAN, en la SET Virú, según lo aprobado en el Plan de Inversiones 2009-2013, quedando el transformador citado en condición de reserva (para lo cual fue adquirido);

Que, señala Hidrandina que otro aspecto relacionado con estos transformadores adquiridos para reserva, es que se quedaría sin equipos en stand by para la atención de eventuales contingencias en el sistema de transmisión, lo cual no contribuye al criterio de confiabilidad y respuesta rápida que debe garantizar en su zona de concesión;

Que, acompaña a su recurso el Anexo 1-K, donde presenta el Contrato celebrado con la empresa ABB para la fabricación y suministro de los 02 transformadores de potencia, adquiridos como reserva según señala, dentro de los cuales se encuentra el situado en la SET Virú;

Que, asimismo, solicita se reconozcan los costos para la rotación del transformador 10/22,9 kV de 2,6 MVA, de la SET Casma a la SET Pacasmayo, luego que el transformador 10/22,9 kV de 15 MVA se rote de la SET Trujillo Sur (ex - Mega Plaza) a la SET Casma, considerándose además 01 celda de transformador en 10 kV y 01 celda línea en 22,9 kV, necesarios para la operación.

2.19.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en cuanto al transformador 60/22.9-13,8-10 kV de 18/18/6 MVA que Hidrandina indica tener como reserva en la SET Virú, es del caso señalar que este transformador no fue declarado en su momento por la recurrente y tampoco presentó una justificación técnica y económica para incluirlo como equipo de reserva dentro del Plan de Inversiones 2009-2013 en virtud a lo señalado en la Disposición Transitoria Única de la Resolución OSINERGMIN Nº 050-2011-OS/CD, razón por la cual, a propuesta de Hidrandina, se consideró ponerlo en servicio en la SET Pacasmayo a partir de octubre 2012, según los resultados de la proyección de la demanda en esta zona;

Que, sin embargo, en vista que Hidrandina acompaña a su recurso de reconsideración el Contrato Nº GR/L-1008-2005/HDNA, sobre suministro y transporte de Fábrica al Patio de Llaves Norte – Trujillo, de dos transformadores: 138/22,9-13,8-10 kV de 12/12/4 MVA y 60/22.9-13,8-10 kV de 18/18/6 MVA, siendo el segundo al que se refiere en este petitorio, corresponde que también sea reconocido como reserva con la misma fecha que se reconoció al primero como equipo de reserva (octubre de 2006); en tal sentido, con base en este análisis, corresponde a Hidrandina gestionar el Alta del transformador de reserva ubicado en la SET Virú según el procedimiento establecido para el efecto;

Que, sobre la necesidad de reposición de los equipos de transformación en stand by, que se vienen utilizando para la atención de eventuales contingencias en el sistema de transmisión, Hidrandina deberá determinar la reserva de transformación apropiada para el Área de Demanda 3, mediante un estudio técnico-económico que incluya el respectivo plan de contingencia, donde se definan 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;

Que, no necesariamente la adquisición de un transformador de reserva es la alternativa de mínimo costo para estructurar un plan de contingencias de una red de transmisión;

Que, la adopción de este último criterio, determinado a efectos de resolver el recurso de Hidrandina, debe ser aplicado homogéneamente a toda la RESOLUCIÓN. Por este motivo, se procederá con retirar del Cuadro E1 (que forma parte del Anexo E del Informe Nº 276-2012-GART que sustenta la RESOLUCIÓN) el transformador 138/23/10 kV de 60 MVA, que se consigna para la SET Trujillo Nor Oeste, ya que no se trata de una inversión nueva sino la de un equipo de reserva que se había previsto en el anterior Plan de Inversiones 2009-2013 y que a la fecha no ha sido concretada. Ante esta situación, de acuerdo con el criterio para considerar equipos de reserva, Hidrandina podrá elaborar, con un apropiado grado de libertad, el estudio técnico económico para la determinación de la reserva de transformación necesaria en el Área de Demanda 3 a partir de los equipos de reserva que ya dispone;

Que, por otro lado, respecto al pedido de que se reconozcan los costos para la rotación del transformador 10/22,9 kV de 2,6 MVA, de la SET Casma a la SET Pacasmayo, luego que el transformador 10/22,9 kV de 15 MVA se rote de la SET Trujillo Sur (ex - Mega Plaza) a la SET Casma, así como las celdas inherentes para tal efecto; cabe señalar que la rotación de transformadores de distribución no está en el alcance del proceso de aprobación del Plan de Inversiones. Además, es del caso señalar que en el Plan de Inversiones 2013-2017, se ha considerado para la SET Casma un nuevo transformador 138/23/10 kV de 15 MVA con sus respectivas celdas y una celda de Alimentador 22,9 kV, todo esto para implementarse en el año 2016;

Que, según lo señalado, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, en lo referente al reconocimiento del transformador de reserva ubicado en la SET Virú, más no así la previsión de inversiones para la reposición de los equipos de reserva usados que será materia del estudio a ser presentado por Hidrandina;

Que, a efectos de guardar la homogeneidad en la aplicación de este criterio, corresponde excluir el transformador 138/23/10 kV de 60 MVA, consignado en la RESOLUCIÓN como nueva inversión en la SET Trujillo Nor Oeste, ya que su consideración como equipo de reserva queda sujeto al resultado del estudio técnico-económico que al respecto deberá presentar Hidrandina.

2.20 RECONOCIMIENTO DE CELDAS DE MEDICIÓN EN NUEVAS SET'S Y NUEVAS BARRAS MT

2.20.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita se reconozcan celdas de medición en las nuevas SET's Malabrigo Nueva, Guadalupe 2 Nueva y Derivación Pierina, así como en las nuevas barras 22,9 kV de las SET's Porvenir, Nepeña y Chimbote Sur;

Que, sobre el particular, Hidrandina argumenta que OSINERGMIN no ha aprobado celdas de medición en barras MT de las nuevas subestaciones Malabrigo Nueva (01 celda de medición lado 10 kV y de corresponder 01 celda de medición lado 22,9 kV), Guadalupe 2 Nueva (01 celda de medición lado 10 kV) y Derivación Pierina (01 celda de medición lado 13,8 kV), a pesar de lo manifestado por OSINERGMIN en el análisis de la opinión 51.

2.20.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en determinados casos se consideró la rotación de celdas existentes, las cuales en su mayoría por ser de tecnología anterior cuentan, cada una, con ambos transformadores de medida (corriente y tensión);

Que, no obstante, bajo el mismo criterio explicado en el numeral 2.18.2 de la presente Resolución, se revisará el requerimiento de las celdas de medición en las nuevas SET's y nuevas barras MT referidas, teniendo presente que se dará de baja las celdas de las subestaciones existentes que no sean rotadas;

Que, en cuanto a la SET Pierina, no se consideran celdas de medición dado que en ésta no se están considerando celdas de alimentadores en MT, ya que el tercer devanado (10 kV) sólo estaría destinado para los servicios auxiliares y/o compensación;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.21 CORRECCIÓN DEL CUADRO E3 DEL INFORME, REFERENTE A LA "PROGRAMACIÓN DE BAJAS"

2.21.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, respecto a la "Programación de Bajas" que se ha consignado en el Cuadro E3 del Informe, Hidrandina señala las siguientes observaciones que según solicita, ameritan la corrección de dicho cuadro:

- Que, se propone para el año 2012 la baja de la "Celda Línea - Transformador 60 kV de la SET Trapecio; sin embargo, debe decir "Celda Línea - Transformador 138 kV de SET Trapecio, considerando que en el Cuadro D1 se incluye 01 Celda de Línea 138 kV para la salida a la SET Chimbote Sur y 02 celdas de transformador 138 kV para el año 2012 y, en el cuadro D2 se incluye 01 Celda de Línea 138 kV para la salida a la SET Chimbote Norte; con las cuales se desactivaría la celda Línea – Transformador 138 kV que actualmente viene operando en la SET Trapecio;

- Que, se prevé la Baja del "TP-3007 Transformador de Potencia de 2 MVA, 33/10,5 kV SET Casagrande-01" para el año 2013, considerando que la propuesta de Hidrandina es rotar el transformador 33/10 kV de 6,5 MVA de la SET Trujillo Sur 01 hacia la SET Casagrande 01; sin embargo, el transformador de 2 MVA tiene fecha de fabricación 2005 y se encuentra en perfectas condiciones de operación, por lo cual debe considerarse como equipo en condición de reserva para la atención de eventuales contingencias en el sistema del valle Chicama y Trujillo Rural;

- Que, se ha programado la Baja de la "Celda de Línea a Carhuaz, SET Huaraz 60 kV" para el año 2014, fecha en la que se aprueba la puesta en operación del proyecto Derivación Pierina - Huaraz; sin embargo, dentro del Plan de Inversiones 2013-2017 no se aprueba ninguna celda de Línea en la SET Huaraz para la conexión a la nueva LT en 66 kV SET Derivación Pierina – SET Huaraz, por lo que se solicita considerar una nueva celda de Línea 60kV en la SET Huaraz;

- Que, el transformador 138/66/13,8 kV de 24,8 MVA, de la SET Chimbote Sur, debe quedar como equipo de reserva para emergencia en Hidrandina.

2.21.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado la programación de las bajas de Elementos de transmisión en el Área de Demanda 3, en base a lo cual es del caso señalar:

- Que, corresponde precisar que la "Celda de Línea-Transformador" de la SET Trapecio, a darse de baja en el año 2012, es de 138 kV y no de 60 kV como figura en el Cuadro D1 del Informe por error de digitación;

- Que, sobre el transformador 33/10,5 kV de 2 MVA de la SET Casagrande-01, programado para darse de baja en el 2013, ésta se dejará sin efecto en razón a que Hidrandina ha presentado información que comprueba que el transformador que viene operando en la SET Casagrande 01, data del año 2005, por lo que corresponde a Hidrandina considerarlo como existente en el estudio que deberá elaborar a fin de determinar los requerimientos de la reserva de transformación para el Área de Demanda 3;

- Que, efectivamente, se ha verificado que no corresponde dar de baja a la Celda de Línea a Carhuaz de la SET Huaraz, ya que será utilizada para la llegada de la nueva línea 60 kV Derivación Pierina – Huaraz;

- Que, en cuanto a la posibilidad de mantener como equipo de reserva el transformador 138/66/13,8 kV de 24,8 MVA de la SET Chimbote Sur, no será modificada la programación de su baja para el año 2013, mientras que Hidrandina no presente el sustento debido como parte del estudio técnico económico al que se refiere el numeral 2.19.2 de la presente Resolución;

Que, según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.22 CONSIDERACIÓN PARA LA SET PORVENIR DE CELDAS TIPO CONVENCIONAL AL EXTERIOR Y NO METAL CLAD AL INTERIOR

2.22.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina señala que para la SET Porvenir, OSINERGMIN ha aprobado celda de transformador en 23 kV y celdas de Alimentadores 23 kV del tipo Metal Clad al interior, sin embargo debido a la naturaleza de la zona y a la falta de espacio en el interior de la Sala de Control estas celdas deben ser del tipo convencional para instalarse al exterior.

2.22.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto al tipo de celda en 22,9 kV requerida en la SET Porvenir, cabe indicar que Hidrandina como parte de sus opiniones y sugerencias, solicitó a OSINERGMIN considerar 02 celdas de alimentador en 22,9 kV del tipo interior;

Que, sin embargo, dado que Hidrandina como parte de su recurso, señala no disponer de espacio en el interior de la actual Sala de Control de la SET Porvenir, para la implementación de las celdas 23 kV previstas, se procederá a considerar celdas tipo convencional al exterior;

Que, según lo señalado este petitorio debe ser declarado fundado.

2.23 CORRECCIÓN DE LA INCOHERENCIA ENTRE CUADROS E1 Y E2 DEL INFORME, EN LOS QUE SE REPITE UN MISMO TRANSFORMADOR

2.23.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Hidrandina solicita efectuar la corrección que corresponda, dado que en el cuadro E1 (Nuevas Instalaciones) del Informe, se ha considerado un nuevo Transformador 60/23 kV de 15 MVA que se repite en el cuadro E2 (Instalaciones del Plan de Inversiones 2009-2013 a ser reprogramados para el periodo 2013-2017).

2.23.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en efecto, el transformador 60/23 kV de 15 MVA para la SET Pallasca corresponde a una nueva inversión y no a una reprogramación del Plan de Inversiones anterior, por lo que debe figurar sólo en el "Cuadro E1 – Nuevas Instalaciones" del Informe. Se procederá a eliminar este Elemento del Cuadro E2;

Que, según lo señalado en la sección 2.23.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

Que, finalmente, se han expedido los informes Nº 458-2012-GART y Nº 441-2012-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 complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 042-2005-PCM; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración presentado por Hidrandina S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.7, 2.10, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.22 y 2.23, por las razones expuestas en los numerales 2.7.2, 2.10.2, 2.15.2, 2.16.2, 2.17.2, 2.18.2, 2.22.2 y 2.23.2, respectivamente, de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por Hidrandina S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 22.2,

2.6, 2.11, 2.12, 2.19, 2.20 y 2.21, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2, 2.6.2, 2.11.2, 2.12.2, 2.19.2, 2.20.2 y 2.21.2, respectivamente, de la presente Resolución.

Artículo 3º.- Declarar improcedente los extremos del recurso de reconsideración interpuesto por Hidrandina S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, relacionados con el reconocimiento de inversiones para la ampliación de la SET Cajamarca Norte y el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento del transformador de reserva 60/22.9/13.2 kV de la SET Porvenir, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2 y 2.4.2, respectivamente, de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 4º.- Declarar infundados todos los demás extremos del recurso de reconsideración interpuesto por Hidrandina S.A, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.3.2, 2.5.2, 2.8.2, 2.9.2, 2.13.2 y 2.14.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 5º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, deberán aprobarse mediante resolución complementaria.

Artículo 6º.- Incorpórese los Informes Nº 458-2012-GARTy Nº 441-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 7º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 207-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013; contra la cual, el 14 de agosto de 2012, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. (en adelante "ELECTRO ORIENTE"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") a que se refieren los Artículos 44º y 62º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las tarifas y compensaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151, contra la cual ELECTRO ORIENTE, con fecha 14 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración;

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de ELECTRO ORIENTE.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ELECTRO ORIENTE solicita se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la Resolución 151, de acuerdo a lo siguiente:

- Modificaciones al Plan de Inversiones 2013 - 2017

1) Cambiar la relación de transformación del nuevo transformador previsto para la SET Tarapoto.

2) Considerar la implementación de la LT en 60 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas y la SET Yurimaguas para el año 2014.

3) Cambiar la relación de transformación del nuevo transformador previsto para la SET Moyobamba.

4) Incluir un transformador de reserva 138/60/10 kV para el Área de Demanda 4.

5) Considerar las alícuotas por Centro de Control y Telecomunicaciones.

6) Considerar construcción de nuevo tramo de línea en repotenciación de LT 60 kV Moyobamba-Rioja.

- Modificaciones al Plan de Inversiones 2009 – 2013

7) Reconocer la inversión de la nueva SET Juanjuí.

8) Reconocer la inversión de las Compensaciones Reactivas.

9) Reconocer la inversión de la LT 138 kV Tocache – Bellavista.

Que, ELECTRO ORIENTE anexa a su recurso de reconsideración, en calidad de nueva prueba, los siguientes documentos:

Anexo Nº 1: Plano Georeferenciado de Tarapoto

Anexo Nº 2: Solicitudes de Nuevas cargas en la SET Yurimaguas.

Anexo Nº 3: Plano Georeferenciado de Moyobamba.

Anexo Nº 4: Términos de Referencia del Sistema SCADA

Anexo Nº 5: Solicitudes de Nuevas cargas en la SET

Anexo Nº 6: Facturas de adquisición del Transformador de Potencia y equipos del Saldo de Obra.

Anexo Nº 7: Memoria Descriptiva y Presupuesto del Saldo de Obra.

Anexo Nº 8: Adquisición de Banco de Capacitores de Potencia y Reactores, y Contrato G-051-2010

Anexo Nº 9: Cheque del FONAFE al GORESAM

2.1 CAMBIAR LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL NUEVO TRANSFORMADOR PREVISTO PARA LA SET TARAPOTO

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE solicita que el nuevo transformador 138/60/10 kV de 30 MVA previsto para la SET Tarapoto, adicional al existente, tenga las siguientes características:

Descripción	Características
Nuevo Transformador de Potencia en SET Tarapoto	138/60/22,9 – 30/25/15 MVA ONAN-ONAF

Que, al respecto, señala la recurrente que en el estudio de demanda que presentara ELECTRO ORIENTE, se muestra que el crecimiento que tendrá la demanda de Tarapoto al año 2022 será de 34,77 MW, con una máxima demanda al 2011 de 17,08 MW;

Que, agrega ELECTRO ORIENTE que los 5 alimentadores que se derivan de la barra en 10 kV de la SET Tarapoto 138/22,9/10 kV actualmente alimentan la carga urbana de la ciudad de Tarapoto, la cual al encontrarse encerrada por la orografía no puede crecer más hacia el suroeste, por lo que según la ubicación de la SET Tarapoto, el nuevo transformador de potencia a implementarse en ésta deberá considerar un devanado en 22,9 que permita alimentar las cargas ubicadas de 15 a 60 km de la SET Tarapoto, cubriendo así todas las zonas periféricas en pleno crecimiento, como lo es el distrito de Morales, Lamas, Cuyumbuque, Maceda, Tacatachi y Zapatero, donde se tiene previsto el ingreso de nuevas demandas. Para una mejor referencia indica acompañar como Anexo Nº 1 de su recurso el sistema eléctrico georeferenciado actual de la ciudad de Tarapoto.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, es del caso señalar que en el Plan de Inversiones 2013-2017, aprobado por la RESOLUCIÓN, se previó la implementación de un nuevo transformador 138/60/10 kV de 30 MVA en la SET Tarapoto, debido a la sobrecarga en el devanado de 138 kV del transformador existente 138/23/10 kV de 30/9/30 MVA ONAF y porque el mayor crecimiento de la demanda en el horizonte de análisis se daba al nivel de 10 kV;

Que, no obstante, debido a que ELECTRO ORIENTE indica que los alimentadores en 10 kV de la SET Tarapoto no pueden crecer más hacia el suroeste y que tiene la necesidad de alimentar cargas ubicadas de 15 a 60 km de la SET Tarapoto, se encuentra procedente que el tercer devanado del nuevo transformador a implementarse en la SET Tarapoto sea en 22,9 kV;

Que, en ese sentido, se considera en el Plan de Inversiones 2013-2017, un nuevo transformador 138/60/22,9 kV de 30 MVA ONAF para la SET Tarapoto, así como las respectivas celdas de transformación en 138 kV y 22,9 kV;

Que, sin embargo, queda bajo exclusiva responsabilidad de ELECTRO ORIENTE la adecuada atención del incremento de la demanda en 10 kV, hasta el año 2022, a través de la infraestructura disponible en la SET

Tarapoto luego de la implementación del referido segundo transformador. Asimismo, es del caso señalar que no es técnicamente recomendable atender demandas en 22,9 kV a distancias mayores de 30 Km;

Que, por los argumentos señalados en los considerandos que anteceden, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.2 CONSIDERAR LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LT EN 60 KV PONGO DE CAINARACHI – YURIMAGUAS Y LA SET YURIMAGUAS PARA EL AÑO 2014

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE solicita considerar para el año 2014, la implementación de la línea de transmisión en 60 kV Pongo de Cainarachi –Yurimaguas y la SET Yurimaguas, bajo las siguientes características:

Descripción	Características
Celda de Derivación PI en 60 kV. Barra PONGO	Simple Barra
LT 60 kV Pongo de Cainarachi Yurimaguas.	Simple Terna, Sección: 150 mm²
Transformador de Potencia en SET Yurimaguas.	138/33/22.9 kV – 12/10/7 MVA

Que, con relación a este pedido la recurrente argumenta que en la etapa de prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017 se indicó que para posibilitar la atención de la demanda no atendida en la zona de Yurimaguas, se debía implementar en el año 2014 la LT 60 kV Pongo de Cainarachi-Yurimaguas de 55,2 km con un conductor de 150 mm² y la instalación en la SET Yurimaguas del transformador 60/10 kV de 12 MVA rotado de la SET Tarapoto; sin embargo en la etapa de publicación del mismo Plan de Inversiones 2013-2017, se señala en el Informe Nº 0277-2012-GART que sustenta la Resolución 151, que mediante un análisis oferta-demanda y de flujos de potencia, realizado en base a la proyección de la demanda de toda el Área de Demanda 4 recientemente presentada por ELECTRO ORIENTE en su ESTUDIO, el sistema 33 kV Pongo-Yurimaguas es suficiente para atender el incremento de la demanda durante el horizonte de análisis (2011-2022) siendo sólo necesario en el año 2020 la implementación de un banco de condensadores de 2 MVAR en la SET Yurimaguas;

Que, continua ELECTRO ORIENTE señalando que la ciudad de Yurimaguas, actualmente presenta una demanda vegetativa de 3,26 MW alimentada en 33 kV desde la SET Pongo de Cainarachi, habiendo en el último semestre recepcionado solicitudes de nuevos suministros y que se encuentra en conversaciones con las localidades del sector para el otorgamiento de la factibilidad de suministro a proyectos impulsados por los pobladores e instituciones públicas y privadas; razones por las que, dentro de las Opiniones y Sugerencias remitidas a la GART en fecha 11/05/12 mediante Carta G-546-2012, propuso un nuevo transformador 60/33/10 kV de 12 MVA;

Que, ELECTRO ORIENTE indica que en los Cuadros Nº 1 y 2 de su recurso impugnatorio, consigna las nuevas cargas a que se refiere en este petitorio, enfatizando que las demandas indicadas en el Cuadro Nº 2, por lo disperso de las localidades en dirección opuesta a la LT en 33 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas, éstas deberán ser atendidas en 22,9 kV. Para mejor referencia indica que en el Anexo Nº 2 que acompaña a su recurso, se presentan los requerimientos de nueva demanda en proceso de atención.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, es del caso precisar que el proyecto LT 60 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas y SET Yurimaguas, considerado en la prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017, fue retirado en la etapa de publicación de dicho Plan, debido a que la previsión de la demanda presentada por ELECTRO ORIENTE como parte de sus opiniones y sugerencias a la prepublicación no justificaba la inversión correspondiente;

Que, en esta oportunidad, con base en el requerimiento de nueva demanda que sustenta ELECTRO ORIENTE documentadamente, en el Anexo Nº 2 de su recurso de reconsideración, se ha revisado nuevamente la justificación del proyecto LT 60 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas y SET Yurimaguas, resultando su requerimiento para el año 2014, correspondiendo por tanto prever para el mismo año la baja de la actual línea en 33 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas;

Que, en cuanto a las características de la SET Yurimaguas, resulta conveniente la implementación de un nuevo transformador 60/33/10 kV de 15 MVA ONAF correspondiente al módulo estándar TP-060033010-015SE1E, en consideración a que en la SET Pongo de Cainarachi existe también un transformador de similares características y porque en la zona existen cargas que son alimentadas mediante transformadores 33/0,38/0,22 kV, además de que la ciudad de Yurimaguas es atendida mediante alimentadores en 10 kV;

Que, en ese sentido, los transformadores 60/10 kV de 12 MVA y 33/10 kV de 7 MVA que vienen operando en las SET's Tarapoto y Yurimaguas respectivamente, se mantendrán como equipos de reserva, luego de implementarse el proyecto LT 60 kV Pongo de Cainarachi – Yurimaguas y ampliación de subestaciones.

Que, por los argumentos señalados en los considerandos que anteceden, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que se está considerando para el transformador un devanado de 33 kV y no de 22,9 kV.

2.3 MODIFICAR LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN LA SET MOYOBAMBA

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE solicita que el nuevo transformador 138/60/10 kV de 20 MVA previsto para la SET Moyobamba, adicional al existente, sea de las siguientes características:

Descripción	Características
Nuevo Transformador de Potencia en SET Moyobamba	138/60/22,9 – 20/15/10 MVA ONAF

Que, como argumento señala que asociadas a la SET Moyobamba, se considera la atención de cargas en las áreas rurales y urbano- rurales alejadas de la SET Moyobamba y que, asimismo, para el 2014 se prevé 2 MW correspondientes a la carga que requerirá el supermercado Plaza Vea en 22,9 kV, expandiéndose en este nivel a las localidades de Jepelacio, San Roque y Pacayzapa;

Que, así mismo, considera que debido a que los transformadores (existente y nuevo) podrán acoplarse en paralelo en dos devanados, es necesario se implemente un celda de acoplamiento en 138 kV entre las barras principales.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en virtud a las razones que explica la recurrente en este petitorio, se encuentra procedente que el tercer devanado del nuevo transformador a implementarse en la SET Moyobamba sea en 22,9 kV;

Que, en ese sentido, se considerará en el Plan de Inversiones 2013-2017, un nuevo transformador 138/60/22,9 kV de 20 MVA ONAF para la SET Moyobamba, con sus correspondientes celdas de transformación en 138, 60 y 22,9 kV, así como una celda de alimentador en 22,9 kV;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.4 CONSIDERAR LA ADQUISICIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE RESERVA PARA LA SET TARAPOTO

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE solicita se considere la adquisición de un transformador de reserva que estará ubicado en la SET Tarapoto, equicentro de las subestaciones, con las siguientes características:

Descripción	Características
Transformador de RESERVA en SET Tarapoto	138/22.9/10 – 30/15/20 MVA ONAN-ONAF

Que, al respecto, ELECTRO ORIENTE manifiesta que en el informe que presentó con Carta No G-746-2012, de fecha 03.07.2012, en la Sección 5 se indicó textualmente: *"La Norma Tarifas Nº 050-2011 OS/CD, en el Articulo Nº 13 indica que se tomará en consideración criterios de confiabilidad N-1, dado que en el sistema San Martín existen 4 subestaciones 138/60/10 kV se considera un transformador adicional para contingencias del cual en la valorización solo se considera el Costo de Inversión. Este transformador tendrá las siguientes características: Potencia 30/30/10 MVA ONAN-ONAF, Tensión: 138/60/10 kV, Altitud: 1800 msnm.";*

Que, en ese sentido, continúa ELECTRO ORIENTE, debido a que se implementarán para el año 2014 dos transformadores adicionales: en la SET Tarapoto y en la SET Moyobamba, que sumados a los 5 transformadores actualmente en operación totalizarían 7 transformadores en el Sistema Eléctrico de San Martín en MAT (138 kV), se requiere la adquisición de un transformador de reserva, a fin que pueda reponerse el sistema sin dificultad ante la falla de cualquier transformador en operación.

Que, en el Cuadro Nº 3 de su recurso impugnativo, consigna las características de los transformadores actuales y los que se instalarán en enero de 2014.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, ELECTRO ORIENTE deberá, a partir de los equipos de reserva existentes que disponga, determinar la reserva de transformación necesaria para el Área de Demanda 4 mediante un estudio técnico-económico, que incluya el respectivo plan de contingencia, donde se definan 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, ante la falla de algún transformador operativo. Como por ejemplo:

- Identificación de algún transformador que cubra los requerimientos de capacidad a respaldarse y que pueda disponerse durante el tiempo de reparación del transformador fallado.
- Transferencias de carga en MT entre SET's AT/MT contiguas.
- 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.
- Intensificar el control de operación y el mantenimiento predictivo del parque de transformadores a fin de reducir al mínimo las probabilidades de fallas.

Que, es posible que puedan existir otras alternativas a las señaladas para cubrir una eventual falla de algún transformador en operación, las cuales son de dominio de la propia empresa concesionaria, no siendo necesariamente la adquisición de un transformador de reserva la alternativa de mínimo costo en la estructuración del plan de contingencias para una red de transmisión;

Que, por los argumentos señalados en los considerandos que anteceden, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.5 INCLUIR EN EL PLAN DE INVERSIONES LAS ALÍCUOTAS POR CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE señala que dentro del Informe Nº 277-2012-GART que sustenta la RESOLUCIÓN 151, en lo que respecta al Área de Demanda 4, en el archivo "F-308,309 AREA4.xls" no se ha considerado las alícuotas por Centro de Control y Telecomunicaciones, no obstante que en su informe que presentó a OSINERGMIN con Carta Nº G-746-2012, de fecha 03 de julio de 2012, incluyó en los cálculos de inversión (Formato 300) las alícuotas de Centro de Control y Comunicaciones;

Que, argumenta que bajo las exigencias del COES y en consideración a los estándares de operación indicados en la Resolución 151 Directoral 014-2005-EM/DGE – "Norma Técnica Para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados" (NTOTR) y en la Resolución 151 Directoral 055-2007-EM/DGE – "Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", se ha previsto para noviembre del año 2013 la implementación del sistema SCADA en el Sistema Eléctrico de San Martín, para lo cual actualmente se tiene los Términos de Referencia aprobados, que adjunta a su recurso como Anexo Nº4, para el inicio del proceso de concurso;

Que, por tales razones, la recurrente solicita se considere dentro del Plan de Inversiones 2013-2017 la implementación del Centro de Control de ELECTRO ORIENTE, a fin que se incluyan en los costos de Inversión.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, es necesario precisar que las alícuotas por concepto de Centro de Control y Telecomunicaciones se aplican para los casos de subestaciones nuevas que se integran a un sistema de transmisión existente, el cual por tratarse de un sistema en operación debe contar con su Centro de Control e infraestructura de telecomunicaciones para su correcta operación, en cumplimiento de la NTOTR (que data del año 2005) y demás normativa relacionada. De lo contrario, ELECTRO ORIENTE estaría en falta respecto al cumplimiento de dicha normativa;

Que, bajo este orden de ideas, se tomó en cuenta que en la oportunidad que se construyó la LT 138 kV Tocache – Bellavista, tanto la SET Tocache como la SET Bellavista eran instalaciones existentes y, por tanto, estaban ligadas a un Centro de Control y contaban con la infraestructura de Telecomunicaciones necesaria para su operación o monitoreo desde dicho Centro de Control. En cuanto a la infraestructura de telecomunicaciones inherente a la LT 138 kV Tocache – Bellavista, se tiene entendido que está dentro del equipamiento transferido por GORESAM a ELECTRO ORIENTE;

Que, no obstante, es del caso señalar que en los costos de los módulos estándar de celdas de línea 138 kV, se consideran los costos de los cables de conexión para que una nueva celda se integre al sistema de adquisición de datos e integración a un centro de control.;

Que, tales módulos estándares son los que se han utilizado para determinar la inversión sobre la que se aplicaron los porcentajes establecidos por OSINERGMIN para la determinación del COyM, que ya está siendo remunerado a ELECTRO ORIENTE a través del Peaje de SST y SCT vigente del Área de Demanda 4;

Que, por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.6 CONSIDERAR LA CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO TRAMO DE LÍNEA EN LA REPOTENCIACIÓN DE LA LT 60 KV MOYOBAMBA-RIOJA

2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala ELECTRO ORIENTE que OSINERGMIN en el Informe Nº 277-2012-GART, que sustentó la Resolución 151, ha valorizado la repotenciación de la LT 60 kV Moyobamba-Rioja en un monto ascendente a US$ 394 352,07; sin embargo el proyecto para su repotenciación presenta un tramo de 13,84 km, en el que se construirán nuevas torres, y un tramo de 8,36 km de remplazo de conductor;

Que, en ese sentido, solicita revisar el cálculo realizado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN (GART), según el cálculo que muestra en el Cuadro Nº 4 de su recurso;

Que, precisa que la composición del código LF-060SER0TAS1C1240A-plus corresponde a la diferencia de costos de los módulos LT-060SER0TAS1C1240A y LT-060SER0TAS1C070A.

2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, es del caso precisar que la repotenciación de la LT 60 kV Moyobamba – Rioja no forma parte del Plan de Inversiones 2013-2017 aprobado con la Resolución 151, ya que conforme se explicó en el Informe Nº 277-2012-GART que la sustenta, según los documentos presentados por ELECTRO ORIENTE, incluyendo el requerimiento de 8 MW para la fábrica Cementos Selva en el año 2014, la repotenciación de la LT 60 kV Moyobamba – Rioja se justifica en el año 2018, según los resultados del análisis de flujos de potencia y balance oferta-demanda;

Que, además, carece de sentido analizar las particularidades que con respecto a este proyecto señala ELECTRO ORIENTE, habida cuenta que la regulación no se realiza Ad-Hoc para cada proyecto de transmisión, sino con base en criterios de aplicación uniforme para todos los Titulares de transmisión y de acuerdo a los procedimientos establecidos para el efecto;

Que, por los argumentos señalados en la sección 2.6.2, este petitorio debe ser declarado improcedente.

2.7 RECONOCER LA INVERSIÓN DE LA NUEVA SET JUANJUÍ

2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, con relación al reconocimiento de los costos realizados para la implementación de la SET Juanjuí, ELECTRO ORIENTE observa que en el Informe Nº 277-2012-GART que sustenta la Resolución 151, se indica: *"Como resultado del análisis realizado, se comprueba que no se justifica la implementación de la SET Juanjuí por la reducida demanda a atenderse desde esta SET"*;

Que, sin embargo, continúa ELECTRO ORIENTE, la provincia de Juanjuí comprende 6 distritos que cuentan con servicio eléctrico y 14 centros poblados principales que no cuentan con servicio eléctrico, cuya actividad se basa en los cultivos de: cacao (producción considerada entre las mejores del mundo), naranja, arroz, papaya, algodón, yuca, plátano, limón. etc.;

Que, agrega la recurrente que, la demanda correspondiente a lo señalado en el párrafo anterior asciende a 2,19 MW al año 2011, y se espera un crecimiento de la carga vegetativa de 2,50 MW para el 2012, debiendo adicionarse 2,4 MW por las cargas nuevas, siendo el escenario de crecimiento de la Demanda el que se indica en el Cuadro Nº 5 de su recurso impugnativo;

Que, además, continúa ELECTRO ORIENTE, la SET Bellavista actualmente atiende una demanda de 2,19 MW en Juanjuí, a través de una red de distribución precaria en 22,9 kV de 25 km., que debido a la geografía de la zona no permite la atención oportuna de interrupciones, lo que de descargarse de la SET Bellavista permitiría que desde esta SET pueda atenderse el crecimiento de la demanda de la localidad de Picota con una carga adicional de 2,0 MW;

Que, indica que en el Cuadro Nº 6 de su recurso, se aprecian las nuevas cargas presentadas en el archivo "Electrificación Rural ELECTRO ORIENTE 2011-2020", que ascienden a 2,2 MW con un factor de simultaneidad de 0,9, que serán atendidas desde la nueva SET Juanjuí, que ingresará en operación el 24 de agosto del año 2012;

Que, mediante el Gráfico Nº1 de su recurso, ELECTRO ORIENTE muestra el radio de carga que tendrá tanto la SET Juanjuí como la SET Bellavista;

Que, con relación a la SET Juanjuí, sostiene ELECTRO ORIENTE que el Estudio Definitivo del Proyecto elaborado por el Consorcio Bellavista (GORESAM) consideró la construcción de esta SET en configuración "T" a partir de la línea Tocache - Bellavista en 138 kV; sin embargo, por las ventajas técnicas analizadas y, atendiendo a las recomendaciones del COES-SINAC efectuadas al estudio de Pre Operatividad aprobado, se ha construido la SET Juanjuí en configuración "π", como parte del saldo de Obra, la cual está conformada por los siguientes componentes:

- Dos celdas de línea en 138 kV (Una de Tocache y otra a Bellavista)
- Una celda en 138 kV para el transformador de potencia.
- Un transformador de potencia 138/22,9/10 kV de 7/3/7 MVA.
- Celdas en 22,9 kV y 10 kV del transformador de potencia.
- Dos alimentadores en 22,9 kV y una celda de llegada.
- Tres alimentadores en 10 kV y una celda de llegada.
- Una sala de control y caseta de vigilancia.

Que, como parte de su argumento, indica que en el Anexo Nº 6 que acompaña a su recurso, se aprecian las facturas de adquisición del transformador de potencia suministrado por COSAPI, relés suministrados por ABB, celdas de línea, celdas de transformadores suministrados por la empresa BB Tecnología Industrial SAC.

2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ELECTRO ORIENTE no sustenta nueva demanda respecto a lo que presentó para la etapa de publicación del Plan de Inversiones 2013-2017; no obstante se ha realizado una simulación de flujos de potencia para el horizonte de análisis (2011-2022), incluyendo las demandas que menciona en este petitorio, resultando nuevamente que la implementación de la SET Juanjuí no se justifica por lo menos durante el horizonte de análisis;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.8 SE RECONOZCAN LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS COMPENSACIONES REACTIVAS EN LA SE TARAPOTO Y SE BELLAVISTA

2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRO ORIENTE señala haber ejecutado el saldo de obra del proyecto LT Tocache – Bellavista, según el alcance contenido en la Sección 6 de la "Memoria descriptiva del Saldo de Obra" y Presupuesto del Saldo de Obra, mostrado en el Anexo Nº 7 que acompaña a su recurso y cuyo resumen lo muestra en el Cuadro Nº7 que forma parte de este pedido, de los cuales adjuntan las facturas correspondientes en el Anexo Nº 8 de su recurso;

Que, enfatiza ELECTRO ORIENTE que en el Cuadro Nº 10 del recurso de reconsideración, se aprecia que el alcance del Saldo de Obra incluye el "Suministro, Montaje y Puesta en Servicio de la Compensación reactiva del

tipo Capacitivo para las SET's Bellavista y Tarapoto", siendo que la empresa COSAPI S.A., realizó el suministro y montaje del reactor instalado en la SET Tarapoto y del transformador 138/10 kV de 15 MVA en la SET Bellavista, conforme se aprecia en el Anexo Nº 8 que acompaña a su recurso; del mismo modo la empresa BB Tecnología Industrial SAC suministró e instaló las compensaciones en MT tanto en la SET Tarapoto como en la SET Bellavista, conforme también se aprecia en dicho Anexo Nº 8;

2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, revisada la información contenida en los Anexos Nº 7 y 8, que ELECTRO ORIENTE adjunta a su recurso de reconsideración, se concluye que en base a ésta no es posible identificar a cabalidad los componentes de estos elementos que provendrían de lo que le transfirió a título gratuito GORESAM y de lo que habría complementado para la puesta en servicio de las compensaciones reactivas a las que se refiere ELECTRO ORIENTE;

Que, ante tal situación, cabe reiterar lo señalado en la página 24 del Informe Nº 277-2012-GART que sustenta la Resolución 151, en el sentido que se incluyen estas instalaciones como modificación del Plan de Inversiones 2009-2013 (ver cuadro D1 del Anexo D del mismo informe), a fin que en la etapa de fijación de Peajes y Compensaciones sea reconocido a favor de ELECTRO ORIENTE el costo de operación y mantenimiento (COyM) correspondiente, por ser la empresa que está a cargo de la explotación del sistema de transmisión del Área de Demanda 4;

Que, cabe señalar que a raíz de este análisis se ha verificado que la información proporcionada por ELECTRO ORIENTE no concuerda con el equipamiento de compensación reactiva realmente implementado en la SET Bellavista, ni con la que se ha consignado en el referido Cuadro D1, lo que ha motivado a analizar en detalle la compensación requerida en esta SET, llegando a la conclusión que:

- La compensación inductiva correspondía instalarla convenientemente en barras 138 kV y la compensación capacitiva en barras MT (ya sea en 22,9 kV ó 10 kV ó de manera combinada en ambos niveles MT), con lo cual se hubiese evitado la instalación del transformador 138/10 kV de 15 MVA.
- Los reactores podían haberse seleccionado de mayor magnitud, y en 138 kV, a fin de reducir el número de celdas.
- Los capacitores podían haberse seleccionado para que operen con diferentes pasos de 1,25 MVAR, a fin de utilizar una sola celda en 10 kV.

Que, no obstante, dado que se reconocerá a favor de ELECTRO ORIENTE sólo el COyM correspondiente a estas instalaciones, se ha procedido a la corrección del Cuadro D1 a fin de considerar todo el equipamiento implementado, para lo cual se han adecuado los códigos modulares a lo real y se aplicará en la etapa de fijación de Peajes un criterio de extrapolación a partir de los costos de módulos estándar disponibles para estimar la inversión correspondiente, sólo para efectos de aplicación de los porcentajes fijados para el cálculo del COyM.

Que, por los argumentos señalados en los considerandos anteriores, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.9 SE RECONOZCAN LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LA LT TOCACHE - BELLAVISTA

2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, con relación a la LT 138 kV Tocache – Bellavista, ELECTRO ORIENTE manifiesta que en el Informe Nº 277-2012-GART que sustenta la Resolución 151, no se ha considerado el costo de inversión de esta línea;

Que, al respecto, ELECTRO ORIENTE indica que en el Anexo Nº 9 que acompaña a su recurso, vuelve a presentar el cheque de desembolso al Gobierno Regional San Martín, realizado por FONAFE como propietaria de las acciones de ELECTRO ORIENTE, dejando en claro que la LT 138 kV Tocache – Bellavista no califica como una donación de FONAFE a ELECTRO ORIENTE.

2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ELECTRO ORIENTE impugna la Resolución 151 y solicita se le reconozca los costos de inversión correspondientes a la Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista; no obstante, luego de una revisión de las resoluciones tarifarias emitidas por OSINERGMIN, se advierte que la regulación de dicha línea ha sido realizada mediante la Resolución OSINERGMIN Nº 184-2009-OS/CD (en adelante "Resolución 184"), mediante la cual se fijaron las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de noviembre de 2009 y el 30 de abril de 2013;

Que, en efecto, dicha instalación se encuentra consignada en el Cuadro 1.4 correspondiente al Plan de Inversiones del Área de Demanda 4; en dicho cuadro se reconoce como titular de la LT Tocache – Bellavista al Gobierno Regional de San Martín, sin reconocer ningún monto por concepto de costo de inversión, sino únicamente lo correspondiente a los costos de operación y mantenimiento (COyM);

Que, asimismo, en el cuadro 4.1 de la misma Resolución 184, referido a los Peajes, se consignan los Peajes correspondientes al Gobierno Regional de San Martín habiéndose colocado una nota al pie con el texto siguiente: *"Se ha considerado que la inversión de la L.T. Tocache-Bellavista, será transferida a la concesionaria a título gratuito…";*

Que, cabe señalar que previo a la emisión de la Resolución 184, se llevaron a cabo cada una de las etapas del "Procedimiento para la fijación de Tarifas y Compensaciones para el Sistema Secundario de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión"[1] previamente aprobado por Resolución 151 OSINERGMIN (en

[1] Procedimiento establecido en el Anexo B del TUO aprobado mediante Resolución 151 OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente reemplazada por la Norma "Procedimiento para la fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución 151 OSINERGMIN Nº 080-2012-OS/CD.

adelante "Procedimiento"). El referido Procedimiento en su conjunto otorgó a los interesados, en diversas etapas, la posibilidad de proponer, comentar, sugerir, observar y finalmente impugnar la decisión de OSINERGMIN;

Que, una vez emitida la Resolución 184, ninguno de los agentes interesados, incluyendo a ELECTRO ORIENTE, impugnó el tratamiento dado a la LT Tocache – Bellavista, ni ningún otro aspecto relacionado con ésta instalación;

Que, en esta oportunidad, ELECTRO ORIENTE impugna la Resolución 151, la misma que tiene por objeto aprobar el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 – 2017, referido a las instalaciones que entren en operación dentro del periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017 y, modifica el Plan de Inversiones 2009 – 2013 en aspectos relacionados con lo establecido en la modificación del Artículo 139º del RLCE introducida por el Decreto Supremo Nº 014-2012-EM. Cabe aclarar que las modificaciones realizadas al Plan de Inversiones 2009 – 2013 mediante la Resolución 151, no tienen relación con la LT Tocache – Bellavista que fue debidamente regulada en la Resolución 184;

Que, del caso concreto se observa que el extremo del recurso de ELECTRO ORIENTE, materia de análisis, no discute aspectos contenidos en la Resolución 151, ni se aboca a la decisión dispuesta mediante ésta, sino que más bien, conforme se ha señalado, cuestiona una decisión contenida en la Resolución 184, publicada en el diario oficial El Peruano el 15 de octubre de 2009, la cual se ha constituido en un acto firme[2], de conformidad con lo señalado en el Artículo 212º de la LPAG, al haberse agotado la vía administrativa y no haber sido recurrida en vía judicial, habiendo prescrito el plazo para hacerlo. Incluso, el plazo para declarar su nulidad de oficio, en el supuesto negado que se pretendiera hacerlo, ha prescrito; por lo que no existe vía legal para revisar dicha Resolución 184, siendo de obligatorio cumplimiento por la administración y por los administrados;

Que, en efecto, según lo dispuesto en los Artículos 206º y 212º de la LPAG, no cabe impugnación de actos firmes ni consentidos por no haber sido recurridos en el tiempo y forma establecidos, como ocurre en el presente caso con la Resolución 184. En tal sentido, si el tema reclamado por el administrado quedó administrativamente como cosa decidida y, posteriormente, como un acto firme[3], no puede ser objeto de impugnación;

Que, estando a las consideraciones expuestas precedentemente, se concluye que el recurso de reconsideración de ELECTRO ORIENTE, respecto al extremo analizado en el presente informe, deberá ser declarado improcedente, toda vez que, se cuestionan aspectos constituidos como actos firmes y decididos por OSINERGMIN en la Resolución 184, y que no constituyen materia de la Resolución 151 impugnada;

Que, sin perjuicio de lo señalado, la recurrente cuestiona que no se hayan reconocido costos de inversión respecto de la LT Tocache-Bellavista debido a que la misma, según indica la recurrente, no constituiría una donación de FONAFE a ELECTRO ORIENTE, sino que FONAFE como propietaria de las acciones de ELECTRO ORIENTE habría realizado el desembolso correspondiente a favor del Gobierno Regional de San Martín, lo que acredita presentando la copia del cheque respectivo;

Que, al respecto, según consta en la Minuta suscrita por el Gobierno Regional de San Martín y ELECTRO ORIENTE, en fecha 14 de setiembre de 2009, el Gobierno Regional de San Martín sí habría transferido las instalaciones en cuestión a título gratuito a favor de ELECTRO ORIENTE; contradiciendo así lo señalado por la recurrente en su recurso;

Que, debe tenerse en cuenta que, de conformidad con el principio de verdad material contemplado en la LPAG[4], y el Artículo 75º[5] de la misma norma, la legalidad del acto administrativo exige que éste se ajuste a la normativa vigente y que, para su expedición, se haya tenido en cuenta toda la información disponible y existente que sustente la decisión reflejada en el citado acto administrativo;

Que, en el presente caso, la Resolución 184 se emitió basándose en toda la información disponible, entre ella la referida Minuta, por lo tanto, el acto administrativo se encuentra debidamente motivado con la información que OSINERGMIN tenía a la vista en el momento de su emisión;

Que, en efecto, lo señalado por ELECTRO ORIENTE respecto de que FONAFE habría realizado algún desembolso a favor del Gobierno Regional de San Martín por concepto de la LT Tocache – Bellavista, constituye información posterior a la fecha en la que el Regulador adoptó la decisión contenida en la Resolución 184, y sobre la cual

---

[2] Morón Urbina define al Acto Firme como "aquel que ya no puede ser impugnado por las vías ordinarias del recurso administrativo o contencioso administrativo, al haberse extinguido los plazos fugaces para ejercer el derecho de contradicción", añade el citado autor que vencidos estos plazos, "…el administrado queda sujeto a éstos actos, sin poder alegar petitorios reclamaciones o instrumentos procesales análogos".

[3] Sayagués sostiene que el acto puede ser impugnado mediante los recursos administrativos que el derecho establece: "La interposición de los recursos obliga a la administración a dictar un pronunciamiento confirmando, modificando o revocando el acto impugnado. Este pronunciamiento constituye la palabra final de la administración sobre la cuestión planteada. con lo cual el acto adquiere carácter definitivo. Igualmente el acto adquiere carácter definitivo si el administrado omite recurrir dentro de los plazos establecidos".

[4] Artículo IV, literal 1.11 del Título Preliminar de la LPAG.-
1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:
…
1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas.
…

[5] Artículo 75 de la LPAG. Deberes de las autoridades en los procedimientos.-
Son deberes de las autoridades respecto del procedimiento administrativo y de sus partícipes, los siguientes:
…
2. Desempeñar sus funciones siguiendo los principios del procedimiento administrativo previstos en el Título Preliminar de esta Ley.
…

no tuvo conocimiento previo; por tanto, desde el punto de vista jurídico formal y conforme al principio de verdad material, dicha nueva información no podría afectar la validez del acto administrativo que además, como hemos señalado, ya se constituyó como acto firme.

Que, finalmente, se han expedido los informes Nº 459-2012-GART y Nº 433-2012-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 complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 042-2005-PCM; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – ELECTRO ORIENTE, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los numerales 2.1 y 2.3, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2 y 2.3.2 de la presente resolución.

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – ELECTRO ORIENTE, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere al numeral 2.2 por las razones señaladas en el numeral 2.2.2 de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – ELECTRO ORIENTE, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los numerales 2.4, 2.5, 2.7 y 2.8, por las razones señaladas en los numerales 2.4.2, 2.5.2, 2.7.2 y 2.8.2 de la presente resolución.

Artículo 3º.- Declarar improcedente el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – ELECTRO ORIENTE, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los numerales 2.6 y 2.9, por las razones señaladas en los numerales 2.6.2, y 2.9.2 de la presente resolución.

Artículo 4º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse mediante Resolución complementaria.

Artículo 5º.- Incorpórese los Informes Nº 459-2012-GARTy Nº 433-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 6º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 208-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A. (en adelante "CONENHUA"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013-2017, contra la cual CONENHUA, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, de acuerdo con el contenido del recurso interpuesto por CONENHUA, solicita lo siguiente:

1. Que, se revise el Plan de Inversiones del Área de Demanda 6, relacionado a la SE Huaral Nueva 220/60/20 kV.

2. Que, se revise el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, relacionado al Sistema Huancavelica.

3. Que, en el Área de Demanda 3, para la SE Cajamarca Norte se reconozca la inversión efectuada.

2.1 RECONSIDERACIÓN RELACIONADA CON EL ÁREA DE DEMANDA 6

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

A) Tipo de Estructura de la Línea Deriv. Zapallal Paramonga Nueva - Huaral Nueva 220 kV.

Que, CONENHUA señala que la conexión de la Línea Zapallal Paramonga y la SET Huaral Nueva se realizará mediante una "PI", siendo necesario instalar nuevas estructuras del mismo tipo a las existentes en la línea Zapallal Paramonga L-2212, por lo cual se requiere implementar estructuras metálicas de celosía;

Que, agrega que la estructura metálica existente de suspensión número T-246 de la línea L-2212, no es la adecuada para la Conexión "PI", por lo que se requiere una nueva estructura metálica de celosía de anclaje reforzada, la cual permitirá conservar la confiabilidad mecánica de la línea L-2212 ante cualquier eventualidad, exigencia del concesionario para el "Open Access" de sus instalaciones;

Que, en el Anexo Nº 4 de su recurso, presenta un esquema para la conexión de la SET Huaral Nueva a la Derivación Zapallal-Paramonga, para la cual, menciona, ha considerado un presupuesto real aproximado de US$ 180 000;

Que, la empresa concluye que, es necesario considerar la inclusión del tipo de estructura metálica de celosía en la zona de Costa, dentro de la base de módulos estándar de las líneas de transmisión.

B) Titularidad de Instalaciones en 60 kV

Que, CONENHUA manifiesta que la alimentación del sistema Huaral – Chancay se desarrolló de manera coordinada entre CONENHUA y la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. ("EDELNOR") a sugerencia de OSINERGMIN. Así mismo, señala que dentro de sus opiniones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones 2013-2017, solicitó considerar la celda de acoplamiento y la celda de medición de 60 kV en la subestación Huaral Nueva, para tener la configuración doble barra, con lo cual se obtendría mayor confiabilidad en el sistema; solicitud acogida por OSINERGMIN;

Que, manifiesta que, sin embargo, la titularidad de la celda de acoplamiento y la celda de medición en 60 kV fue asignada a EDELNOR; lo cual no es acorde a lo solicitado a OSINERGMIN y coordinado entre EDELNOR y CONENHUA;

Que, agrega, que la construcción y operación de la SET Huaral Nueva y la doble barra en 60 kV, necesaria para confiabilidad del sistema por el nivel de carga, debe estar a cargo del mismo titular de la SET Huaral Nueva, solución técnica y económica más favorable para el Sistema Huaral - Chancay.

C) Celda de medición 20 kV

Que, CONENHUA manifiesta que, en el Plan de Inversiones se ha considerado en el lado terciario del transformador en la SET Huaral Nueva una tensión de 20 kV, al haber verificado que EDELNOR atiende las cargas rurales de la zona de Huaral en dicho nivel de tensión. Señala que, sin embargo, no se ha considerado la celda de medición en 20 kV, necesaria para el adecuado funcionamiento y registro de los retiros en dicho nivel de tensión, punto de retiro de energía y potencia de la SET Huaral Nueva;

Que, agrega que, la celda de medición en el lado de 20 kV es necesaria para realizar el balance de energía y potencia de la SET Huaral Nueva, la cual es información requerida por los agentes del SEIN y el COES;

Que, concluye que es necesario instalar y asignar a CONENHUA la celda de medición de 20 kV con código CE-023COR1C1ESBMD1.

D) Corriente de Cortocircuito

Que, manifiesta que las nuevas instalaciones de transmisión que ingresan al SEIN, están originando un sistema más robusto, por lo cual es necesario considerar en los diseños de los nuevos equipos, parámetros de corto circuito acorde del SEIN;

Que, agrega que, en la evaluación del estudio de preoperatividad que está desarrollando se definirá la corriente de corto circuito, que se implementará en la SE Huaral Nueva;

Que, concluye que, es necesario considerar para las instalaciones de 220 kV corrientes de cortocircuito de 40 kA y para las instalaciones de 60 kV corrientes de cortocircuito de 31,5 kV.

E) Fecha de Ingreso

Que, la recurrente manifiesta que la fecha de ingreso al SEIN de la SET Huaral Nueva 220/60/20 kV está programada para mayo 2013, considerando el ingreso de la carga MT en 20 kV del sistema de EDELNOR y la carga AT en 60 kV de la empresa "Procesadora Industrial Rio Seco". Por lo cual, solicita que se considere como fecha de ingreso de la SET Huaral Nueva el 01 de mayo del 2013.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

A) Tipo de Estructura de la Línea Deriv. Zapallal Paramonga Nueva - Huaral Nueva 220 kV

Que, de la revisión del esquema de conexión de la SET Huaral Nueva, presentado por CONENHUA en su recurso, se identifica que el tramo de línea de derivación hacia esta subestación, contará con estructuras únicamente a la altura del eje de la línea existente L-2212, estas estructuras cumplirán la función de adaptar esta línea para la derivación;

Que, resulta procedente técnicamente que las estructuras de derivación sean del mismo tipo que los de la línea existente (L-2212), y dado que estas estructuras son las únicas a emplear en la derivación, las mismas definirán el tipo de módulo estándar a emplear;

Que, en consecuencia, dado que el tipo de estructura de la línea existente es de celosía y teniendo en cuenta la particularidad que esta derivación es de un solo vano (una sola estructura), resulta pertinente aplicar un módulo estándar con estructura tipo celosía. Cabe precisar que este es un caso excepcional y no configura un caso general de una línea que longitud tal que requiera de varias estructuras, para la cual se debería aplicar los módulos estándares definidos para costa con estructuras de madera, por lo que no es necesario incorporar módulos estándares conforme lo solicitado por CONENHUA;

Que, en ese sentido, dado que para la zona costa no está definido un módulo con estructura celosía, en el caso particular de esta derivación se aplicará el módulo de selva rural 0-1000 msnm, dado que considera un BIL similar;

Que, en consecuencia se debe cambiar el módulo estándar de la línea de derivación de 250 m a la SET Huaral Nueva por el siguiente: LT-220SER0TAD2C4600A;

Que, con respecto al valor real al cual ascendería dicha derivación, se debe precisar que, conforme a lo establecido en el Artículo 139º del Reglamento de Concesiones Eléctricas los costos de inversión del Plan de Inversiones se determinan con base a costos estándares y no con base en los costos particulares de cada proyecto;

Que, sin perjuicio de lo mencionado en los considerandos anteriores, se debe precisar que no está dentro del alcance del presente proceso de Plan de Inversiones la modificación de la base de datos de módulos estándares, conforme lo solicita CONENHUA.

B) Titularidad de Instalaciones en 60 kV

Que, conforme a la Resolución 151 el titular con la mayor cantidad de Elementos a construir en la subestación Huaral Nueva es CONENHUA, por lo que también se le asignaron los elementos comunes que soportan el funcionamiento de la subestación en 220 kV y 60 kV. Por otro lado, se tiene previsto que otros Agentes se conecten a esta subestación, tal es el caso de EDELNOR que se conectará a las barras de 60 kV con sus propias celdas, las mismas que han sido asignadas a esta empresa en la Resolución 151;

Que, en este orden de criterios, corresponde que los Elementos comunes de la mencionada subestación se asignen a CONENHUA; por lo que, las celdas de acoplamiento y de medición de las barras de 60 kV con módulos CE-060COU1C1IDBAC2 y CE-060COU1C1ISBMD2 deben asignarse a esta empresa, de acuerdo a lo solicitado por la recurrente.

C) Celda de medición 20 kV

Que, efectivamente en el Plan de Inversiones 2013-2017 publicado por la Resolución 151 se ha previsto que la subestación Huaral Nueva cuente con barras en 20 kV para atender el crecimiento de la demanda de las cargas, principalmente rurales, que existen en el sistema Huaral – Chancay. No obstante, en el mencionado plan no se incluyó la celda de medición en el lado de 20 kV en esta subestación.

Que, la celda de medición es un Elemento necesario para obtener los valores de los parámetros eléctricos para el adecuado control, medición y protección de los equipos, conectados en este caso en el lado de 20 kV;

Que, por lo tanto, sí corresponde incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017 la celda de medición para la barra de 20 kV en la subestación Huaral Nueva, en el año 2013. Al respecto, dado que se trata de una subestación de derivación de una línea troncal y que las celdas alimentadoras están previstas para ser instaladas en interior, el módulo que le corresponde no es el solicitado por CONENHUA sino el siguiente: CE-023COU1MCISBMD1.

D) Corriente de Cortocircuito

Que, con el fin de evaluar lo solicitado por CONENHUA se han efectuado simulaciones de cortocircuito monofásico y trifásico en las barras de la Subestación Huaral Nueva; para tal fin se han empleado los archivos de formato Digsilent ("2013 a 2016.pfd") que sustentan la Resolución 151.

Que, adicionalmente, se han efectuado simulaciones de cortocircuito en la barra Huacho 220 kV y Zapallal 220 kV, con los archivos en formato Digsilent publicados por el COES correspondientes al Plan de Transmisión

("PlanTransmisión2013 - CS_2016.pfd" y "PlanTransmisión2013-2022.pfd") y a los estudios de preoperatividad ("BASE_DE_DATOS_SEIN_2012-2016.pfd"). Cabe mencionar que estos archivos fueron publicados en la página Web de OSINERGMIN como parte de los archivos de cálculo que se tomaron en cuenta para la definición del Plan de Inversiones 2013 – 2017 aprobada por la RESOLUCION;

Que, los resultados de estas simulaciones se resumen en el cuadro Nº 2-1 del Informe Nº 0440-2012-GART. En los resultados ahí mostrados, se observa que en ninguno de los casos la corriente de cortocircuito en la barra 220 de la SET Huaral Nueva supera los 31,5 kA. Esta condición se valida con los resultados de simulación de corriente de cortocircuito en los archivos publicados por el COES; es decir, en las barras adyacentes a Huaral Nueva, Zapallal 220 kV y Huacho 220 kV, no se supera la corriente de cortocircuito de 31,5 kA;

Que, en consecuencia, con base en el análisis efectuado no es necesario considerar en el Plan de Inversiones 2013-2017, en la SET Huaral Nueva, celdas con mayor capacidad de cortocircuito tal como lo solicita CONENHUA en su recurso.

E) Fecha de Ingreso

Que, se debe precisar que en el Informe Nº 0279-2012-GART que contiene el Plan de Inversiones del Área de Demanda 6 aprobada por la Resolución 151, sólo se establece el año previsto para que entren en operación los Elementos aprobados en dicho plan, no especificándose el mes ni el día;

Que, en esta oportunidad, a diferencia del Plan de Inversiones 2009-2013, no resulta necesario especificar el mes y el día, en razón de la modificación efectuada por el Decreto Supremo Nº 014-2012-EM al Artículo 139º del Reglamento de la Ley de concesión Eléctricas. Conforme a esta modificación las instalaciones del Plan de Inversiones ya no se remuneran a partir de la vigencia del Plan de Inversiones, sino a partir de su puesta en operación comercial[1];

Que, así mismo, en cada Liquidación Anual se debe considerar el monto que refleje las instalaciones del Plan de Inversiones que hayan entrado en operación comercial durante el periodo anual a liquidar[2];

Que, en ese sentido, para efectos de determinar el CMA y los peajes correspondientes a los Elementos del Plan de Inversiones, la fecha precisa de entrada en operación comercial se utilizará en el proceso de Liquidación Anual siguiente a su entrada en operación comercial y no corresponde que se establezca dicha fecha en el presente proceso de Plan de Inversiones;

Que, en función a lo señalado, este petitorio efectuado por CONENHUA, debe ser declarado fundado en parte.

2.2 RECONSIDERACIÓN RELACIONADA CON EL ÁREA DE DEMANDA 5

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, CONENHUA manifiesta que, de acuerdo al análisis realizado a los cálculos efectuados por OSINERGMIN (que determina que no se requiere la implementación de 01 Banco de Compensación de 2,05 MVAR en la SE Caudalosa 60/22 kV 12,5 MVA), no se ha considerado los valores de demanda reales que desde el año 2011 se presentan en la configuración de la SET Caudalosa. CONENHUA Adjunta a su recurso un cuadro con las demandas de las SETs Ingenio y Caudalosa consideradas en el Estudio de OSINERGMIN para la Resolución 151;

Que, agrega que, desde inicios del año 2011 se registra un incremento permanente de la demanda en el valor de 1,00 MW en la SET Caudalosa, llegando en la actualidad hasta 6,52 MW, hecho que hace necesario la conexión de un banco de compensación. En su Anexo Nº 5 adjunta un cuadro de demanda de la SET Caudalosa 60/22 kV;

Que, por otro lado, en la exposición de su recurso CONENHUA durante la Audiencia Pública llevada a cabo el 27 de agosto de 2012, precisó que se requiere un banco de condensadores de 2,1 MVAr en la SET Caudalosa.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que los valores de demanda de los años 2011 en adelante, empleados para efectos de la Resolución 151, corresponden a una proyección de demanda con la información histórica hasta el año 2010. En esta oportunidad, con el fin de corroborar lo solicitado por CONENHUA se ha procedido a revisar la información de demanda en la SET Caudalosa. Con base en esta revisión se ha identificado lo siguiente:

- Para efectos de la Resolución 151, para el Usuario Libre "CORPORACION MINERA CASTROVIRREYNA", cuya data histórica inició el año 2011, se previó una demanda de 1,80 MW; sin embargo, de la revisión de la información más reciente en los archivos reportados a OSINERGMIN por las empresas suministradoras, se ha verificado que este cliente alcanzó una máxima demanda de 3,64 MW en lo que va del año 2012.

---

[1] Artículo 139, literal d) numeral III): "La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización, se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúe posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones."

[2] Artículo 139, literal f), numeral II): Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:

II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del periodo anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior.

- En los archivos de flujos empleados para la Resolución 151, no se incluyó la demanda de los clientes regulados que son atendidos por ELECTRO DUNAS S.A.A. ("ELECTRODUNAS").

Que, dado lo anterior, es procedente efectuar las simulaciones de flujo de potencia del sistema Huancavelica, con los valores reajustados de demanda en la SET Caudalosa. Al respecto, para los cálculos de flujos de potencia se debe emplear los valores coincidentes a la hora de máxima demanda del sistema y no los valores máximos de cada carga independiente. En ese sentido, para determinar los correspondientes valores de demanda en la SET Caudalosa se ha tomado en cuenta los siguientes criterios:

- Cargas reguladas de Electrocentro S.A.: Se emplea los valores de demanda coincidente a nivel de sistema, empleados para la Resolución 151.

- Cargas Reguladas de Electrodunas S.A.: Se emplea los valores de demanda coincidente a nivel de sistema reportados en el formato F-112 de su propuesta.

- Usuarios Libres "Minera Castrovirreyna", "Castrovirreyna Compañía Minera" y "Corporación Minera Castrovirreyna 2": Se emplea los valores de máxima demanda multiplicados por un factor de coincidencia con el sistema. El factor de coincidencia se ha calculado como la relación de su demanda a la hora de máxima demanda del sistema entre su máxima demanda, para ello se empleó los valores del 16 de diciembre de 2012, fecha de máxima demanda del SEIN. Así mismo, se mantiene constante el valor del año 2012 hasta el horizonte.

Que, los valores de demanda modificados en la SET Caudalosa son los que se muestran en el cuadro Nº 2-2 del Informe Nº 0440-2012-GART. Con los valores modificados de demanda en la SET Caudalosa, se han efectuado simulaciones de flujo de potencia del sistema Huancavelica. Con base en dichas simulaciones se comprobó que se requiere la instalación de un banco de condensadores adicional en la SET Caudalosa a partir del año 2014. Este condensador debe ser de 2,5 MVAr en lugar de 2,1 MVAr como lo solicita CONENHUA; así mismo, se requiere la correspondiente celda para la conexión de esta transformador. Los códigos de módulo estándar de ambos Elementos son SC-023SI2BPEV-1.25-2 y CE-023SIU2C1ESBCC1, respectivamente;

Que, por las razones expuestas en el análisis anterior, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.3 RECONSIDERACIÓN RELACIONADA CON EL ÁREA DE DEMANDA 3

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, CONENHUA menciona que en la SET Cajamarca Norte, referencialmente ubicada dentro del Área de Demanda 3, se han realizado varias modificaciones en su sistema eléctrico por el ingreso de las instalaciones de la empresa concesionaria Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN), la cual desarrolló el proyecto LT 220 kV Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca Nueva - Cajamarca Norte, del cual tiene concesión aprobada por Resolución Suprema Nº 021-2010-EM;

Que, agrega que las principales instalaciones que se implementaron en la SET Cajamarca Norte en el año 2011, por el ingreso de las bahías de 220 kV y el SVC de ATN, representan una inversión de US$ 194 017;

Que, manifiesta que, en el Informe Nº 0276-2012-GART, OSINERGMIN analizó y resolvió que las instalaciones implementadas por ATN se rigen a un contrato de concesión específico y que, sobre las inversiones de CONENHUA, el regulador señala que son los terceros que acceden a una red de transmisión existente los que tienen que asumir los costos de ampliación a realizarse en caso sea necesario, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 33º de la LCE;

Que, en tal sentido, solicita que se precise en la resolución respectiva lo acotado por OSINERGMIN en el informe Nº 0276-2012-GART, en el sentido que ATN como tercero que ha accedido a un sistema de transmisión asuma los costos en que ha incurrido CONENHUA para permitir el ingreso de ATN al sistema de la SET Cajamarca Norte.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación a este pedido, efectivamente, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 33º de la LCE[3], son los terceros que acceden a una red de transmisión existente, los que tienen que asumir los costos de ampliación a realizarse en caso sea necesario;

Que, en ese sentido, corresponde a CONENHUA coordinar con ATN el reconocimiento de los costos que indica haber realizado debido a la conexión de la LT 220 kV Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca Nueva - Cajamarca Norte, cuyas tarifas se rigen en base a lo establecido en un contrato de concesión específico con ATN por todas las instalaciones implementadas para la puesta en servicio del proyecto en cumplimiento de dicho contrato, no formando por lo tanto parte del Plan de Inversiones;

Que, además, según la definición de Elemento[4] dada en el numeral 4.1 de la norma "Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN Nº 244-2010-OS/CD, los

[3] Artículo 33º.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

[4] Elemento: Tramo de línea, celda, transformador, o compensador reactivo. Se considera como tramo de línea a la parte de una línea de transmisión, comprendida entre dos subestaciones o entre una subestación y un punto de derivación, a la cual se puede aplicar un mismo Módulo Estándar.

componentes que señala CONENHUA en este pedido no constituyen un Elemento de transmisión, no siendo posible siquiera contemplar un Alta conforme se señala en el numeral 5.6 de la misma norma[5];

Que, sin perjuicio de lo señalado, es necesario señalar que el presente caso fue analizado por OSINERGMIN en el mencionado Informe Técnico Nº 276-2012-GART, en el que se expusieron, hasta tres razones por las cuales no correspondió considerar en el Plan de Inversiones 2013-2017 las instalaciones a que se refiere la recurrente, razones que no vienen siendo cuestionadas por CONENHUA en su recurso, lo que evidencia que la resolución impugnada, en este extremo, cumple con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la LPAG;

Que, en tal sentido, al no ser necesario realizar ninguna precisión respecto de lo estipulado claramente en la norma, corresponde declararse improcedente éste extremo del petitorio de CONENHUA.

Que, por otro lado, la empresa Enersur S.A., dentro del plazo establecido, presentó opiniones y sugerencias en relación con el Área de Demanda 6. Al respecto, el contenido de los comentarios está referido al Plan de Inversiones en sí y no a los temas abarcados en los extremos de los recursos interpuestos contra la Resolución que aprobó el Plan de Inversiones. En ese sentido, estas sugerencias se consideran improcedentes.

Que, se han emitido los Informes Nº 0440-2012-GART y Nº 419-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444[6], Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a su solicitud de reconsideración relacionada con el área de demanda 6, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a su solicitud de reconsideración relacionada con el área de demanda 5; por las razones expuestas en el numeral 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Declarar improcedente el recurso de reconsideración presentado por la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere su solicitud de reconsideración relacionada con el Área de Demanda 3, por las razones expuestas en el numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4º.- Incorpórese los Informes Nº 0440-2012-GART y Nº 419-2012-GART, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 6º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Informes a que se refiere el Artículo 4º precedente, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

---

[5] Se considera Alta o Baja cuando las instalaciones a incorporarse o retirarse, respectivamente, conforman como mínimo un Elemento.

[6] 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 Nº 209-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN") publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución 151"), que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (en adelante "Electrocentro"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo, el mismo que incluye la subsanación efectuada el 14 de agosto de 2012 .

1.- ANTECEDENTES

Que, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones para el período 2013 - 2017, contra la cual Electrocentro, con fecha 10 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración;

Que, conforme al procedimiento regulatorio, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de Electrocentro.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Electrocentro solicita que OSINERGMIN reconsidere lo establecido en la Resolución 151, de manera que:

a) Se consideren como parte del Plan de Inversiones 2013-2017 una celda de 60 kV y otra de 10 kV para el nuevo transformador 60/33/10 kV de 25 MVA en la subestación Parque Industrial;

b) Se retiren 15 elementos, entre transformadores y celdas, de las SETs Concepción, Chala Nueva y Yanango del Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013;

2.1 INCLUIR DOS CELDAS DEL TRANSFORMADOR DE 25 MVA EN LA SET PARQUE INDUSTRIAL

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Electrocentro señala que en el Cuadro Nº 6-4 del informe 278-2012-GART (que motiva y forma parte integrante de la Resolución 151) se señala que no se deben incluir como parte Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017, las celdas de 60 kV y 10 kV del nuevo transformador de 25 MVA 60/33/10 kV definidas para el año 2012. Al respecto, solicita que se incluyan estos Elementos como parte del referido plan debido a que: i) las celdas existentes no tienen capacidad suficiente para los requerimiento del nuevo transformador de 25 MVA; y ii) los equipos que conforman la celda ya tienen más de 29 años de operación continua alcanzando su vida útil recomendada que es de 30 años.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha comprobado con la base de datos de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN que las celdas en cuestión superarán su vida útil el año 2013 y que la capacidad de algunos de sus componentes es inferior a la requerida;

Que, en base a las consideraciones mencionadas, sí corresponde incluir nuevas celdas de 60 kV y 33 kV para el nuevo transformador de 25 MVA. Sin embargo, dado que estas celdas están previstas para ponerse en servicio en el año 2012 no se deben considerar en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017 sino como parte del Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013, en el marco de lo establecido en el numeral VII) del Literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE;

Que, asimismo, corresponde programar la baja de las celdas de transformador de 60 kV y 33 kV existentes, pertenecientes al SST que serán remplazadas, por las celdas a que se refiere el considerando anterior;

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

2.2 RETIRAR 15 ELEMENTOS DEL PLAN DE INVERSIONES 2009-2013

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO solicita considerar en calidad de retiro 15 elementos del Plan de Inversiones 2009-2013: 3 de la SET Concepción, 6 de la SET Chala Nueva y 7 de la SET Yanango.

A. Elementos de la SET AT/MT Concepción

Que, la recurrente señala que en la oportunidad que se propuso el Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013, se contaba con los requerimientos de demanda de la minera Sinaycocha ubicada en las cercanías de la localidad de Comas donde se tiene un sistema de transmisión de 33 kV que es alimentado desde la central hidroeléctrica Ingenio de 1,2 MW de potencia efectiva. Considerando, según manifiesta, que esta central era insuficiente para atender la demanda requerida por la minera, se estimó necesario cambiar el transformador de la SET Concepción para contar con una tensión de 33 kV que permita atender el requerimiento de la minera y el crecimiento de la demanda de las localidades de la zona. Sin embargo, el año 2009, la minera Sinaycocha suspendió sus operaciones dejando de ser su cliente;

Que, por otro lado, agrega Electrocentro que, al haberse tomado conocimiento del proyecto de construcción de las Centrales Hidroeléctricas de Runatullo II y Runatullo III a ser ejecutados por la Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. en la cuenca del río Runatullo en Comas, se cuenta con una nueva fuente que podrá suministrar energía a las localidades de Comas y en tal sentido, no será necesario instalar por el momento el transformador 60/33/10 kV de 10 MVA de la SET Concepción para abastecer con energía eléctrica a nuestros clientes de la zona de Comas y localidades aledañas;

Que, por ello solicita la postergación de la implementación del transformador hasta el 2020, fecha en que se estima que la unidad de transformador entraría en situación de sobrecarga;

B. Elementos de la SET AT/MT Concepción

Que, menciona la recurrente que para el proceso regulatorio 2009 - 2013 se tuvo los requerimientos de demanda de las marmolerías ubicadas en el ámbito del sistema eléctrico Huancayo - Valle Mantaro con demandas de alrededor de 1 MVA lo que motivó considerar la ampliación de la actual SET de Chala Nueva de 1 MVA de 33/13,2 kV de modo que desde esta SET se podría alimentar dichas cargas a través de las redes de 13,2 kV existentes;

Que, agrega que, sin embargo al formalizar el requerimiento de una de la empresas extractoras de mármol, su demanda resultó mayor a 1 MVA y ubicada a más de 20 km de la SET Chala Nueva, por lo que las redes de MT en 13,2 kV no son suficientes para atender dicha carga por ser redes bifásicas y monofásicas que alimentan a clientes rurales;

Que, Electrocentro incluye en su recurso, la carta de punto de alimentación otorgada por ELECTROCENTRO. En tal sentido, concluye que por consideraciones técnicas se determinó que la alimentación a la empresa marmolera será en 33 kV desde una derivación de la línea 33 kV SET Chala Nueva - SET Machu, la cual será de uso exclusivo del usuario;

C. Elementos de la SET MT/AT Yanango

Que, Electrocentro menciona que en la propuesta para el Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013, el sistema Tarma - Chanchamayo entraba en régimen de sobrecarga por las limitaciones de la SET Condorcocha por lo que la fuente más cercana para el suministro de energía lo constituía la C.H. Yanango por lo que se aprobó la construcción de la SET Yanango de 10/22,9/60 kV de 15 MVA;

Que, sostiene que, para el efecto, con carta GR-864-2009 del 21 de octubre de2009, se formuló a la empresa EDEGEL, una solicitud de punto de alimentación para el desarrollo de los estudios, la misma que no tuvo respuesta y que, más bien con carta CM-389-2009 del 24 de noviembre de 2009, se le hizo conocer que EDEGEL había presentado un recurso de reconsideración a OSINERGMIN a fin de excluir del Plan de Inversiones, la conexión de la demanda de Electrocentro de la barra de generación de Yanango;

Que, la recurrente señala además que, en una reunión de trabajo con representantes de EDEGEL, se les indicó que deberían hacer una derivación de la barra de 220 kV, condición que no estaba aprobada por OSINERGMIN. El argumento para esta condición, era que para salir en 10 kV se debía realizar una serie de inversiones relacionadas a la protección en el sistema de generación y que no existía espacio suficiente para instalar una subestación;

Que, añade que, sin embargo, con la construcción de la central hidroeléctrica Huasahuasi de propiedad de Hidroeléctrica Santa Cruz de 20 MW conectada en el tramo Condorcocha - Ninatambo mediante una “pi”, el sistema Tarma - Chanchamayo tendría atendida su demanda para el periodo de vigencia del Plan de Inversiones 2009-2013 y que, por lo tanto, no es necesaria la construcción de la SET a derivarse de la C.H. Yanango desde las barras de 10 kV;

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se han analizado y evaluado los argumentos presentados por ELECTROCENTRO, hallándose lo siguiente:

A. Elementos de la SET AT/MT Concepción

- Que, en el Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013 se identificó necesario incrementar la capacidad de potencia de transformación de la SET Concepción (con un transformador de 60/33/10 kV, 10 MVA), para atender el crecimiento de la demanda de dicha subestación, que incluye la del sistema Comas. No obstante, dado que no se materializó el crecimiento previsto en dicha oportunidad, no fue necesario implementar este nuevo transformador;

- Que, posteriormente, conforme lo menciona Electrocentro al haberse adjudicado la buena pro para el desarrollo de la central hidroeléctrica Runatullo cercana a la SET Comas, éste se configura en un nuevo

punto de alimentación para este sistema, el cual se encuentra a 16 km de esta SET, más cercana que la distancia a la SET Ingenio (34 km);

- Que, por esta razón, en el Plan de Inversiones 2013-2017 se ha previsto alimentar el sistema Comas desde la SET Runatullo, con lo cual se descarga esta carga de la SET Concepción y, en consecuencia, ya no se requiere implementar el nuevo transformador de 60/33/10 kV, 10 MVA en la SET Concepción dentro del horizonte del Plan de Inversiones;

- Que, por las razones expuestas, corresponde retirar del Plan de Inversiones en Transmisión 2009 – 2013, los 2 Elementos de la SET AT/MT Concepción solicitados por Electrocentro. Sin embargo, no es factible programar el nuevo transformador de la SET Concepción para el año 2020 como lo solicita Electrocentro, por cuanto excede el alcance temporal del Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017 que comprende hasta mayo de 2017;

B. Elementos de la SET AT/MT Chala Nueva

- Que de la revisión de la información contenida en los Anexos Nº 6 y Nº 7 del recurso, se comprueba que el punto de alimentación de la carga del "Sistema de Utilización en Media Tensión de las canteras de Laive, Canal, Otro Lado y Ocho" es en 33 kV y no en 13,2 kV, como estaba previsto en el Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013. Por este motivo ya no se requiere incrementar la capacidad de transformación de la subestación Chala Nueva de 33/13,2 kV;

- Que, en ese sentido, corresponde retirar del Plan de Inversiones en Transmisión 2009 – 2013, los 6 Elementos de la SET AT/MT Chala Nueva solicitados por Electrocentro;

C. Elementos de la SET MT/AT Yanango

- Que, de acuerdo a los análisis efectuados para la publicación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013 – 2017, la alimentación para el sistema Tarma –Chanchamayo, se hará desde una SET 220/60/22,9 kV en Yanango Nueva, conectada a la SET Yanango 220 kV mediante una línea de 220 kV de 2 km. Este proyecto está previsto para el año 2016;

- Que, con esta nueva configuración, ya no se requiere que se implemente la subestación Yanango 60/23/10 kV, que estaba prevista, en el Plan de Inversiones 2009-2013, para conectarse a la barra 10 kV de la central hidroeléctrica Yanango, el año 2012;

- Que, por las razones expuestas, corresponde retirar del Plan de Inversiones 2009-2013 los 7 Elementos de la SET MAT/AT Yanango solicitados por ELECTROCENTRO;

Que, en consecuencia, se concluye que este extremo del recurso de reconsideración, debe ser declarado fundado en parte.

Que, se han emitido los Informes Nº 0439-2012-GART y Nº 429-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444[1], Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - Electrocentro, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese los Informes Nº 0439-2012-GART y Nº 429-2012-GART, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017 y en la modificación del Plan de Inversiones en Transmisión 2009 - 2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 4º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser publicada y consignada, junto con los Informes a que se refiere el artículo 2º precedente, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

---

[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. (...)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN Nº 210-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual la empresa de Transmisión Eléctrica SN POWER PERÚ S.A. (en adelante "SN POWER"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º de la Ley de Concesiones Eléctricas, (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") - por Decreto Ley Nº 25844 (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013-2017, contra la cual SN POWER, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, de acuerdo con el contenido del recurso interpuesto por SN POWER, el recurrente solicita lo siguiente:

1. Se asigne la inversión correspondiente a la línea de transmisión en 50 kV, Pachachaca - Oroya Nueva, de 18,8 km (en adelante la "LÍNEA"), al Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MINEM"), y

2. En cualquier caso, se revise y establezca que la inversión correspondiente a la mencionada línea asciende a US$ 1 864 530.

Que, SN POWER adjunta a su recurso de reconsideración, en calidad de nuevas pruebas: la Copia del Contrato de Concesión Nº 068-95, con el fin de acreditar que no tiene obligación de hacer la inversión correspondiente a la LÍNEA, y la Copia de cotizaciones diversas referidas a bienes que conformarían la LÍNEA.

2.1 ASIGNACIÓN DE LA INVERSIÓN

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SN POWER menciona que, conforme a la legislación vigente, la obligación legal del Concesionario de Transmisión se limita a la preparación de un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión (Artículo 139º del Reglamento de la LCE). Agrega que no existe una norma que haga posible la extensión automática de esta responsabilidad hacia la ejecución de la inversión. Señala que, la regulación vigente contempla un mecanismo previo de licitación que debe ser observado;

Que, luego de citar el numeral 3.6 del Reglamento de Transmisión, menciona que es consistente con lo establecido en el Numeral 5.9.5 de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión. Agrega que en nuestra regulación legal no hay correlación automática entre el Plan de Inversiones y la responsabilidad de la inversión por parte del titular que presentó dicho plan. Por el contrario, señala, se implementa el proceso de licitaciones para la ejecución y operación de las instalaciones de transmisión consideradas en el Plan de Inversiones, como paso previo a la determinación de las tarifas y compensaciones;

Que, afirma que las instalaciones comprendidas dentro del Plan de Inversiones vienen a ser instalaciones u obras nuevas, cuya construcción y operación están fuera de las obligaciones asumidas por SN POWER como titular del Contrato de Concesión Nº 068-95. Agrega que en el Anexo Nº 5 de dicho contrato se indica que "La solicitud de concesión comprende instalaciones existentes; no se informó sobre obras nuevas"; y que, todas las obligaciones que tiene SN POWER como titular de dicho Contrato de Concesión están referidas al Anexo Nº 2, "De las Instalaciones". Menciona que dentro de esas obligaciones, no están consideradas las instalaciones mencionadas en el Plan de Inversiones, las que deben ser sometidas a la licitación correspondiente, conforme a la legislación vigente.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de conformidad con el numeral V) del literal a) del Artículo 139º del RLCE, modificado por el Artículo 1º del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, la ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio. Debe señalarse que lo dispuesto en el mencionado Decreto Supremo es aplicable desde su entrada en vigencia y, como tal, todos los concesionarios de energía eléctrica resultan obligados al cumplimiento de lo dispuesto por el nuevo marco normativo, que establece inversiones obligatorias para sustentar un Plan de Inversiones ordenado y necesario;

Que, el Plan de Inversiones, para efectos tarifarios, es decir para remunerar al concesionario, era de carácter obligatorio aún antes de la citada modificación normativa; con la modificación normativa ya no solo se reduce a un efecto tarifario, sino que las empresas quedan obligadas a ejecutarlo e implementar la respectiva infraestructura. En efecto, el Artículo 44º de la LCE, estipula que las tarifas de transmisión serán reguladas por OSINERGMIN de conformidad con lo indicado en el RLCE. Por su parte, el Artículo 62º la LCE dispone, de modo general, la manera cómo OSINERGMIN regula las compensaciones y peajes por las redes del SST. Asimismo, conforme al inciso b) del Artículo 27.2 de la Ley Nº 28832, las compensaciones y tarifas de los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST;

Que, además, el Artículo 139º del RLCE contiene las pautas a ser consideradas por OSINERGMIN para regular las tarifas y compensaciones de los SST y SCT. Así, el inciso f) del Artículo 139º estableció las pautas a seguir en la Liquidación Anual para determinar las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que corresponde facturar en dicho periodo; de tal manera que, de acuerdo al numeral i).VII, los peajes sean reajustados a fin de incluir los efectos de dicha liquidación. En tal sentido, cabe indicar que el referido Plan siempre fue vinculante para efectos regulatorios ya que es la base para la fijación de tarifas y compensaciones antes mencionadas;

Que, en la regulación de OSINERGMIN, el Plan aprobado es tomado en cuenta para efectos de establecer el Costo Medio Anual (CMA) de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, de conformidad con el numeral b.III del Artículo 139º del RLCE. Del mismo modo, el numeral c.IV del citado artículo señala que, para el caso de las instalaciones del SCT salvo excepciones, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente y, conforme con el inciso f) del Artículo 139º del RLCE, las variaciones que se encuentren en las fechas de entrada en operación y las características de las instalaciones, en otras palabras, el incumplimiento del Plan; es considerado en un monto que repercute en las tarifas de transmisión, haciéndolas variar; lo cual determina su carácter vinculante en materia tarifaria;

Que, en este sentido, el Plan de Inversiones tiene el carácter de obligatorio, no sólo porque las resoluciones emitidas por OSINERGMIN son de cumplimiento obligatorio, (una vez que como resultado de un debido proceso queden como acto firme, tal como lo es el caso de las resoluciones mediante las cuales se aprobó el Plan de Inversiones para el período 2013-2017), sino porque, según el análisis efectuado para su determinación, la implementación de las instalaciones contenidas en el mismo tienen un impacto directo en la seguridad y calidad del servicio eléctrico;

Que, cabe indicar que la existencia de un Plan de Inversiones no afecta el derecho a la libertad de empresa, toda vez que este derecho debe ejercerse de acuerdo a lo dispuesto por las normas que integran el ordenamiento jurídico. Así, el Plan de Inversiones se enmarca dentro de la política de planificación que el Estado realiza en cumplimiento del Artículo 58º de la Constitución Política y se armoniza con la planificación del sector eléctrico prevista en la Ley 28832, la LCE y el Artículo 139º de su Reglamento;

Que, por otro lado, respecto al argumento de SN POWER que su contrato de concesión, no lo obliga a efectuar obras distintas a las previstas en dicho contrato, como lo es la línea Pachachaca – Oroya que le ha sido asignada en el Plan de Inversiones, debemos resaltar que si bien el Contrato de Concesión de Trasmisión de SN POWER efectivamente no señala la línea de trasmisión en cuestión como instalación u obra nueva, sí señala el marco legal bajo el cual se encuentra sujeto de manera obligatoria el contrato de concesión, que de acuerdo a su Cláusula Tercera y Anexo 8, es el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento aprobado con Decreto Supremo 009-93-EM, incluyendo sus normas modificatorias y demás leyes peruanas “vigentes en cada oportunidad”. En consecuencia, le resultan directamente aplicable a SN POWER las normas sectoriales y regulatorias que entren en vigencia tras la celebración del Contrato de Concesión, con lo cual la nueva inversión establecida por la Resolución 151 tiene carácter mandatario para SN POWER, en virtud de lo dispuesto por el numeral V) del literal a) del Artículo 139º del RLCE, modificado por el Artículo 1º del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, según el cual, la ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio;

Que, en cuanto a la afirmación del recurrente respecto a que “la regulación vigente contempla un mecanismo previo de licitación que debe ser observado”, cabe indicar que no es una afirmación exacta, toda vez que conforme al inciso d) del Artículo 139º del RLCE, numeral VI; primero se aprueba el Plan de Inversiones y dentro de los 20 días hábiles posteriores a la aprobación de dicho Plan, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, identificando los proyectos del Plan que consideran deben ser licitados conforme al Artículo 3.6 del Reglamento de Transmisión, siendo facultad del Ministerio de Energía y Minas identificar los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones;

Que, respecto a la solicitud de Asignación de la Inversión al Ministerio de Energía y Minas, en el Plan de Inversiones solo se ha asignado instalaciones al Ministerio en los casos en que no existe un concesionario en el sistema de transmisión que atienda la carga eléctrica vinculada a dichas instalaciones o existiendo tal concesionario éste cuente con un contrato BOOT que lo exime de los alcances del Plan de inversiones o cuando se trate de instalaciones que estén considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural. Al respecto, debe tenerse en cuenta que la LÍNEA se conectará a las subestaciones Pachachaca y Oroya Nueva, las mismas que forman parte del sistema de transmisión de más de 601 km y 27 subestaciones en 50 kV en concesión de SN POWER, por lo que sí existe un concesionario;

Que, atendiendo a que la LÍNEA no se encuentra en ninguna de las tres excepciones mencionadas, toda vez que no se trata de un proyecto incluido en el Plan Nacional de Electrificación Rural y además, sí existe un concesionario en el sistema de transmisión al cual se integrará, que es SN POWER; no corresponde que esta instalación sea asignada al Ministerio de Energía y Minas en el marco del presente proceso de aprobación de Plan de Inversiones;

Que, cabe mencionar que la LÍNEA se asignó a SN POWER por ser el concesionario que opera las instalaciones de transmisión a través del cual se suministra electricidad a las demandas del sistema Pasco, siendo la opción que representa mayor eficiencia, y en concordancia con el principio de eficiencia establecido en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM;

Que, en efecto, dada las grandes economías de escala decrecientes que caracterizan a la actividad de transmisión eléctrica, es más eficiente desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto, que la expansión del sistema esté a cargo del operador existente en dicho sistema. Ello en vista que el operador instalado ya tiene costos hundidos, tales como personal administrativo, equipos de transporte, almacenes, entre otros, costos en los que tendría que incurrir un operador nuevo para implementar la LÍNEA;

Que, por lo expuesto en los considerandos que anteceden, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado.

2.2 MONTO TOTAL DE LA INVERSIÓN

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, en este extremo, SN POWER cuestiona el costo de la línea de trasmisión de 50 kV de Pachachaca a Oroya Nueva;

Que, menciona que, según la Resolución 151, el monto de la inversión mencionada asciende al importe de US$ 1 601 554,00; y que sin embargo, según las cotizaciones que han podido obtener de proveedores locales, la inversión no debería ser menor a US$ 1 864 530. En el Anexo 1-D de su recurso de reconsideración adjuntan las cotizaciones respectivas;

Que, asimismo, durante la exposición de su recurso de reconsideración, en la Audiencia Pública llevada a cabo el 27 de Agosto de 2012, SN POWER manifestó que actualmente la obtención de servidumbres, a diferencia de fijaciones tarifaras anteriores, representa un costo bastante significativo, precisando que un nuevo trazo representa aproximadamente US$ 10 000 por cada kilómetro, únicamente para la gestión de la servidumbre. Mencionó también que la gestión de la servidumbre puede representar aproximadamente el 15% de la inversión total, componente que no es reconocido por OSINERGMIN y por lo tanto, el monto de inversión debe incluir este componente.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con respecto a lo mencionado por SN POWER, debe señalarse que el objeto del presente proceso es la aprobación del Plan de Inversiones, es decir, aprobar las instalaciones que deben ser puestas en operación comercial entre el 1 de mayo de 2013 y el 31 de abril de 2017; no está dentro del alcance del presente proceso el definir el costo de inversión de estas instalaciones;

Que, precisamente, en concordancia con lo manifestado en el párrafo anterior, en el Informe Nº 0278-2012-GART (que forma parte de la Resolución 151), en la página 107 al final del cuadro que contiene el Plan de Inversiones 2013-2017, se establece que, “El monto de inversión se ha calculado con los módulos estándares vigentes, este monto se muestra para tener una referencia del orden de magnitud del Plan de Inversiones y no es necesariamente el que se empleará para la fijación de peajes y compensaciones. La determinación de las tarifas y peajes correspondientes deberá resultar del proceso regulatorio correspondiente con base en los módulos vigentes en su oportunidad”;

Que, lo actuado por el regulador se ampara en lo dispuesto en el numeral III), literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, en el sentido que, “La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización, se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúe posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones”. En consecuencia no es factible en este proceso establecer el monto de inversión de la LÍNEA conforme lo solicita SN POWER.

Que, sin perjuicio, de lo mencionado en los párrafos anteriores, se debe aclarar que conforme a los numerales IV) y V) del literal b) del mismo Artículo 139º, la fijación del costo de inversión de las instalaciones del Plan de Inversiones se efectúa con costos estándares y no con base a los costos particulares de cada instalación. En cumplimiento a estas disposiciones OSINERGMIN ha establecido la base de datos de los módulos estándares de inversión para sistemas de transmisión, la misma que se encuentra publicada en su página Web y cuyos costos se actualiza de manera regular cada año con base en la información de costos de mercado remitida por los titulares;

Que, asimismo, cabe precisar que los módulos estándares de líneas de transmisión sí consideran la componente de costos de servidumbre, lo cual se puede verificar en la versión más reciente de la base de datos que se publicó mediante la Resolución OSINERGMIN Nº 050-2012-OS/CD;

Que, por lo expuesto en los considerandos que anteceden, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado.

Que, se han emitido los Informes Nº 442-2012-GART y Nº 404-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados

informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444[1], Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración presentado por la Empresa SN POWER PERÚ S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese los Informes Nº 442-2012-GART y Nº 404-2012-GART, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

[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. (...)

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 211-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual la Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013-2017, contra la cual EDELNOR, con fecha 14 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, de acuerdo con el contenido del recurso interpuesto por EDELNOR, se solicita lo siguiente:

1. Considerar a favor de una empresa "NN" la inversión correspondiente al transformador 220/60 kV – 30 MVA en Paramonga Nueva.

2. Incluir la nueva línea 60 kV Chillón – Oquendo en el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 6.

3. Reconsiderar la inclusión, en el plan de inversiones, para el Área de Demanda 6, de dos celdas de línea 220 kV de la Subestación Chavarría, las cuales han sido remplazadas por EDELNOR en el presente año y el cambio de las dos celdas de línea 60 kV.

4. Incorporar 21 nuevas celdas MT de Alimentadores no consideradas en el Plan de Inversiones para el Área de Demanda 6.

5. Reconsiderar el cambio de la relación de trasformación de 60/10 kV por 60/20/10 kV de los transformadores de potencia considerados en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 en las subestaciones Tomas Valle, Santa Marina y Caudivilla; e incluir los elementos complementarios necesarios en cada caso.

6. Corregir los códigos de módulos estándar, correspondientes a 37 elementos incluidos en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 para el Área de Demanda 6.

7. Incluir 14 elementos complementarios en el Plan de Inversiones 2013 – 2017.

8. Retirar 12 elementos excedentes del Plan de Inversiones 2013 – 2017 para el Área de Demanda 6.

9. Considerar en el Plan de Inversiones 2013 – 2017, las inversiones requeridas para el soterramiento de los tramos de líneas aéreas MAT y AT propuestos por EDELNOR.

Que, EDELNOR adjunta el Informe Legal SA-156-12 para sustentar el noveno extremo de su recurso.

2.1 TRANSFORMADOR 220/66KV - 30 MVA EN PARAMONGA NUEVA

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita reconsiderar a favor de una empresa “NN” la aprobación de la inversión de la instalación del transformador 220/60 kV – 30 MVA en la Subestación Paramonga Nueva.;

Que, señala la recurrente que reitera su petición a fin de que dicha instalación sea aprobada a nombre de una empresa “NN” para que sea el Ministerio de Energía y Minas, quién evalúe y defina si lo ejecuta REP u otra empresa;

Que, considera que es más conveniente para la operación del sistema en que sea REP la encargada de instalar y operar el nuevo transformador porque ya cuentan con toda la infraestructura y los recursos necesarios para asumir sin problemas la operación de un transformador adicional en su parque de transformadores de potencia;

Que, señala que la Resolución 151 establece que EDELNOR se encargue de instalar y operar el nuevo transformador fuera de su área de concesión, situación que hace difícil y extenso todo lo relacionado a desarrollar esta inversión, en particular las delimitaciones de propiedad de las instalaciones, la obtención de servidumbres al interior de la subestación de REP, obtención de permisos para el ingreso a una instalación que no les pertenece, mayores tiempos de coordinación para la realización de las operaciones o maniobras en instalaciones compartidas, etc.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme al numeral VI[1] del literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el primer paso en cada proceso regulatorio es la aprobación del Plan de Inversiones. Posteriormente, los concesionarios pueden presentar una solicitud al Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”) identificando los proyectos que consideran deben ser licitados. Posteriormente, el MINEM debe emitir su pronunciamiento y de ser el caso identificar los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances el Plan de Inversiones;

Que, es decir, que el marco legal prevé en, primer lugar, la aprobación del Plan de Inversiones y luego otorga la facultad al MINEM de seleccionar, a pedido de los concesionarios, aquellas instalaciones que se licitarán. De manera que no es en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones en el que se define qué instalaciones son las que licitará o analizará el MINEM para asignarlo a otra empresa;

Que, con respecto a lo mencionado por el recurrente de que es más conveniente que sea REP el encargado de instalar y operar el nuevo transformador porque ya cuenta con toda la infraestructura y los recursos necesarios para asumir sin problemas la operación de un transformador adicional en su parque de transformadores de potencia, se debe tener en cuenta que EDELNOR opera en la zona norte de Lima un total de 33 transformadores de 220/60 kV (entre monofásicos y trifásicos), con una capacidad que supera los 1300 MVA y más de 440 km de líneas de 60 kV, una de las cuales se conecta a la Subestación Paramonga Nueva. Por lo anterior, se demuestra

[1] 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.
Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio 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 Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio 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 rutas de los líneas y la ubicación de subestaciones.
VI.3) Aprobación de los Peajes conforme al literal i) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior.

que EDELNOR está en igual o mejor condición que REP para la instalación y operación del transformador de 30 MVA en la subestación Paramonga Nueva, por cuanto todas sus instalaciones se encuentran dentro de la zona y no como REP cuyas instalaciones se encuentran dispersas a nivel nacional;

Que, además de lo expuesto anteriormente, aún sin el referido criterio técnico, jurídicamente OSINERGMIN no podía asignar de oficio, en el Plan de Inversiones, la referida instalación a REP, por las razones que se exponen a continuación. En el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR de la empresa REP, suscrito en el año 2002 y sus respectivas modificaciones (en adelante Contrato BOOT), se estipula en forma expresa en su cláusula 8.1.4, que la Sociedad Concesionaria es responsable únicamente de la operación de los Bienes de la Concesión y no será responsable por las necesidades de capacidad adicional del sistema eléctrico interconectado, tales como nuevas líneas y/o subestaciones, refuerzos o modificaciones en líneas o subestaciones existentes, compensación reactiva, instalaciones auxiliares etc.;

Que, asimismo, conforme a la Cláusula 8.5 del Contrato BOOT, el concesionario solo está obligado a la ejecución de ampliaciones o nuevas obras eléctricas distintas a las inicialmente previstas en su contrato BOOT, en el caso que por voluntad propia, así lo acuerde expresamente con el concedente (Ministerio de Energía y Minas), en cuyo caso, al concordar la voluntad de ambas partes del contrato, REP y el Ministerio suscribirán una cláusula adicional al Contrato, para lo cual el Ministerio podrá solicitar la opinión técnica del OSINERG;

Que, en consecuencia ni técnica ni jurídicamente correspondía que en el Plan de Inversiones se incluya la instalación de un transformador 220/60 kV – 30 MVA en la Subestación Paramonga Nueva, a nombre una empresa “NN”;

Que, respecto a las dificultades para instalar y operar el nuevo transformador fuera de su área de concesión, se debe señalar que se trata de instalaciones de transmisión y no de distribución. Además en la actualidad la recurrente es titular de la línea 60 kV Paramonga Nueva – Huacho, lo que demuestra que efectivamente ya posee y opera instalaciones de transmisión que llegan hasta la subestación Paramonga Nueva, fuera de su área de concesión de distribución;

Que, con respecto a las dificultades para las delimitaciones de propiedad de las instalaciones, la obtención de servidumbres al interior de la subestación de REP, obtención de permisos para el ingreso a una instalación que no les pertenece, o mayores tiempos de coordinación para la realización de las operaciones o maniobras en instalaciones compartidas, se debe señalar que ello no es óbice para que no se acceda para la conexión a una instalación. El disponer que no se asigne a EDELNOR la ejecución del referido transformador, contraviene la LCE que en su Artículo 33º dispone que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley;

Que, por otro lado, cabe mencionar que el transformador materia de este extremo, se asignó a EDELNOR en el Plan de Inversiones, toda vez que el mismo es la opción de mínimo costo para atender el suministro del sistema Huacho – Supe y EDELNOR es el concesionario que opera las instalaciones de transmisión y además es el concesionario de distribución que tiene la responsabilidad de atender el suministro de electricidad de este sistema;

Que, en atención a este criterio es que en el Plan de Inversiones aprobado por la Resolución 151 se asignó las instalaciones de transmisión a EDELNOR. Sin embargo, cabe precisar que, en el Plan de Inversiones solo se asignaron instalaciones al Ministerio de Energía y Minas (que, para efectos prácticos, equivale a la nomenclatura usada en al Plan anterior como NN) en los casos en que no existe un concesionario en el sistema de transmisión que atienda la carga eléctrica vinculada a dichas instalaciones; o, existiendo tal concesionario éste cuente con un contrato contrato suscrito con el Estado al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras publicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 059-96-PCM que lo exime de los alcances del Plan de inversiones; o cuando se trate de instalaciones que estén considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural;

Que, en ese sentido, el caso particular de este extremo del recurso impugnativo, no se encuentra comprendido en ninguna de las excepciones mencionadas anteriormente, toda vez que no se trata de un proyecto incluido en el PNER y además, sí existe un concesionario en el sistema de transmisión al cual se integrará el transformador, que es EDELNOR, como se demostró en los considerandos anteriores;

Que, por las razones expuestas no corresponde que, en el marco del proceso de aprobación de Plan de Inversiones, el nuevo transformador materia del presente recurso sea aprobado como “NN” para que sea el MINEM quien evalúe si lo ejecuta REP u otra empresa;

Que, por lo expuesto, este extremo del recurso de reconsideración de EDELNOR debe declararse infundado.

2.2 SEGUNDA LÍNEA 60 KV CHILLÓN - OQUENDO

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita reconsiderar la inclusión de la segunda terna de la línea 60 kV Chillón – Oquendo (la “LÍNEA”) en el Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 6;

Que, señala que la LÍNEA fue incluida en el Plan de Inversiones presentado por EDELNOR, pero fue retirada por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones prepublicado, alegando que no se habían presentado los cálculos que sustentaran su necesidad. Agrega que en la oportunidad de opiniones y sugerencias a la prepublicación, el recurrente presentó los cálculos para sustentar la necesidad de la LÍNEA durante los años 2014 y 2015 del período analizado, por sobrecarga en el tramo subterráneo de la línea de 60 kV L-626 Chavarría-Tomás Valle, ante la falla de la línea de 60 kV paralela L-617 Chavarría-Tomás Valle;

Que, menciona que, con posterioridad a la presentación del estudio del Plan de Inversiones a OSINERGMIN, EDELNOR había recibido solicitudes de demanda en las SET Oquendo y Santa Marina por un total de 5 MW y

11,34 MW adicionales respectivamente en el año 2013 que se incrementan hasta 12 MW y 13,6 MW adicionales respectivamente en el año 2016 (empresas LAP, SEDAPAL, Fundición Ventanilla, Maersk Perú, Productos Acero Cassado y APM Terminal);

Que, indica que estas demandas adicionales producirán una mayor solicitación en la zona de la SET Oquendo, con el consiguiente incremento de las sobrecargas de líneas AT en situación N-1 del sistema en esa zona;

Que, EDELNOR cita parte del Informe Nº 0279-2012-GART (que sustenta la Resolución 151), para señalar que en efecto, tal como indica el regulador, la sobrecarga en el tramo subterráneo de la línea Chavarría-Tomás Valle, ante la falla de la línea paralela se registra solamente en los años 2014 y 2015 del Plan de Inversiones. Adjunta gráficos en los que muestra una cargabilidad de 109,27% y 107,8% de la línea 60 kV Chavarría – Tomás Valle (L-626), para los años 2014 y 2015, respectivamente, en las condiciones N-1. Menciona que en el año 2016, al reconfigurarse los flujos en el sistema de subtransmisión por el ingreso de varias obras, desaparece el problema de sobrecarga en la línea L-626 ante falla de la línea L-617 (otra línea Chavarría – Tomás Valle);

Que, denota que, sin embargo las condiciones operativas deben cumplirse para todos los años de vigencia del Plan de Inversiones 2013-2017, por lo que la aparición de sobrecargas en la línea L-626 Chavarría-Tomás Valle en condición N-1 (falla de la línea L-617 Chavarría-Tomás Valle) durante los años 2014 y 2015 debe subsanarse;

Que, agrega que adicionalmente y como indicó en las observaciones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones, en el período transcurrido entre la presentación del Plan de Inversiones y la aprobación del Plan de Inversiones por OSINERGMIN se han registrado solicitudes de nuevos clientes y de incrementos de demanda a ser abastecidos desde la SET Oquendo, varias de las cuales están confirmadas y en ejecución, y otras están siendo estudiadas. Adjunta los cuadros Nº 2.1 y 2.2 sobre incrementos de la demanda en la SET Oquendo, manifestando que la 2da línea de 60 kV Chillón-Oquendo se identifica como la alternativa de menor costo que permite solucionar las situaciones de falla que se presentarían. Propone la construcción de esta 2da línea de 60 kV Chillón-Oquendo, paralela a la que actualmente existe, y aprovechando la instalación en configuración doble terna sobre los apoyos existentes de la primera línea en el 67% de su longitud;

Que, finalmente, adjunta una tabla con los costos totales de la línea propuesta, ascendentes a US$ 1 097 492; al respecto, señala que estos consideran, como costo de la configuración en doble terna sobre la línea existente, la diferencia entre el costo de los módulos estándar para doble terna y para simple terna.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, EDELNOR no ha presentado junto con su recurso de reconsideración, la documentación que sustente la incorporación de la demanda de 25,8 MW adicional a la ya considerada en el Plan de Inversiones en la SET Oquendo. Cabe mencionar que en las opiniones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones, EDELNOR también solicitó que se tome en cuenta un total de 12 MW adicionales en esta subestación. En dicha oportunidad EDELNOR tampoco presentó la documentación que sustente dicha demanda;

Que, no obstante, se han efectuado flujos de carga que simulen el comportamiento del sistema, si es que se llegaran a conectar las cargas antes mencionadas por EDELNOR;

Que, por otro lado, cabe señalar que la configuración de la expansión del sistema mostrada por EDELNOR en su recurso no es exacta con respecto a lo planteado en el Plan de Inversiones. En efecto, no se ha previsto una línea que salga de la SET y pase por las SETs Huandoy, Filadelfia y llegue a la SET Tomas Valle. En su lugar, lo previsto es que la SET Huandoy se alimente con una derivación en doble terna de la línea Chavarría - Caudivilla – Puente Piedra; por su parte la SET Filadelfia se alimentará con una nueva línea doble terna desde Chavarría y se conectará la SET Filadelfia con la SET Tomás Valle con una línea simple terna;

Que, es así que, con la modificación de la demanda en la SET Oquendo y las consideraciones señaladas, se han efectuado simulaciones de flujo de potencia, con los siguientes resultados:

- En condiciones normales no se tienen sobrecargas en ninguna de las líneas analizadas.

- En condiciones N-1 de la línea Chavarría – Tomas Valle (L-617): El 2013 se tiene sobrecarga de 0,2% en la línea Chavarría – Tomás Valle (L-626). El 2014 se tiene sobrecarga de 4,1% y 18,3% en los tramos subterráneo y aéreo, respectivamente, de línea Chavarría – Tomás Valle (L-626).

- En condiciones N-1 de la línea Chavarría – Oquendo (L-618): El 2013 y 2014, se tiene sobrecarga de 5,3% y 12,3%, respectivamente en la línea Chillón – Oquendo.

- En condiciones N-1 de la línea Tomás Valle – Oquendo (L-699): No se presentan sobrecargas en las demás líneas.

- En condiciones N-1 de la línea Chillón – Oquendo (L-653): El 2014 se presentan sobrecargas de 11,7% y 3,5% en las líneas Chavarría – Tomas Valle y Chavarría Oquendo, respectivamente

- No se tienen sobrecargas a partir del año 2015 debido a la entrada en operación de las líneas 60 kV Chavarría – Filadelfia y Filadelfia – Tomas Valle.

Que, en el Informe Nº 437-2012-GART, se encuentran los cuadros 2-6, 2-7, 2-8, 2-9 y 2-10, que muestran los resultados de la cargabilidad de las líneas, obtenidas con las simulaciones de flujo de potencia;

Que, de los resultados anteriores, se debe resaltar el hecho que la instalación de la segunda terna Chillón – Oquendo, estaría motivada únicamente para mitigar el riesgo de restricción de servicio en condiciones N-1 en los años 2013 y 2014; a partir de ese año no sería necesaria su instalación. Lo mismo se concluye de la información reportada por EDELNOR, con la diferencia que sería a partir del año 2016 en lugar de 2015. En ese sentido no resulta eficiente efectuar una inversión para tres años de requerimiento;

Que, por otro lado, también es de resaltar que los porcentajes de sobrecarga sólo se darían en el caso que se produzcan fallas que ocasionen la salida de servicio de las referidas líneas en el momento de máxima demanda del sistema. También se debe tener en cuenta que fallas en el sistema de 60 kV son eventuales y de corta duración; en efecto, del registro de fallas desde el año 2007 a la fecha en la base de datos de OSINERGMIN, de las líneas en 60 kV de EDELNOR, se obtiene que la duración promedio de una falla es de 2,74 horas y el 90% de ellas se despejan hasta en 8 horas;

Que, adicionalmente, se debe tener en cuenta que la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM establece que "Los requerimientos de confiabilidad para las líneas de transmisión de los sistemas eléctricos cuyos límites de demanda son establecidos por OSINERGMIN, se deberán alcanzar progresivamente en un lapso de dos fijaciones tarifarias consecutivas, contado a partir de la fijación del año 2013." En consecuencia, el hecho de alcanzar las condiciones N-1 hasta el año 2016 no contraviene lo establecido en el marco regulatorio;

Que, por lo mencionado no resulta procedente incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017 la segunda terna de línea Chillón – Oquendo solicitada por EDELNOR, debiendo en consecuencia declararse este extremo como infundado.

2.3 REEMPLAZO DE CELDAS POR ELEVADAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita reconsiderar en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 6, la inclusión de dos celdas de línea 220 kV de 40 kA (CE-220COU1C1EDBLI4) de la Subestación Chavarría, las cuales han sido remplazadas por EDELNOR en el presente año. Asimismo, solicita que se incluya el cambio de dos celdas de línea 60 kV, 31,5 kA (CE-060COU1C1IDBLI3) en la subestación Santa Rosa;

Que, EDELNOR efectúa un recuento de lo actuado en el proceso de Plan de Inversiones, con respecto al tema de cambio de celdas de 220 kV y 60 kV por motivos de incremento de las corrientes de cortocircuito, con lo cual resalta el hecho que no se ha incluido en el Plan de Inversiones el reemplazo de dos celdas de línea 220 kV en la SET Chavarría, dado que ya tienen capacidad de 40 kA;

Que, al respecto menciona que, tal como indica OSINERGMIN, los interruptores de potencia de las dos celdas de línea de 220 kV de la SET Chavarría fueron reemplazadas los días 22 de febrero de 2012 (celda de línea L-2006 a Barsi) y 28 de marzo de 2012 (celda de línea L-2005 a Barsi), por equipos Siemens modelo 3AP1F6 con números de serie 11/35120003 y 11/35120003, respectivamente. Adjunta como sustento de los reemplazos los informes de pruebas y ensayos efectuados, el archivo Excel "Datos Técnicos Interruptores" y el archivo Word con la visualización de pantalla de carga de esta información actualizada a junio 2012 en el sistema de OSINERGMIN;

Que, agrega que, sin embargo, el reemplazo de estos interruptores no está contemplado en el Plan de Inversiones 2009-2013 actualmente en vigencia, por lo que debe ser incluido en el próximo Plan de Inversiones 2013-2017;

Que, por otro lado, con relación a las celdas de 60 kV, el no incluir las 2 celdas de línea 60 kV en Santa Rosa Antigua, donde se conectan la llegada de las dos líneas L-6011 y L-6020 de Edegel S.A.A., generará puntos vulnerables que puedan comprometer la seguridad de la subestación ante una eventual falla por cortocircuito. Por tal motivo propone incluir el remplazo de las dos celdas de línea 60 kV de 25 kA por otras de 31,5 kA a fin de que no quede vulnerable el sistema.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado en la base de datos de información técnica que administra la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (con reportes de los propios concesionarios), que las celdas en 220 kV, 40 kA, en la SET Chavarría de las líneas L-2005 y L-2006 se pusieron en servicio el año 2012, conforme lo señala EDELNOR; así mismo, estas celdas no fueron incluidas en el Plan de Inversiones 2009-2013;

Que, se debe mencionar que conforme al análisis efectuado para efectos de la Resolución 151, se concluyó que era necesario que las celdas en 220 kV en la SET Chavarría sean de 40 kA de capacidad de corriente cortocircuito. No obstante, no se incluyó en el Plan de Inversiones el cambio de las celdas que alega EDELNOR, debido a que, en la fecha de emisión de la Resolución 151 ya se contaba con celdas de 220 kV, 40 kA para las líneas L-2005 y L-2006;

Que, en esta oportunidad, con la información, presentada por EDELNOR, respecto a que tales celdas nuevas no habían sido incluidas en el Plan de Inversiones 2009-2013 y dado que la necesidad de contar con celdas de 40 kA ya fue sustentado en la oportunidad de la expedición de la Resolución 151, es procedente que incluya como parte de la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013 dos celdas 220 kV, 40 kA en la subestación Chavarría a partir del año 2012, con código modular CE-220COU1C1EDBLI4. Cabe precisar que la fecha exacta para el inicio del reconocimiento tarifario de estas dos celdas deberá aprobarse de acuerdo al procedimiento establecido por OSINERGMIN para tal fin;

Que, por otro lado, dado que las dos celdas en mención remplazaron las dos celdas previamente existentes, pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión, se debe de programar la baja de estas celdas.

Que, con relación a las celdas de las líneas en 60 kV L-6011 y L-6020, Moyopampa – Santa Rosa, de Edegel S.A.A., se debe señalar que ambas líneas corresponden al Sistema Secundario de Transmisión asignado a la generación. Al respecto, conforme los dispuesto en el numeral II) del literal c) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE[2], la remuneración de estas instalaciones tiene en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente

[2] "II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley Nº 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado".

Adaptado y no la del Plan de Inversiones. En consecuencia, no es factible incluir como parte del Plan de Inversiones el cambio de las celdas de 60 kV en la SET Santa Rosa según lo solicitado por EDELNOR en este extremo;

Que, en función a los argumentos señalados en los considerandos precedentes, este extremo del recurso debe declararse fundado, en lo que se refiere a incorporar en el Plan de Inversiones 2010-2013, dos celdas 220 kV, 40 kA en la subestación Chavarría a partir del año 2012, con código modular CE-220COU1C1EDBLI4, e improcedente en lo que respecta a la inclusión como parte del Plan de Inversiones, el cambio de las celdas de 60 kV en la SET Santa Rosa.

2.4 INCORPORACIÓN DE NUEVAS CELDAS MT DE ALIMENTADORES, NO APROBADAS

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita reconsiderar la inclusión de 21 celdas de alimentadores que no han sido incluidas en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 6;

Que, señala que en el Plan de Inversiones no se incluyen estas celdas propuestas por EDELNOR, porque en el acápite F, del numeral 6.2.1 “Análisis de Propuesta” del Informe Nº 0279-2012-GART (que sustenta la Resolución 151), OSINERGMIN concluye que no corresponde incluirse en el Plan de Inversiones, 14 celdas que sirven exclusivamente a Usuarios Mayores, por lo que pueden desarrollarse como Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación, así como 7 celdas que ya están incluidas en el Plan de Inversiones 2009-2013 pendientes de ejecución (en total 21 celdas). Presenta dos cuadros con la relación de las 14 y 7 celdas respectivamente;

Que, con relación a las primeras 14 celdas recurridas, aclaran que no están proyectadas para atender de manera exclusiva a un Usuario Mayor y señalan que son las demandas de carga solicitadas por los usuarios las que gatillan o generan la necesidad de construir un nuevo alimentador (hace referencia al Cuadro F.3 “Celdas de Alimentadores Requeridos en el Plan 2013-2017” del Anexo F del Informe EDELNOR “Opiniones y sugerencias a la Resolución Nº 065-2012-OS/CD);

Que, menciona que los nuevos alimentadores servirán también para atender, a corto y mediano plazos, los requerimientos de otros clientes de la zona que soliciten nuevos suministros o incrementos de potencia contratada;

Que, indica EDELNOR, que en todos los casos los puntos de entrega o de alimentación de los suministros para los usuarios han sido fijados sobre la red del nuevo alimentador. En ninguno de los casos los suministros de los usuarios se tiene previsto conectarlos directamente al sistema de barras MT de la Subestación AT/MT;

Que, EDELNOR presenta una tabla (Tabla 4.1) que amplía su sustento por cada una de las 14 celdas de alimentadores;

Que, por otro lado, respecto de las otras 7 celdas de alimentadores propuestas por EDELNOR, que según OSINERGMIN ya están incluidas en el Plan de Inversiones 2009-2013, precisan que son celdas que no han sido aprobadas con anterioridad. Como sustento adjunta una tabla (Tabla 4.2), en donde presentan la justificación de la necesidad del uso de cada una de las 7 celdas y presentan comentarios para aclarar que no son las mismas celdas que fueron aprobadas en el Plan de Inversiones 2009-2013;

Que, de manera complementaria, también adjuntan otra tabla (Tabla 4.3) para mostrar el estado de avance de las celdas aprobadas en el Plan de Inversiones 2009-2013.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con respecto al grupo de 14 celdas propuestas por EDELNOR que se excluyeron en la Resolución 151 por que servirían exclusivamente a un único cliente, se debe precisar que fue la misma información presentada por EDELNOR la que daba a entender que se trataba de instalaciones destinadas a un único cliente. En esta oportunidad, se ha revisado los argumentos presentados por la recurrente a fin de determinar si es procedente incluir las referidas celdas en el Plan de Inversiones 2013-2017, para lo cual se ha tomado en cuenta los siguientes criterios:

- De la revisión de los argumentos presentados, se determina si la celda sirve para atender el suministro de electricidad a más de un cliente. De ser este el caso la celda es candidata para incluirse en el Plan de Inversiones, y se procede a analizar la cargabilidad de las celdas. En caso contrario no se incluye la celda en el Plan;

- El análisis de cargabilidad depende del nivel de tensión de la celda:

  - Cuando la celda es de 10 kV, se ha verificado que la cargabilidad promedio (MW/celda) de la SET (en la cual se ubica) sea mayor a la cargabilidad promedio de todas las SET de EDELNOR correspondiente a los análisis que sustentan la RESOLUCION, siendo este valor promedio de 3,7 MW/celda. Cabe recordar que el valor objetivo planteado por OSINERGMIN es 5 MW/celda y que dado el nivel actual de cargabilidad se consideró apropiada la cargabilidad promedio de 3,7 MW, en el sentido que representa una evolución al uso más eficiente, cercano al valor objetivo de 5 MW/celda. Por lo tanto, si la cargabilidad promedio de la SET es mayor a 3,7 MW/celda sí se incluye la celda en el Plan de Inversiones, de lo contrario no se incluye.

  - Cuando la celda es de 20 kV, de manera excepcional no se condiciona a que la cargabilidad de las celdas (MW/celda) cumpla con un nivel objetivo, dado que este nivel de tensión está en proceso de consolidación en los sistemas en concesión de EDELNOR, principalmente en Lima Norte. No obstante, sí se verifica que la cantidad de celdas previstas sea consistente con la capacidad de los transformadores de la respectiva SET.

- En el caso que no se encuentre fundada la incorporación de una nueva celda por motivos de exceder el nivel de cargabilidad, se plantea adelantar la entrada de una celda del mismo nivel de tensión ya incluida en la RESOLUCION en un año posterior (de ser el caso). Ello como criterio de mitigación ante el riesgo que la evolución de la demanda sea mayor a la prevista. Al respecto, se debe tener en cuenta que conforme al Artículo 139º del Reglamento de la LCE, es factible que los concesionarios puedan proponer una modificación del Plan de Inversiones por razones debidamente justificadas[3], por lo que de ser necesaria la incorporación de celdas adicionales en años posteriores, EDELNOR podrá presentar la solicitud correspondiente debidamente sustentada;

Que, como resultado de la revisión y aplicación de los criterios mencionados a este grupo de 14 celdas, se encuentra infundado incluir 4 celdas: 3 celdas en 10 kV solicitadas para las subestaciones Pando (1) y Pershing (2) y 1 celda en 20 kV para la subestación Huacho. Así mismo, se debe adelantar la entrada en operación de las siguientes celdas en 10 kV del Plan de Inversiones: En SET Pando una del año 2015 al año 2013 y en SET Pershing 2 celdas del año 2016 al año 2103. Se encuentra fundado incluir en el Plan de Inversiones las 10 celdas restantes de este grupo. En el Cuadro A-1 del Anexo A del Informe Nº 0437-2012-GART se encuentra el cuadro de análisis por cada celda;

Que, con respecto al grupo de 7 celdas propuestas por EDELNOR que se excluyeron en la Resolución 151 porque ya estarían incluidas en el Plan de Inversiones 2009-2013, se ha revisado los argumentos presentados por la recurrente, para lo cual se ha tomado en cuenta los siguientes criterios:

- De la revisión de los argumentos presentados, se determina si la celda es adicional a las consideradas en el Plan de Inversiones 2009-2013. De ser este el caso, cabe precisar que ello no es vinculante para que se reconozca la entrada o no en operación de las celdas previstas en el Plan de Inversiones 2009-2013, dicho reconocimiento corresponde al procedimiento establecido para aprobar las altas de instalaciones del Plan de Inversiones.

- En el caso de tratarse de una propuesta de celda adicional, la celda es candidata para incluirse en el Plan de Inversiones, y se procede a analizar la cargabilidad de las celdas. En caso contrario no se incluye la celda en el Plan. Para el análisis de cargabilidad se emplea los mismos criterios mencionados anteriormente.

Que, como resultado de la revisión y aplicación de estos criterios al grupo de 7 celdas, se encuentra infundado incluir 4 celdas en 10 kV solicitadas para las subestaciones Barsi (1), Caudivilla (2) e Industrial (1). Así mismo, se debe adelantar la entrada en operación de las siguientes celdas en 10 kV del Plan de Inversiones: En SET Caudivilla 1 celda del año 2015 al año 2013 y en SET Industrial 1 celda del año 2014 al año 2103. Se encuentra fundado incluir en el Plan de Inversiones las 3 celdas restantes de este grupo. En el Cuadro A-2 del Anexo A del Informe Nº 0437-2012-GART se encuentra el cuadro de análisis por cada celda.

Que, a consecuencia del análisis anterior se deben incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017 13 celdas de alimentador, conforme figuran en el Cuadro Nº 2-11 del Informe Nº 0437-2012-GART. Así mismo, se debe modificar la fecha de entrada de 5 celdas de alimentador, conforme figuran en el Cuadro Nº 2-12 del Informe Nº 0437-2012-GART;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo debe considerarse como fundado en parte.

2.5 CAMBIO DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE TRES TRANSFORMADORES AT/MT APROBADOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita el cambio de la relación de transformación de 60/10 kV por 60/20/10 kV, de los transformadores de potencia aprobados, incluido los elementos complementarios en las subestaciones de:

- Tomás Valle (TP-060023010-040CO1E, CE-060COU1C1ESBTR3, CE-023COU1MCISBTR1)

- Santa Marina (TP-060023010-025CO1I, CE-023COU1MCISBTR1)

- Caudivilla (TP-060023010-025CO1E, CE-060COU1C1ESBTR3, CE-023COU1MCISBTR1, CE-023COU1MCISBMD1).

Que, la recurrente adjunta tres cuadros como sustento de su solicitud, ene los que menciona los requerimientos de demanda en cada subestación que motivan la implementación de la tensión de 20 kV.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe mencionar que como premisa general para el Plan de Inversiones, se ha tomado en cuenta que EDELNOR ha previsto implementar progresivamente las redes de media tensión en 20 kV, adicionalmente a la existente de 10 kV; ello debido a que el volumen de la demanda ya hace necesaria la distribución en este nivel de tensión. Así mismo, el requerimiento del nivel de tensión (20 kV) en media tensión corresponde a una decisión en la actividad de distribución y no en la planificación de transmisión por lo que es un requerimiento de entrada y no una variable que se decide en del Plan de Inversiones;

[3] Numeral VII) del literal d) del Artículo 139 de la LCE: En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado.

Que, en esta oportunidad EDELNOR, solicita que adicionalmente a lo ya considerado en la Resolución 151, también se incluya en el Plan de Inversiones la implementación de la tensión de 20 kV en las SET Tomás Valle, Santa Marina y Caudivilla. Cabe mencionar que este requerimiento recién es comunicado en esta oportunidad y no fue incluido en la propuesta de EDELNOR;

Que, en ese sentido, teniendo en cuenta lo mencionado, además que las subestaciones materia de este extremo, están ubicadas en la parte urbana con alta densidad de demanda y no tienen a la fecha transformadores de potencia con tensión de 20 kV, se encuentra procedente atender lo solicitado por EDELNOR en esta parte, debiendo reemplazar en el Plan de Inversiones 3 Elementos transformadores, conforme figuran en el Cuadro Nº 2-14 del Informe Nº 0437-2012-GART. Así mismo, se debe incorporar en el Plan de Inversiones las correspondientes celdas de 20 kV para los transformadores modificados, conforme el Cuadro Nº 2-15 del Informe Nº 0437-2012-GART;

Que, cabe precisar que se incluye una celda de medición de 20 kV en la SET Caudivilla, toda vez que esta SET no cuenta con dicho tipo de celda, la misma que es necesaria para la medición de los parámetros eléctricos que permitan el control y operación de los equipos en el lado de 20 kV;

Que, así mismo, con respecto al nivel de 60 kV, no se incluyen las celdas de 60 kV en las SET Tomas Valle y Caudivilla solicitadas por EDELNOR, dado que forman parte del conjunto de celdas que se encuentran procedentes de incorporarlas en el Plan de Inversiones 2013-2017, como consecuencia del análisis del extremo del recurso contenido en el numeral 2.6.2 de la presente resolución. Sin perjuicio de lo anterior se debe precisar que el módulo 060COU1C1ESBTR4, propuesto para la SET Caudivilla es de 40 kA, sin embargo, lo correcto es de 30 kA;

Que, en conclusión, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo del recurso debe declararse fundado en parte.

2.6 CORRECCIÓN DE CODIGOS DE ELEMENTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017

2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita la corrección o modificación de los códigos estándar de los módulos de 37 elementos incluidos en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 6.

Señala que en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 aprobado para el Área de Demanda 6, según el Informe Nº 0279-2012-GART, se observa que hay 37 elementos cuyos códigos de módulos estándar ameritan ser corregidos. Agrega que en general las correcciones se deben a que los tipos de transformadores de potencia (interior o exterior); celdas de transformadores (interior o exterior, simple o doble barra); celdas de líneas (interior o exterior, simple o doble barra) y líneas AT (simple o doble terna), no corresponden al tipo de instalación. Cita como ejemplo los casos siguientes:

- En la SET Tomás Valle se incluye una celda 60 kV de transformador, tipo convencional interior de simple barra, cuando debiera ser tipo convencional exterior de simple barra.

- En la SET Mirones se incluye una celda de línea 60 kV, tipo convencional interior de simple barra, cuando debiera ser tipo convencional tipo interior de doble barra.

Que, EDELNOR presenta una tabla (Tabla 6.1) con la relación y con el sustento de la modificación de los códigos de cada uno de los 37 Elementos referidos.

2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado los argumentos presentados por la recurrente a fin de determinar si es procedente modificar los códigos de módulos estándares solicitados. Para este fin se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

- En el caso de los transformadores de potencia, el tipo de módulo interior o exterior no influye en el costo del módulo del transformador, por lo que se considera que se puede optar por el tipo que mejor se adapte a las restricciones constructivas específicas, de acuerdo a lo solicitado por EDELNOR;

- En el caso de las celdas se toma en consideración la configuración del patio de llaves al cual se conecta la celda. Es decir, si las características del módulo solicitado (interior/exterior y/o simple barra/doble barra) son iguales al de la configuración existente, se encuentra fundada la solicitud de EDELNOR; de lo contrario se encuentra infundada;

- En el caso de las líneas de transmisión se ha verificado que el cambio de doble terna a simple terna sea consistente con la configuración en los archivos de flujo de carga, en caso que sea consistente se encuentra fundada la solicitud; de lo contrario se encuentra infundada.

Que, de acuerdo a la revisión de los argumentos presentados y los criterios antes mencionados, se debe modificar los códigos modulares de todos los Elementos solicitados por EDELNOR en el presente extremo. En el cuadro B-1 del Anexo B del Informe Nº 0437-2012-GART se presenta el cuadro de análisis por cada celda;

Que, así mismo, producto de lo indicado por EDELNOR, en el sentido que existen módulos estándares que ameritan ser corregidos, debido a que, entre otros, los tipos de celdas (interior o exterior) no corresponden al tipo de instalación, de la revisión se detectó que las celdas en el lado de 60 kV de la SET Huaral Nueva, son del tipo exterior y no interior, por lo que la celda de medición en 60 kV (no incluida en la relación presentada por EDELNOR), programada para el año 2013, también debe ser tipo exterior, lo cual debe ser corregida, a efectos de guardar la homogeneidad de los criterios dispuestos en la resolución tarifaria. Del mismo modo, la solicitud de EDELNOR incluye el cambio a doble barra de sólo una celda de línea de 60 kV en la SET Mirones, no obstante, en esta SET se han programado 3 de estas celdas para el año 2015; por lo tanto, también se deben cambiar a

doble barra las 2 celdas de 60 kV restantes en esta SET, a efectos de guardar la homogeneidad de los criterios dispuestos en la resolución tarifaria. Los referidos cambios deberán disponerse en resolución complementaria;

Que, en consecuencia se deben efectuar los siguientes cambios de módulo de Elementos, en el Plan de Inversiones 2013-2017, conforme figuran en el Cuadro Nº 2-16 del Informe Nº 0437-2012-GART;

Que, en función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo debe declararse fundado. Además, conforme fue antes explicado, en la SET Huaral Nueva la celda de medición en 60 kV se debe cambiar a tipo exterior y, en la SET Mirones se deben cambiar 2 celdas de línea en 60 kV a tipo doble barra, a efectos de guardar la homogeneidad de los criterios dispuestos en la resolución tarifaria.

2.7 ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS A SER INCLUIDOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017

2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita a OSINERGMIN reconsiderar la inclusión de 14 elementos faltantes (12 del Plan 2013-2017 y 2 instalados en el periodo 2009-2013) en el Plan de Inversiones 2013-2017 para el Área de Demanda 6;

Que, al respecto señala que en su propuesta de Plan de Inversiones, omitió involuntariamente una cierta cantidad de elementos que denominan complementarios o faltantes en algunos de los proyectos propuestos para el periodo 2013-2016 (12 elementos) y también otras que se han instalado durante el periodo 2009-2013 (2 elementos);

Que, indica que las celdas de acoplamiento o celdas de seccionamiento longitudinal forman parte del diseño de una subestación de transmisión MAT/AT o AT/MT. Argumenta que dichos elementos son necesarios para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico a los usuarios o clientes ubicados en el área de influencia de la subestación. Añade que también permite efectuar repartos o balances de carga en las líneas que se conectan en cada subestación;

Que, agrega que en general, las subestaciones MAT/AT cuentan con un sistema de doble barra en MAT y AT con una celda de acoplamiento entre barras. Al sistema de barras MAT se conectan las líneas MAT de otras subestaciones MAT/AT (Nueva Jicamarca 220 y Nueva Colonial 220) o de interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SEIN). En el sistema de barras 60 kV se conectan las líneas de subestaciones AT/MT de bajada;

Que, menciona que en el caso de las subestaciones AT/MT, éstas cuentan con un sistema simple barra con una o más secciones, unidas por una celda de seccionamiento longitudinal AT;

Que, presenta una tabla (Tabla 7.1) con la relación y justificación de los 12 Elementos complementarios del Plan 2013-2017 y una tabla (Tabla 7.2) con los 2 Elementos complementarios instalados en el periodo 2009-2013.

2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado los argumentos presentados por la recurrente a fin de determinar si es procedente incluir en el Plan de Inversiones los Elementos solicitados, para lo cual se ha tomado en cuenta los siguientes criterios:

- En una configuración doble barra se debe incluir una celda de acoplamiento para conectar ambas barras. En ese sentido, de ser este el caso y no se cuente con la respectiva celda de acoplamiento (existente o proyectada) se considera fundada la solicitud.

- Las celdas longitudinales se emplean cuando existen más de una línea de transmisión conectada a la respectiva barra. Debido al bajo costo relativo de esta celda longitudinal es conveniente su empleo dada las ventajas de su implementación: Flexibilidad en la operación, mayor confiabilidad, menor interrupción en mantenimiento de barras, pérdida parcial de carga de subestación en caso de falla en la barra, entre otros.

- La celda de transformador se debe implementar si es que se ha programado un transformador y no se cuenta con la celda correspondiente (existente o proyectada).

Que, con respecto al grupo de Elementos solicitados para incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017, de acuerdo a la revisión de los argumentos presentados y los criterios antes mencionados, se encuentra infundada la inclusión de los siguientes Elementos:

- En la SET Filadelfia se incluyen 2 celdas de acoplamiento longitudinal en 60 kV y no 3 según solicita EDELNOR, toda vez que ingresarán 3 líneas para lo cual se requieren sólo las 2 celdas antes mencionadas;

- No se deben incluir las celdas de transformador 20 kV, solicitadas en este extremo, para las SET Tomás Valle y Santa Marina, debido a que en el análisis del extremo sobre el cambio de 2 a 3 devanados (numeral 2.5 de la presente resolución) ya se determinó la incorporación de estas celdas en el Plan de Inversiones; de lo contrario, estos Elementos se considerarían por duplicado;

Que, así mismo, se encuentra fundada la solicitud de incluir los demás Elementos restantes de este grupo;

Que, por otro lado, se encuentra procedente incluir los 2 Elementos (celdas de acoplamiento longitudinal en 60 kV en SET UNI y SET Zarate) para el Plan de Inversiones 2009-2013, sin embargo se debe precisar que las fechas propuestas por EDELNOR, 2011 y 2012 para la SET UNI y la SET Zarate, respectivamente, no concuerdan con lo reportado por la recurrente para la base de datos de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Por lo mencionado, en el Plan de Inversiones se tomará en cuenta la fecha de esta base de datos que es 2012 y 2011 para el Elementos de SET UNI y de SET Zarate respectivamente. Se debe aclarar que la fecha definitiva de puesta en servicio para efectos remunerativos se establecerá en el acta correspondiente conforme al procedimiento establecido para tal fin;

Que, en los cuadros C-1 y C-2 del Anexo C del Informe Nº 437-2012-GART, se encuentra el análisis por cada Elemento;

En consecuencia se deben incluir elementos en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en el Plan de Inversiones 2009-2013, conforme figuran en los cuadros Nº 2-17 y 2-18 del Informe Nº 437-2012-GART;

Que, en virtud a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo debe considerarse fundado en parte.

2.8 RETIRO DE ELEMENTOS EXCEDENTES INCLUIDOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017

2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita excluir 12 elementos excedentes indicados del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 para el Área de Demanda 6;

Que, señala que en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 aprobado para el Área de Demanda 6, según el Informe Nº 0279-2012-GART, se observa que hay un grupo de 12 elementos de celdas de transformador, medición y línea, que resultan ser excedentes con respecto a la cantidad requerida (8) para su instalación;

Que, al respecto, presenta una tabla (Tabla 9.1) con la relación y el sustento cada una de las 12 celdas a ser retiradas del Plan de Inversiones 2013-2017.

2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado los argumentos presentados por la recurrente a fin de determinar si es procedente excluir del Plan de Inversiones 2013-2017 los Elementos solicitados. Para este fin se ha verificado si el no considerar estos Elementos afecta la operatividad del sistema;

Que, de la verificación efectuada para cada uno de Elementos solicitados, no se encuentra procedente retirar del Plan de Inversiones las celdas de línea 60 kV de las SET Chavarría y Mirones solicitadas, debido a que estas corresponden a las líneas en 60 kV proyectadas a conectarse en dichas subestaciones. Por otro lado, sí se encuentra procedente excluir del Plan de Inversiones los restantes 8 Elementos. El detalle de la revisión por cada Elemento se presenta en el Cuadro D-1 del Anexo D del Informe Nº 437-2012-GART, que como Anexo forma parte integrante de la presente resolución;

Que, en función a los argumentos señalados, este extremo debe ser declarado fundado en parte.

2.9 SOTERRAMIENTO DE LÍNEAS AEREAS MAT Y AT

2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDELNOR solicita reconsiderar en el Plan de Inversiones 2013-2017 las inversiones requeridas para el soterramiento de los tramos propuestos por EDELNOR;

Que, señala que en la Resolución 151, el Consejo Directivo de OSINERGMIN no tomó en consideración la propuesta de EDELNOR para que se incluyan dentro del mencionado Plan de Inversiones, trabajos de adecuación consistentes en la reubicación y el soterrado de tramos de líneas de transmisión existentes;

Que, para solucionar problemas de violación de distancias mínimas de seguridad de líneas de trasmisión causados por invasores de las fajas de servidumbre, EDELNOR solicitó incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017, el costo de la reubicación y soterrado de tramos de líneas de trasmisión existentes, a fin que los costos de estas obras sean remunerados vía traslado a la demanda de todos los usuarios del área de demanda 6.

Que, EDELNOR señala que, si bien el “Procedimiento para la supervisión de deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y zonas de servidumbre” aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 264-2005-OS/CD establece efectivamente la obligación de la concesionaria de corregir las situaciones de riesgo eléctrico de las líneas de transmisión que opere; la existencia de dicha obligación a cargo de la concesionaria no implica necesariamente que ésta deba asumir los costos que implique. Sobre el particular agrega que en un escenario regulado, cuando se establecen nuevas obligaciones supervisables a cargo de empresas concesionarias, que conllevan a una inversión para su cumplimiento, dicha inversión debe ser reconocida en la tarifa;

Que, EDELNOR afirma que en éste caso, se le están imponiendo obligaciones nuevas, dado que éstas no existían hasta que se presentaron los actos de los terceros que obligan a realizar una corrección;

Que, la recurrente considera que el pronunciamiento del Regulador, en el sentido de que los costos de adecuación deben ser asumidos por los invasores de las fajas de servidumbres en vez de por la demanda del Área de demanda 6, vulnera los principios de Actuación basada en el análisis costo beneficio y de Eficiencia y efectividad previstos en los Artículos 7º y 14º del Reglamento General de OSINERGMIN, dado que el Regulador no cumple con realizar una eficiente asignación de los costos y beneficios ni reducir los costos de transacción priorizando soluciones que permitan que los agentes sufran el menor perjuicio posible. Indica que lo propuesto por OSINERGMIN es inviable por fallas del mercado, por lo que una de las funciones de la regulación es socializar dicho daño;

Que, la impugnante plantea como solución más eficiente, el socializar los costos de las adecuaciones asignándolos a quienes están en mejor posición de asumirlos, es decir los usuarios del Área de demanda 6, quienes además serían los beneficiados con dicha adecuación ya que incrementaría la seguridad y confiabilidad de la red de transmisión por la que son atendidos; añade que esta solución evitaría los gastos infructuosos que implica la judicialización de un problema social;

Que, la empresa continúa señalando que el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas debe interpretarse de modo tal, que comprenda los trabajos de adecuación motivados por el crecimiento de las ciudades; agrega que el término expansión de red abarca no solamente a incrementos en el tamaño físico de la red, sino también al incremento de capacidad o el mejoramiento o preservación de calidad confiabilidad, seguridad y/o calidad de la red. En efecto, afirma que en la actualidad toda inversión en la red contiene componentes que obedecen a razones y criterios de seguridad, confiabilidad y calidad, que son reconocidos como expansiones remunerables a través de la tarifa;

Que, en su reconsideración, EDELNOR adjunta el Informe Legal Nº SA.156-12 del Estudio Santivañez, que contiene los argumentos señalados y, entre otras cosas añade que la propuesta de OSINERGMIN implica gastos judiciales y de representación legal a fin de solucionar un problema social (la invasión de fajas de servidumbre violando las distancias mínimas de seguridad) cuya responsabilidad es claramente del Estado;

Que, en dicho informe se agrega que el Artículo 98º de la LCE es aplicable a casos en que las inversiones se realizan por la concesionaria previo acuerdo con el interesado, por lo que no podría ser aplicable para los casos bajo análisis; no obstante, agrega que, si bien fueron terceros los que ocasionaron la necesidad de la inversión, los interesados en realizar las adecuaciones correspondientes son finalmente los usuarios del Área de demanda 6, quienes se beneficiarán con la seguridad y confiabilidad de la instalación.

2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, señala EDELNOR, que es una nueva obligación supervisable la de corregir las situaciones de riesgo eléctrico de las líneas de transmisión que opere y que, por tanto, siguiendo el criterio regulatorio, debe ser reconocido por la tarifa el mayor costo que ello le implique;

Que, se considera que tal apreciación es errada por cuanto no se trata de una nueva obligación a cumplir por EDELNOR. Las obligaciones de la concesionaria de respetar las distancias mínimas de seguridad y de tomar medidas ante posibles invasiones de sus fajas de servidumbre o para sanear las mismas, no nacen de la resolución impugnada, sino que tienen su origen en normas que forman parte del marco jurídico vigente con anterioridad a la emisión de la resolución impugnada, como el Código Nacional de Electricidad, la Norma sobre Imposición de Servidumbres aprobada por Resolución Directoral Nº 111-88-EM-DGE[4], el Procedimiento para la Supervisión de Deficiencias en Seguridad en Líneas de Transmisión y en Zonas de Servidumbre, aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 264-2005 OS/CD[5] expedida el 08 de setiembre de 2005 (en adelante "Procedimiento de Seguridad"), las resoluciones que imponen las servidumbres propiamente dichas, entre otras;

Que, en efecto, el Procedimiento de Seguridad establece en su numeral 9, Subsanación de Situaciones de Riesgo Eléctrico, que la concesionaria deberá corregir las situaciones de riesgo eléctrico de las líneas de transmisión que operen, sea que cuenten o no con Resolución de Servidumbre o que tengan tramos exceptuados, cumpliendo con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad, así como con los respectivos sistemas de protección eléctrica. Es decir, se trata de una obligación que tiene la empresa concesionaria desde antes de que se aprobara el Plan de Inversiones, y en virtud de la cual, no fue determinado en el Procedimiento en mención, que OSINERGMIN iba a reconocer los gastos que le irroga a al Concesionario la subsanación de las deficiencias ocurridas al encontrarse las líneas de transmisión que operen, incumpliendo las normas de seguridad eléctricas emanadas del Código Nacional de Electricidad;

Que, debe recordarse también, que la LCE establece en su Artículo 31º, como obligación de los concesionarios de distribución eléctrica, la de cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables, de manera tal que no se trata de una nueva obligación creada por OSINERGMIN, sino de las obligaciones a las cuales se comprometió al suscribir el Contrato de Concesión correspondiente;

Que, respecto a la afirmación de EDELNOR en el sentido que los costos de adecuación deben ser asumidos por los invasores de las fajas de servidumbres en vez de por la demanda del Área de demanda 6, vulnera los principios de Actuación basada en el análisis costo beneficio y de Eficiencia y efectividad, debemos decir que el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, obliga al regulador a cumplir con los Principios que dicha norma contiene, entre ellos, los enunciados por EDELNOR;

Que, el Principio de Actuación, basado en el Análisis Costo-Beneficio, contenido en el Artículo 7º del Reglamento General de OSINERGMIN, dispone que "los beneficios y costos de las acciones emprendidas por OSINERG,

---

4 Norma sobre Imposición de Servidumbres, numeral 8.1.6:

"(...)
Los datos que se deben consignar en la Resolución de Imposición de Servidumbre serán los siguientes:
(...)

Obligación de la Empresa a velar permanentemente para evitar que en las fajas de servidumbre se ejecuten construcciones de vivienda o construcciones en general"

5 Artículo 5º. Metodología. La metodología será la siguiente:

(...)
d) Las concesionarias deberán entregar a OSINERG, su programa de saneamiento de las fajas de servidumbre de sus líneas de transmisión, la misma que deberá cumplir con el límite de tolerancia anual del indicador correspondiente al período evaluado.
(...)

Artículo 7º. Requerimiento de Información.
(...)

7.1 Programa de Saneamiento.
En lo que respecta al programa de saneamiento, en el Cuadro Nº 2: "Inventario de deficiencias de vanos de líneas de transmisión" se presentarán las alternativas técnicas para el saneamiento de cada uno de los vanos con Faja de Servidumbre invadida, indicando para cada caso las fechas de inicio y término proyectadas de saneamiento

en lo posible, serán evaluados antes de su realización y deberán ser adecuadamente sustentados en estudios y evaluaciones técnicas que acrediten su racionalidad y eficacia. Esta evaluación tomará en cuenta tanto las proyecciones de corto como de largo plazo, así como los costos y beneficios directos e indirectos, monetarios o no monetarios. Serán considerados tanto los costos para el desarrollo de las acciones planteadas por el OSINERG así como los costos que la regulación impone a otras entidades del Estado y del sector privado";

Que, en el presente caso, el no incluir en la tarifa el costo que demanda el corregir el incumplimiento de normas técnicas o de seguridad, no vulnera en forma alguna el Principio de Actuación basado en el análisis Costo-Beneficio sino que responde al cumplimiento del principio de legalidad según el cual el Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión, dentro de cuyo concepto no se encuentra en forma alguna el alegado soterramiento;

Que, por otro lado, el Principio de Eficiencia y Efectividad, persigue que la actuación de OSINERGMIN se guíe por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto;

Que, OSINERGMIN no comparte el criterio de que sociabilizar los gastos que demanda para EDELNOR el cumplimiento de sus obligaciones como concesionario, sea sinónimo de eficiencia y efectividad. Más bien, tal como se define este Principio, la consecuencia final de lo solicitado por EDELNOR significa incrementar el costo para todos los que se encuentran en el área de demanda Nº 6, cuando lo que busca el Principio de Eficiencia es, precisamente, lo contrario, es decir, buscar el menor costo posible para la sociedad en su conjunto;

Que, cabe agregar que si bien el análisis costo beneficio y la búsqueda de eficiencia y efectividad son principios que gobiernan las decisiones del Regulador, en lo respecta a la asignación de costos debe primar el Principio de Legalidad, es decir los costos deben ser asumidos por quien legalmente corresponde, vale decir, por el agente al que la ley le atribuye dicha carga;

Que, en tal sentido, lo señalado por EDELNOR, no sólo no corresponde a un análisis costo beneficio o de eficiencia, sino que además no considera el ordenamiento jurídico vigente, el cual, establece claramente: (i) que es obligación del concesionario corregir las situaciones de riesgo eléctrico (Art. 9º Procedimiento de Seguridad) (ii) que los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen (Art. 98º de la LCE) y (iii) que aquel que por dolo o culpa causa un daño a otro está obligado a indemnizarlo (Art. 1969º del Código Civil).

Que, como puede apreciarse, la sola lectura de los dispositivos legales citados dan respuesta al caso planteado por EDELNOR, quedando claro que es su responsabilidad realizar los trabajos de adecuación necesarios en sus instalaciones, y que además, en caso considere que éstos han sido consecuencia de actos de terceros, puede tomar las acciones pertinentes a efectos de que sean éstos terceros quienes asuman los costos;

Que, por otro lado, la recurrente sustenta su posición señalando que son los usuarios quienes deben asumir los costos de los trabajos de adecuación, ya que son ellos quienes se beneficiarían de los mismos al incrementarse la seguridad y confiabilidad de la red de transmisión por la que son atendidos. Al respecto, debe señalarse que los usuarios tienen derecho de ser atendidos por redes seguras y confiables, ya que la tarifa reconoce la remuneración de instalaciones con estas características desde su dimensionamiento original. En efecto, el Plan de Inversiones reconoce, al dimensionar las instalaciones, todos los costos necesarios a fin de que éstas cumplan con los requisitos de seguridad establecidos en el marco jurídico vigente, tal como lo menciona la propia recurrente en su recurso; no obstante, situación distinta es la que señala EDELNOR, en la que las instalaciones son construidas cumpliendo las distancias de seguridad y posteriormente, por actos de terceros, estas distancias terminan incumpliéndose; tal situación, como se ha señalado, corresponde a un caso distinto cuyo tratamiento se encuentra previsto en normas como la LCE y el Código Civil, por lo que otorgarles un tratamiento distinto, trasladando los costos que impliquen los trabajos de adecuación correspondientes a toda la demanda, vulnera el Principio de Legalidad y de equidad, toda vez que usuarios que no han tenido participación alguna en la vulneración de fajas de servidumbre no tienen por qué asumir los costos de dicha vulneración, pues no hay dolo ni culpa que imputarles;

Que, respecto a lo señalado por EDELNOR, en el sentido que el Artículo 139º del RLCE debe interpretarse de modo tal que comprenda los trabajos de adecuación motivados por el crecimiento de las ciudades, debe indicarse que ello conduce a una interpretación forzada del texto legal. De su lectura emerge con claridad que el reconocimiento de las instalaciones a implementarse como consecuencia del Plan de Inversiones, requiere de dos situaciones claramente identificables:

a) Que las instalaciones de transmisión que debe contener el Plan de Inversiones, serán aquellas que entren en operación dentro de un período de fijación de peajes y compensaciones, en este caso, dentro del período 2013-2017. Esa característica no se cumple con las instalaciones de transmisión incluidas por EDELNOR dentro de su propuesta de Plan de Inversiones, puesto que se trata de líneas de transmisión que ya entraron en operación con anterioridad al período de aprobación anotado, respecto de las cuales algunos de sus tramos incumplen normas técnicas relacionadas con distancias mínimas de seguridad; y que,

b) El Plan de Inversiones obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años. Esta característica tampoco se da en las instalaciones que ha incluido EDELNOR dentro de su Plan de Transmisión, las que no se encuentran planificadas ni consideradas como expansión del sistema de transmisión..

Que, por tanto, no cabe dar interpretación distinta que la que deriva de la inequívoca redacción de la propia norma legal.

Que, con relación al argumento de que la propuesta de OSINERGMIN implica gastos judiciales y de representación legal a fin de solucionar un problema social (la invasión de fajas de servidumbre violando las distancias mínimas de seguridad) cuya responsabilidad es claramente del Estado, debe manifestarse nuestra disconformidad con el mismo. Tal como fue explicado, en seguimiento a los Principios de Eficiencia y Eficacia, es objetivo en la actuación del Regulador, la búsqueda de la correcta asignación de recursos y el menor costo posible para la

sociedad en su conjunto, lo que no significa tener que asumir los gastos que representa a las empresas el cumplimiento de las obligaciones legales que la ley les impone;

Que, finalmente, con respecto a la particular interpretación al Artículo 98º de la LCE, y que no se sustenta con ninguna fuente normativa, en el sentido que es aplicable a casos en que las inversiones se realizan por la concesionaria previo acuerdo con el interesado; se considera que el mencionado Artículo 98º, es claro al enunciar que *"los gastos derivados de la remoción traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar, por cualquier razón, serán sufragados por los interesados y /o quienes lo originen"*, no indicando que su aplicación sea exclusivamente para gastos que se realicen cuando previamente exista acuerdo con el interesado. Es más, la propia disposición legal afirma que se encuentra referida a gastos que se realicen por cualquier razón, lo que no limita su alcance sólo a casos acordados previamente con algún interesado;

Que, en consecuencia, la propuesta de EDELNOR de trasladar los costos de los trabajos de adecuación a la tarifa, socializándolos a toda la demanda carece de sustento legal, por lo que su aplicación, por parte de OSINERGMIN, contravendría el Principio de Legalidad al cual se someten todas las actuaciones del Regulador por disposición del numeral 1.1 del Artículo IV del Título Preliminar de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

Que, por lo expuesto este extremo del recurso debe declararse improcedente.

Que, por otro lado, la empresa Enersur S.A., dentro del plazo establecido, presentó opiniones y sugerencias en relación con el Área de Demanda 6. Al respecto, el contenido de los comentarios está referido al Plan de Inversiones en sí y no a los temas abarcados en los extremos de los recursos interpuestos contra la Resolución que aprobó el Plan de Inversiones. En ese sentido, estas sugerencias se consideran improcedentes.

Que, se han emitido los Informes Nº 0437-2012-GART y Nº 417-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444[6], Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Lima-Norte S.A. – EDELNOR, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a la Corrección de Códigos de Elementos incluidos en el Plan de Inversiones 2013-2017, por las razones expuestas en el numeral 2.6.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Lima-Norte S.A. – EDELNOR, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a la incorporación en el Plan de Inversiones 2010-2013, de dos celdas 220 kV, 40 kA en la subestación Chavarría a partir del año 2012, e improcedente en lo que se refiere a la inclusión como parte del Plan de Inversiones, el cambio de las celdas de 60 kV en la subestación Santa Rosa; por las razones expuestas en el numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Lima-Norte S.A. – EDELNOR, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.4, 2.5. 2.7 y 2.8, por las razones expuestas en los numerales 2.4.2, 2.5.2, 2.7.2 y 2.8.2, respectivamente, de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Lima-Norte S.A. – EDELNOR, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.1 y 2.2, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2, respectivamente, de la presente resolución.

Artículo 5º.- Declarar improcedente el recurso de reconsideración presentado por la Empresa de Distribución Eléctrica Lima-Norte S.A. – EDELNOR, contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere al Soterramiento de Líneas Aéreas MAT y AT, por las razones expuestas en el numeral 2.9.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 6º.- Incorpórese los Informes Nº 0437-2012-GART y Nº 417-2012-GART, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 7º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 8º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Informes a que se refiere el Artículo 6º precedente, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

---

[6] 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 Nº 212-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151") que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013, contra la cual el 13 de agosto de 2012, la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante "Luz del Sur"), presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

1. ANTECEDENTES

Que, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013 - 2017, contra la cual, Luz del Sur, con fecha 13 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración, cuyos argumentos fueron expuestos por dicha empresa en Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, y llevada a cabo el día 27 de agosto de 2012;

Que, conforme al procedimiento regulatorio, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN. Sobre el particular, la empresa Enersur S.A., con fecha 12 de septiembre de 2012, presentó un documento en calidad de opiniones y/o sugerencias sobre los recursos de reconsideración;

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Luz del Sur solicita se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se emita una nueva resolución que considere los siguientes extremos:

2.1. No modificar la titularidad de L.T. 220 kV Los Industriales – Planicie REP.

2.2. Reconocer y cambiar la tecnología de celdas de 60 kV en la SET Los Industriales en el Plan de inversiones 2013 – 2017.

2.3. Reconocer inversión por el terreno de la SET Los Industriales.

2.4. Incluir tramos de líneas 60 kV: Los Industriales –Puente, Los Industriales – Santa Rosa /Huachipa, Los Industriales –Huachipa.

2.5. Incluir de 2 celdas de línea de 220 kV en la SET Los Industriales.

2.6. Incluir de 2 celdas de línea de 220 kV en la SET Planicie REP, para la línea Planicie REP - Los Industriales.

2.7. Crear módulos de rotación de transformadores.

2.8. Eliminar duplicidad de celdas de 220 y 60 kV en la SET Corpac.

2.9. Reconocer celdas de seccionamiento longitudinal en la SET Limatambo.

2.10. Reconocer 2 celdas de línea de 60 kV en la SET Las Praderas, para la línea Nueva Lurín – Las Praderas.

2.11. Valorizar las celdas de acoplamiento de 220 kV y de seccionamiento longitudinal de 10 kV de la SET Nicolás Ayllón, separada del resto de elementos.

2.12. Considerar los gastos financieros en las valorizaciones de algunas subestaciones.

2.13. Considerar los enlaces subterráneos de doble terna cuya implementación es en dos etapas, como dos líneas simples terna.

2.14. Reconocer transformador de 50 MVA, 60/22,9/10 como reserva ante contingencias.

2.15. Crear módulos estándares para líneas subterráneas totalmente enductadas.

2.16. Corregir la valorización del segundo circuito de la L.T. de 60 kV Chilca – Bujama.

2.17. Corregir los módulos empleados para la valorización de los costos comunes de la SET Nueva Lurín.

2.18. Corregir la valorización incremental correspondiente al centro de control debido a la implementación de la SET Los Industriales.

2.19. Retirar la programación de bajas en SETs Cantera y San Vicente de Cañete.

2.20. Implementar de sistemas de doble barra en SET Cantera.

2.21. Considerar cambio de conductor de línea 60 kV Cantera – San Vicente.

2.22. No mencionar instalaciones no pertenecientes al Área de Demanda 7 dentro de ésta.

2.1. NO MODIFICAR LA TITULARIDAD DE L.T. 220 KV LOS INDUSTRIALES – PLANICIE REP.

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur señala que OSINERGMIN habría cambiado la titularidad de la LT 220 kV Los Industriales – Planicie REP debido a que: i) cuando se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión 2009-2013 no se conocía con exactitud las ubicaciones de las SE Planicie REP y Los Industriales, por lo que se resolvió de acuerdo a la mejor información disponible en ese momento, i) la línea se ha previsto para atender al crecimiento de la demanda de Luz del Sur, y iii) la línea se encuentra dentro del área de concesión de Luz del Sur. Por todo ello, y teniendo en cuenta los tiempos de ejecución, OSINERGMIN habría resuelto reprogramar la inversión como parte del Plan de Inversiones 2013 – 2017 mantenido el criterio de la prepublicación y asignando como titular de la línea a Luz del Sur;

Que, la recurrente manifiesta que los argumentos de OSINERGMIN no justifican que se haya cambiado la titularidad aprobada en el Plan de Inversiones en Transmisión 2009 – 2013, señala que la configuración topológica considerada para el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 – 2017 no ha cambiado respecto de la considerada para el periodo 2009 - 2013, y que lo único que ha ocurrido es la definición de las ubicaciones de las subestaciones; en tal sentido, en aplicación el principio de predictibilidad, Luz del Sur considera que se debería mantener la titularidad fijada en el Plan de Inversiones 2009-2013;

Que, la recurrente agrega que la ubicación de la subestación Los Industriales habría cambiado solamente en 200 metros respecto de la prevista en el anterior Plan de Inversiones; además, considera que cambios como el mencionado siempre se presentarán y por ello se encuentran contemplados en el numeral II).3 del literal f) del artículo 139º del RLCE, dado que al desarrollarse el Plan de Inversiones considerando un horizonte de 10 años, las instalaciones son previstas a modo de anteproyectos, donde los recorridos de líneas y ubicación de subestaciones son estimados;

Que, adicionalmente, Luz del Sur señala que para atender a su demanda existen otras alternativas, y que más bien la implementación de la línea en cuestión tiene como objetivo mejorar los niveles de carga de las líneas 220 kV del SEIN, es decir, es una solución para todo el SEIN;

Que, finalmente, la recurrente agrega que la ubicación geográfica de una instalación no determina la titularidad de la misma, y cita varios ejemplos de instalaciones de REP ubicadas dentro de la zona de concesión de Edelnor y de Luz del Sur.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que las secciones del Informe Nº 0280-2012-GART, citadas por Luz del Sur, se encuentran en el análisis de su opinión Nº 1 a la prepublicación del presente Plan de Inversiones. Al respecto cabe aclarar que no todo lo citado por Luz del Sur, son razones empleadas por el regulador para el cambio de titularidad, sino que son las razones que motivan la reprogramación y cambio de características de la línea materia del recurso;

Que, justamente, la reprogramación de la línea para el Plan de Inversiones 2013 - 2017, de debió a dos razones:

a) El retraso en su ejecución: toda vez que había sido programada para entrar en servicio el 2012, sin embargo, a la fecha de la Resolución 151 aún no iniciaba su construcción, lo cual claramente significaba que entraría en operación en el periodo del Plan de Inversiones 2013 – 2017;

b) La variación significativa de las características de la línea: Ya que no sólo se trataba de cambiar la fecha de entrada en operación, como lo señala Luz del Sur. Es importante señalar que, la longitud de la línea no sería 10 km como estaba previsto en el Plan de Inversiones 2009-2013, sino 16 km (60% más larga que lo previsto), incluso se requeriría de un tramo subterráneo de aproximadamente 5 km. El orden de magnitud de este cambio es bastante relevante y no se trata de una modificación que estaría contemplada en las estimaciones de un anteproyecto dado que, la valorización referencial de la línea con las características del Plan de Inversiones 2009-2013 asciende a 3,24 millones de US$[1], mientras que con las características del Plan de Inversiones 2013 – 2017 asciende a 26,36 millones de US$.

[1] Para efectos comparativos se ha valorizado con los costos de módulo estándar empleados para la RESOLUCION: 324,148 us$/km x 10 km.

Que, se recuerda en este punto que los dos argumentos anteriores motivaron la reprogramación del proyecto y no la reasignación de su titularidad. Asimismo en el resto de la sección del Informe Nº 0280-2012-GART, se concluyó que es necesario el cambio de titularidad, debido a que, se encuentra dentro del área de concesión de Luz del Sur y que sirve para atender la demanda de los usuarios que están en el ámbito de su responsabilidad como distribuidor;

Que, se debe tener en cuenta que el hecho de que la línea se encuentra dentro de su área de concesión, es una de las razones por las que se asigna la titularidad de la misma a Luz del Sur, por criterios de eficiencia, toda vez que es el concesionario que opera las instalaciones de transmisión y es el concesionario de distribución que tiene la responsabilidad de atender el suministro de electricidad de este sistema, y además por tratarse de la opción que representa el mínimo costo en concordancia y con el principio de eficiencia establecido en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001 PCM;

Que, precisamente dada las grandes economías de escala decrecientes que caracterizan a la actividad de transmisión eléctrica, es más eficiente desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto, que la expansión del sistema esté a cargo del operador existente en dicho sistema. Ello en vista que el operador instalado ya tiene costos hundidos, tales como personal administrativo, equipos de transporte, almacenes, entre otros costos en los que tendría que incurrir un operador nuevo para implementar las instalaciones recurridas. Al respecto, se debe tener en cuenta que Luz del Sur opera en el sistema Lima Sur un total de 67 transformadores de 60 kV (de dos y tres devanados), con una capacidad que supera los 1300 MVA y cerca de 400 km de líneas de 60 kV y 20 km en 220 kV. En resumen, Luz del Sur es el concesionario de transmisión que opera en la zona y que por razones de eficiencia corresponde que se le asigne, en el Plan de Inversiones, las instalaciones recurridas;

Que, con relación a lo señalado por Luz del Sur, que la línea recurrida no sirve para atender la demanda, se debe mencionar que dicha línea no sólo alimentará la demanda de la SET Industriales, sino de la SET Nicolás Ayllón y la SET Corpac, por lo que de no incorporarse dicha línea no se podría atender la demanda en estas SET es decir del sistema Lima Sur (en el área de concesión de LUZ DEL SUR). Lo anterior se puede comprobar en los archivos de flujo de carga que sustentan el Plan de Inversiones 2013-2017; si se pone fuera de servicio las líneas La Planicie – Industriales, la cargabilidad de la línea 220 kV San Juan – Industriales sería de 128%, 135%, 180% y 206% en los años 2014, 2015, 2016 y 2017, respectivamente. Estas condiciones, obligarían a que se restrinja el suministro en las SET mencionadas. Por lo tanto, no es exacto lo manifestado por Luz del Sur en este punto;

Que, respecto a la responsabilidad de atención a la demanda, se debe tener presente que conforme al Artículo 34º de la LCE es responsabilidad de los concesionarios de distribución atender el suministro de electricidad en su área de concesión. Por este mandato y, tomando en cuenta que la línea recurrida se requiere para garantizar el suministro de la demanda bajo responsabilidad de Luz del Sur, es que se debe asignarla a esta empresa en el Plan de Inversiones;

Que, por otro lado, conforme al numeral VI del literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, el primer paso en cada proceso regulatorio es la aprobación del Plan de Inversiones. Posteriormente, los concesionarios pueden presentar una solicitud al Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MINEM") identificando los proyectos que consideran deben ser licitados. Posteriormente, el MINEM debe emitir su pronunciamiento y de ser el caso identificar los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances el Plan de Inversiones;

Que, el marco legal dispone, en primer lugar, la aprobación del Plan de Inversiones y luego otorga la facultad al MINEM de seleccionar, a pedido de los concesionarios, aquellas instalaciones que se licitarán. De manera que no es en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones en el que se define qué instalaciones son las que se licitarán, hecho que ocurriría si es que se asigna como "NNNN" a la línea recurrida;

Que, por lo expuesto, en el Plan de Inversiones aprobado por la Resolución 151, se asignó las instalaciones de transmisión a Luz del Sur. De esta manera, por diversas razones y no por un solo criterio de evaluación, técnicamente se considera que lo establecido en el nuevo Plan es cualitativamente superior a lo establecido en el antiguo Plan;

Que, jurídicamente, lo que se está produciendo es un cambio de criterio, lo cual se realiza al amparo del numeral 2 del Artículo VI del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley Nº 27444, en donde se prevé la posibilidad de apartarse de precedentes con la debida motivación. Sobre el particular, la doctrina opina que, "la posibilidad de apartarse de los precedentes haya su fundamento en la atendible necesidad de permitir a una dinámica Administración Pública, actualizar sus criterios (según la oportunidad y la experiencia) si considere que la interpretación del precedente no es la correcta, así como adecuar sus decisiones a las fluctuantes necesidades del interés general; pero se le exige, a cambio, un esfuerzo de razonabilidad que debe plasmarse en la motivación del acto";

Que, por otro lado, cabe recordar que el Plan de Inversiones 2013 – 2017 es obligatorio. De conformidad con el numeral V) del literal a) del Artículo 139º del RLCE, la ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio;

Que, cabe indicar que conforme al inciso d) del Artículo 139 del RLCE, numeral VI; primero se aprueba el Plan de Inversiones y dentro de los 20 días hábiles posteriores a la aprobación de dicho Plan, los concesionarios presentarán una solicitud al MINEM, identificando los proyectos del Plan que consideran deben ser licitados conforme al Artículo 3.6 del Reglamento de Transmisión, siendo facultad del Ministerio de Energía y Minas identificar los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones. Es decir que el marco legal, otorga la facultad al Ministerio de Energía y Minas de seleccionar, a pedido de los concesionarios, aquellas instalaciones que se licitarán. De manera que no es en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones en el que se define qué instalaciones son las que licitarán;

Que, respecto a la solicitud que se asigne a NNNN la Inversión, en el Plan de Inversiones solo se asignaron instalaciones al Ministerio de Energía y Minas (que para efectos prácticos equivale a la nomenclatura usada en al Plan anterior como NNNN) en los casos en que no existe un concesionario en el sistema de transmisión que

atienda la carga eléctrica vinculada a dichas instalaciones o existiendo tal concesionario éste cuente con un contrato BOOT que lo exime de los alcances del Plan de inversiones o cuando se trate de instalaciones que estén considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural;

Que, atendiendo a que las instalaciones materia del presente recurso no se encuentra en ninguna de las tres excepciones mencionadas, que técnicamente está sustentada la asignación de la titularidad de la LT Los Industriales – La Planicie a nombre de dicha empresa y que jurídicamente procede apartarse de la consideración inicial prevista en el Plan anterior, no corresponde que para esta instalación se considere titular NNNN o Ministerio de Energía y Minas.

Que, por todo lo expuesto este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.2. RECONOCIMIENTO Y CAMBIO DE TECNOLOGÍA DE CELDAS DE 60 KV EN LA SET LOS INDUSTRIALES EN EL PLAN DE INVERSIONES 2013 – 2017

2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017 todas las celdas de 60 kV de la subestación Los Industriales con tecnología tipo encapsulada, considerando además los costos comunes correspondientes a dicha tecnología. Cita el cuadro E-1 del Informe Nº 280-2012-GART (que forma parte de la resolución) y los formato F-308 y F-303 (en formato electrónico), como prueba que no se ha considerado 5 celdas de línea y una de transformador de 60 kV que se requieren en la SET Los Industriales. Manifiesta que las mismas deben ser consideradas con tecnología tipo encapsulada;

Que, menciona que las celdas faltantes están consideradas en el Cuadro Nº 6-6 del mismo Informe Nº 0280-2012-GART (Elementos Aprobados en el Plan de Inversiones 2009-2013 que no corresponden incluirse en el Plan de Inversiones 2013-2017). De esta forma, concluye que OSINERGMIN se contradice indicando por una parte que todos los elementos de la subestación Los Industriales programados para el 2013 son reprogramados dentro del Plan de Inversiones 2013-2017 y, por otra parte, indicando que algunos de los elementos permanecen en el Plan de Inversiones 2009-2013. La recurrente, muestra en un cuadro todos los elementos que se deben considerar en la subestación Los Industriales para el año 2013;

2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con base en el análisis que sustenta la Resolución 151, en el año 2013 se deberían conectar 4 líneas de 60 kV a la subestación Los Industriales y un transformador 220/60 kV. Cabe mencionar que, conforme al mismo análisis, no se incluyeron las 2 líneas Los Industriales – Puente, propuestas por Luz del Sur, debido a que la ubicación de la SET Los Industriales es adyacente a la SET Puente. En ese sentido, el total de celdas que debió considerarse es de 4 celdas de línea y una de transformador. No obstante, en la Resolución 151 se incluyó una celda de línea. Por lo que, según el análisis mencionado faltaría incluir en el año 2013, 3 celdas de línea y una de transformador, todas en 60 kV, y no 5 celdas de línea y una de transformador como lo menciona Luz del Sur en su recurso;

Que, por otro lado, en esta oportunidad como parte del extremo 4 del recurso, Luz del Sur solicita que se considere dos líneas de 60 m, 60 kV, Los Industriales – Puente. Al respecto, conforme a lo concluido en el análisis a dicho extremo, contenido en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente resolución, sí se requieren adicionalmente dos celdas de 60 kV en la SET Industriales. En consecuencia, por lo manifestado, corresponde agregar en el Plan de Inversiones, el año 2103, 5 celdas de línea y 1 de transformador, todas en 60 kV;

Que, con respecto al pedido para que la tecnología sea encapsulada, cabe mencionar que en la propuesta de Plan de Inversiones, Luz del Sur propuso la tecnología compacta, la misma que se consideró para la Resolución 151. Sin embargo, en el recurso propone un cambio a tecnología encapsulada. Al respecto, en el extremo 4 del recurso menciona que el espacio limitado del terreno previsto para la SET Los Industriales obliga a que sea encapsulada en sus dos niveles de tensión (220 y 60 kV);

Que, sobre este particular, se debe tener en cuenta que a las barras de 60 kV de la SET Los Industriales se conectarán las líneas subterráneas en 60 kV hacia las SET Santa Rosa, Santa Anita, Ingenieros (2 ternas), Puente (2 ternas). En ese sentido, si se instalan celdas tipo compacto (sistema de barras convencional), se tendrían que agregar los equipos (aislantes) para las conexiones de las líneas subterráneas a las barras convencionales. Mientras que, si se instalan equipos encapsulados (en el cual las barras son encapsuladas) las líneas subterráneas se conectarían directamente a estos equipos sin necesidad de equipos adicionales para barras aéreas. Por esta razón, además de las limitaciones de espacio, resultaría más conveniente la instalación de celdas encapsuladas, conforme a lo solicitado por Luz del Sur;

Que, con respecto a los códigos de módulos estándar de costos comunes, se debe mencionar que, dado que se trata de una subestación 220 / 60 kV con sistemas de doble barra en ambos niveles de tensión y con 6 celdas de línea en 60 kV, le corresponde el módulo estándar de obras civiles generales con código OC-COC2E220DB060DB-06, coincidente con el módulo solicitado por Luz del Sur. Sin embargo, en cuanto al “Edificio de Control”, la “Red de tierra Profunda” y las “Instalaciones Eléctricas al Exterior”, cabe precisar que se debe emplear módulos estándares consistentes con el mismo tipo de subestación considerado para el módulo de obras civiles generales, es decir de 6 celdas de 60 kV, a diferencia de lo solicitado por Luz del Sur de 12 celdas en 60 kV;

Que, como consecuencia del análisis del presente extremo, en el cuadro contenido en el numeral 2.2.2 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, se muestran todas las celdas de 60 kV, costos comunes y sus correspondientes módulos estándares que se deben considerar en la SET Los Industriales, el año 2013, en el Plan de Inversiones;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.3. RECONOCIMIENTO DE INVERSIÓN POR EL TERRENO DE LA SET LOS INDUSTRIALES.

2.3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente afirma que conforme se señala en el Informe Nº 0280-2012-GART, Luz del Sur, comunicó la ubicación de la SET Los Industriales, adjuntando un plano del terreno que ocupará la referida subestación, donde se precisa que el área de dicho terreno es de 2 280m2. Al respecto, cabe indicar que de esta área, 1 737m2 corresponden al área del terreno actualmente ocupada por almacenes y talleres que Luz del Sur tiene adyacente a la subestación Puente, el cual está reconocido como parte del VNR No Eléctrico en el SST definido en la regulación del 2003;

Que, en tal sentido, OSINERGMIN debe reconocer como inversión la diferencia entre las dos áreas mencionadas en el considerando anterior; vale decir, 543 m2 a un valor de 1 150 US$/m2 que es el costo de terreno de la zona que se ha justificado mediante tasación que Luz del Sur ha enviado como parte de su propuesta de Plan de Inversiones;

2.3.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado que en la fijación de Tarifas y Compensaciones para los SST del año 2003, como parte de la inversión no eléctrica de Luz del Sur se incluyó un terreno de 1 737 m2 por almacenes, depósito y planta de tratamiento de agua en la SET Puente. Lo anterior se puede corroborar en el cuadro contenido en el numeral 2.3.2 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, que es una copia del folio 175 del Anexo 3 de la propuesta de tarifas presentada por Luz del Sur en dicho proceso, propuesta, que en este rubro fue aprobada por OSINERGMIN;

Que, en ese sentido, dado que el área de terreno requerido para la SET Industriales es de 2 280 m2 y que el terreno previamente incluido en la tarifa del SST de la recurrente es de 1 737 m2, sí corresponde que en el SCT se incluya el área de 543 m2 solicitada por LUZ DEL SUR;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.4. RECONOCIMIENTO DE TRAMOS DE LÍNEAS 60 KV: LOS INDUSTRIALES –PUENTE, LOS INDUSTRIALES – SANTA ROSA / HUACHIPA, LOS INDUSTRIALES –HUACHIPA.

2.4.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, señala que, para la configuración, propuesta y aprobada por OSINERGMIN, es necesario considerar los tramos de línea 60 kV relacionados con el proyecto de la nueva subestación Los Industriales conforme muestra en su recurso. Menciona que, como lo señala OSINERGMIN en el Informe Nº 0280-2012-GART, ya se tiene definida la ubicación de la nueva subestación Los Industriales; con lo cual, agrega que la configuración del sistema de transmisión en 60 kV asociado a dicho proyecto quedaría según muestra en su recurso;

Que, al respecto, menciona que OSINERGMIN ha retirado del Plan de Inversiones la línea 60 kV Industriales-Puente y los nuevos tramos de línea 60 kV del enlace Los Industriales-Santa Anita-Santa Rosa, por considerarlos innecesarios debido a que la SET Los Industriales es adyacente a la SET Puente. En relación a lo señalado por el regulador indica que si bien la SET Los Industriales va a ser adyacente a la SET Puente, para cumplir con la configuración propuesta, se requiere de nuevas líneas de alimentación a la SET Puente y de nuevos tramos de línea necesarios para interconectar la SET Los Industriales a las líneas 60 kV existentes;

Que, agrega que las líneas de alimentación a la SET Puente se sustentan debido al espacio limitado que se tiene en el terreno que se ha elegido para la SET Los Industriales, lo cual obliga a que ésta sea del tipo encapsulada en sus dos niveles de tensión: 220 y 60 kV; razón por la cual, dado que la subestación Puente tiene celdas de 60 kV tipo convencional, es indispensable que existan dos enlaces de interconexión (para cumplir con el criterio N-1) entre las barras de 60 kV de ambas subestaciones, con sus respectivas celdas de línea en ambos extremos;

Que, luego de exponer diversos argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.4.1 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio, concluye que, el Plan de Inversiones 2013 -2017, debe considerar los elementos propuestos en su recurso, relacionados a seis Líneas de 60 KV asociadas a la SET Los Industriales;

2.4.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que Luz del Sur no adjunta a su recurso, planos que sustenten las distancias de los tramos de línea propuestos. No obstante, se ha procedido a analizar el recurso con base en la información que reporta la concesionara a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN;

Que, con relación a los tramos de línea (doble terna) entre la SET Los Industriales y SET Puente, los flujos de potencia que sustentan el Plan de Inversiones han previsto dos enlaces de 60 kV entre estas dos SET, no obstante en el Plan de Inversiones no se incluyeron estos dos enlaces dado que al ser adyacentes se consideró que la barra de 60 kV de la SET Los Industriales se conectaba directamente con la barra 60 kV de la SET Puente. Sin embargo, conforme se ha sido analizado, el sistema de barras en la SET Los Industriales sería de tipo encapsulado con salidas subterráneas, por lo que se requiere entonces considerar en el Plan de Inversiones dos líneas en 60 kV entre estas dos SET. Con respecto a la longitud de este enlace, se ha tomado en cuenta el plano presentado por Luz del Sur con carta GPO.12.220;

Que, de la inspección del plano “Área de Terreno de SET Puente Existente y Terreno Previsto para de SET Los Industriales” contenido en el numeral 2.4.2 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, se concluye que la longitud del enlace entre la SET Los Industriales y SET Puente de 60 m, es consistente con la realidad;

Que, con relación a las líneas (doble terna) subterráneas “Los Industriales – Huachipa/Santa Rosa” (para unir la SET Los Industriales a las líneas L-609 y L-610), se debe mencionar que en la Resolución 151 no se incluyeron

estas líneas debido a que, como ya se señaló, se consideró que las barras aéreas en 60 kV de SET Puente serían una sola con las barras aéreas de la SET Los Industriales ya que las líneas L-609 y L-610 ya se conectan a la barra 60 kV de la SET Puente. Sin embargo, conforme al análisis contenido en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente resolución, el sistema de barras en la SET Los Industriales sería de tipo encapsulado con salidas subterráneas, por lo que se requiere incluir en el Plan de Inversiones dos líneas en 60 kV (doble terna subterránea) entre esta SET Los Industriales y las líneas L-610 y L-609, denominadas Los Industriales – Huachipa/Santa Rosa". No obstante, de acuerdo al plano sitado anteriormente y tomando en cuenta que las líneas L-609 y L-610, en su tramo subterráneo llegan hasta la esquina de Nicolás Ayllón y Rodríguez de Mendoza, se considera que la distancia no debe ser de 250 m como lo solicita Luz del Sur, sino de 100 m que viene a ser el largo del terreno mostrado en dicho plano;

Que, respecto a las líneas en 60 kV (doble terna subterránea) Los Industriales – Ingenieros, se debe mencionar que sí se incluyó en el Plan de Inversiones con una longitud de 800 m. No obstante, conforme a lo solicitado por Luz del Sur, se debería considerar una distancia estimada de 200 m, en vista que desde la ubicación confirmada de la SET Los Industriales se disminuye la distancia a los tramos aéreos de las líneas hacia la SET Ingenieros. Por lo tanto sí se debe cambiar la longitud de las líneas Los Industriales – Ingenieros (doble terna subterránea) a 200 m;

Que, con relación a seccionar las líneas (doble terna) Santa Anita - Santa Rosa – Los Industriales de 4 km en seis subtramos, se debe señalar que Luz del Sur no ha presentado el sustento que demuestre la necesidad de los tramos subterráneos motivados por la afectación a otros servicios públicos y por el enlace con las líneas existentes. Al respecto, no menciona cuáles son ni la ubicación de los referidos servicios públicos, tampoco presenta el detalle de los enlaces, ni presenta un análisis con otras alternativas. Por lo tanto, en este caso sólo se encuentra fundada la solicitud del tramo subterráneo por el cruce con las líneas 220 kV Santa Rosa – San Juan. En consecuencia, tomando en cuenta las distancias reportadas por LUZ DEL SUR, la línea (doble terna) "Santa Anita - Santa Rosa – Los Industriales" estaría conformada por tres tramos: Un primer tramo aéreo de 450 m, un segundo tramo subterráneo de 260 m y un tercer tramo aéreo de 2 570 m;

Que, conforme al análisis expuesto, se debe incluir las líneas "Los Industriales – Puente" y "Los Industriales – Huachipa/Santa Rosa", modificar la distancia de la línea "Los Industriales – Los Ingenieros" y dividir la línea "Santa Anita - Santa Rosa/Los Industriales" en tres tramos, conforme al cuadro 2-6 del Informe Nº 0454-2012-GART;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.5. INCLUSIÓN DE 2 CELDAS DE LÍNEA DE 220 KV EN LA SET LOS INDUSTRIALES.

2.5.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita incluir en el Plan de Inversiones 2013 - 2017, dos celdas de línea de 220 kV en la SET Los Industriales, las cuales son indispensables para interconectar dicha subestación al SEIN a través de la línea L-2010 San Juan - Santa Rosa. Como el resto de celdas de 220 kV reconocidas para la subestación en mención, ambas celdas deben ser de tecnología encapsulada;

Que, menciona que, según el Plan de Inversiones aprobado y tal como lo señala OSINERGMIN en el Informe Nº 0280-2012-GART, en la etapa inicial la futura subestación Los Industriales debe ser alimentada a través de la línea de 220 kV L-2010 San Juan - Santa Rosa (aunque en el referido informe erróneamente se indica que se debe interconectar a la línea L-2011), para lo cual se debe construir un tramo de línea de 220 kV de doble terna que una la L-2010 con la SET Los Industriales. Según esto, la actual L-2010 San Juan - Santa Rosa quedará dividida en dos enlaces: San Juan – Los Industriales y Santa Rosa – Los Industriales. Agrega, para que esta configuración opere, es indispensable contar con dos celdas de línea de 220 kV en la futura subestación Los Industriales (una para el enlace San Juan – Los Industriales y otra para el enlace Santa Rosa – Los Industriales);

Que, por lo tanto, según afirma la recurrente, OSINERGMIN debe incluir dentro del Plan de Inversiones 2013-2017 las referidas dos celdas de línea 220 kV, omitidas en la subestación Los Industriales;

2.5.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme a lo expuesto por Luz del Sur, en el Plan de Inversiones se ha previsto, para el año 2013, que una de las dos líneas 220 kV San Juan – Santa Rosa se conecte mediante una derivación PI doble terna a la SET Los Industriales para el año 2013. Por otro lado, se ha verificado que en el Plan de Inversiones no se incluyó en la SET Los Industriales las dos celdas 220 kV para conectar esta derivación. Así mismo se debe tener en cuenta que, conforme al Plan de Inversiones, la tecnología prevista para esta SET es tipo encapsulada;

Que, respecto a si la mencionada derivación debe ser desde la línea L-2010 o la L-2011, se debe señalar que ambas opciones tienen el mismo efecto en el Plan de Inversiones, dado que ambas líneas están montadas sobre la misma estructura por lo que no influye en su distancia; además, ambas conectan actualmente la SET San Juan con la SET Santa Rosa con parámetros eléctrico casi idénticos. Por lo que, la decisión de derivación de una u otra línea corresponderá a las restricciones constructivas específicas en la obra;

Que, por lo tanto, corresponde incluir en el Plan de Inversiones el año 2013, en la SET Los Industriales dos celdas 220 kV.

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.6. INCLUSIÓN DE 2 CELDAS DE LÍNEA DE 220 KV EN LA SET PLANICIE REP, PARA LA LÍNEA PLANICIE REP - LOS INDUSTRIALES.

2.6.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017 las dos celdas de línea de 220 kV faltantes en la subestación Planicie REP;

Que, menciona que en el Informe Nº 0280-2012-GART se ha considerado la LT de 220 kV Planicie REP - Los Industriales y las respectivas celdas de línea de 220 kV en la SET Los Industriales, pero se ha omitido las dos celdas de línea de 220 kV en el otro extremo, es decir, en la SET Planicie REP, las cuales - independientemente de su titularidad, deben ser consideradas en el Plan de Inversiones 2013-2017;

2.6.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme a lo expuesto por Luz del Sur, en el Plan de Inversiones se ha previsto, para el año 2013, dos líneas 220 kV en doble terna "La Planicie REP – Los Industriales". Por otro lado, se ha verificado que en el Plan de Inversiones no se incluyó en la SET La Planicie REP las dos celdas 220 kV para conectar esta doble terna. Así mismo se debe tener en cuenta que, conforme al Plan de Inversiones, la tecnología prevista para esta SET es tipo convencional;

Que, por lo tanto, corresponde incluir en el Plan de Inversiones el año 2013, en la SET Planicie REP dos celdas 220 kV.

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.7. CREACIÓN DE MÓDULOS DE ROTACIÓN DE TRANSFORMADORES

2.7.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita incluir en la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión, nuevos módulos que permitan valorizar e incluir como parte del Plan de Inversiones las inversiones que demandan las "rotaciones de transformadores";

Que, manifiesta que en el Plan de Inversiones 2013 - 2017 no se han considerado las inversiones asociadas a las "rotaciones de transformadores" que resultan del proceso de optimización de la expansión de las potencias instaladas en las subestaciones, amparando su solicitud en el Capítulo Tercero de la Norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT" aprobada con Resolución OSINERGMIN Nº 050-2011-OS/CD;

Que, menciona que, de acuerdo a lo indicado en el considerando anterior, la planificación de inversiones en nuevas subestaciones y/o necesidad de nuevos transformadores tiene como objetivo determinar la red de mínimo costo según el principio de adaptación a la demanda y utilizando el criterio de rotación de transformadores existentes;

Que, agrega que la rotación de transformadores es un criterio de planificación, pero que a la vez demanda inversiones importantes, es por ello que, a fin de que la evaluación económica para determinar la alternativa de mínimo costo (rotación de transformadores vs compra de nuevos transformadores) sea justa, señala que es necesario considerar las inversiones por rotación, para lo cual se requiere contar con los respectivos módulos; y de resultar económicamente más conveniente efectuar las rotaciones, las inversiones asociados sean incorporados como parte del "Plan de Inversiones";

Que, manifiesta que en las observaciones a la prepublicación, LUZ DEL SUR remitió copias de las facturas correspondientes a las actividades enumeradas en el considerando anterior, y que están relacionadas a las rotaciones de transformadores de potencia.

Que, luego de citar el análisis de OSINERGMIN respecto a la Opinión 14 de Luz del Sur a la prepublicación del Plan de Inversiones, efectúa comentarios y expone diversos argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.7.1 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio. Finalmente concluye solicitando que los costos asociados a las rotaciones de transformadores sean considerados como parte del Plan de Inversiones; de lo contrario, teniendo en cuenta su alto costo y dado que tampoco están considerados como parte de los costos de operación y mantenimiento, el efectuar dichas rotaciones con el fin de postergar inversiones mayores que significarían adquirir nuevos transformadores, no va a ser reconocido tarifariamente;

2.7.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, cabe precisar que una primera parte de los argumentos presentados por Luz del Sur en este extremo, corresponde a los mismos argumentos presentados en su opinión 14 a la prepublicación del Plan de Inversiones. Al respecto, luego del análisis correspondiente en el Informe Nº 0280-2012-GART se concluyó que no correspondía incluir los costos de rotación de transformadores como parte del Plan de Inversiones. Sin embargo, Luz del Sur, presenta comentarios adicionales;

Que, al respecto, se debe aclarar que OSINERGMIN no desconoce la existencia de los costos de rotación de transformadores, y se precisa que dichos costos no corresponden al Plan de Inversiones, sino que forman parte de las actividades de operación y mantenimiento;

Que, asimismo, se reitera que conforme al numeral V) del literal a) del Artículo 139 del Reglamento de la LCE, el Plan de Inversiones "está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones...". En este sentido, la rotación de transformadores no es una instalación que entra en operación, por lo que no puede incluirse como parte del Plan de Inversiones, de lo contrario se estaría contradiciendo lo establecido en el Reglamento de la LCE;

Que, por otro parte respecto a que en los costos de operación y mantenimiento ("COyM") no estarían reconocidos los costos de la rotación, se debe mencionar que tales se determinan con base a un porcentaje, conforme a lo dispuesto por el numeral VI2 del literal b) del Artículo del Reglamento de la LCE. En ese sentido, este porcentaje constituye una señal de eficiencia, la misma que conforme al numeral citado, se determina cada 6 años;

---

[2] El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

Que, de este modo, se tendrá en cuenta esta solicitud a fin de enfatizar los costos por la rotación de transformadores, como parte de las actividades propias de la operación de la transmisión, en la oportunidad en que corresponda revisar los porcentajes de COyM en cumplimiento del numeral VI), literal b), del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, no correspondiendo, en consecuencia, su determinación en el presente proceso;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.8. ELIMINAR DUPLICIDAD DE CELDAS DE 220 Y 60 KV EN LA SET CORPAC.

2.8.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, transcribe en su recurso la parte correspondiente del Cuadro E-1 Anexo E del Informe Nº 0280-2012-GART, relacionada con la SET Corpac para el año 2016, donde se mostraría la referida duplicidad;

Que, por otra parte, manifiesta que según los archivos de flujos de carga que sustentan el Plan de Inversiones, para el año 2016 sólo se tiene previsto la instalación de una unidad de transformación 220/60 kV, para la cual únicamente se requiere de una celda de 220 kV y otra de 60 kV;

2.8.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme a los análisis efectuados para la publicación del Plan de Inversiones, en el año 2016 se debe instalar un transformador 220/60 kV de 85 MVA en la SET Corpac, razón por la cual en ese año se debe incluir sólo una celda de 220 kV y una celda de 60 kV para dicho transformador. Por otro lado, se ha verificado que en el Plan de Inversión publicado se incluyeron 2 celdas de 220 kV y 2 celdas de 60 kV de transformador en dicha SET el año 2016;

Que, por lo tanto, corresponde retirar del Plan de Inversiones una celda de 220 kV y una celda de 60 kV que estaban programadas en la SET Corpac para el año 2016, conforme a lo solicitado Luz del Sur;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.9. RECONOCER CELDAS DE SECCIONAMIENTO LONGITUDINAL EN LA SET LIMATAMBO.

2.9.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita considerar en el Plan de Inversiones una celda de seccionamiento longitudinal en la SET Limatambo para el año 2013, con el módulo CE-060COU1C1ISBLA, que según señala fue propuesta por esta empresa.

Que, manifiesta que las celdas de acoplamiento o de seccionamiento longitudinal, forman parte del diseño básico de toda subestación de transmisión y cumplen un rol importante, permitiendo una operación flexible del sistema en contingencias, mantenimientos programados de equipos, así como para efectuar futuras ampliaciones. Por tanto, son necesarias para mantener adecuados niveles de continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en las redes eléctricas que confluyen a dicha subestación. Agrega que, tales instalaciones permiten conseguir una adecuada configuración de la red en condiciones normales de operación, optimizando el reparto de carga en las líneas y transformadores, manteniendo a la vez un buen nivel de pérdidas de potencia y energía.

Que, la recurrente sostiene que OSINERGMIN en su análisis a su opinión 5 contenida en el Informe Nº 0280-2012-GART, indica que en la subestación Limatambo ya existen hasta 5 celdas de acoplamiento longitudinal y que Luz del Sur no ha sustentado la necesidad de agregar una celda más. Sin embargo, en los archivos de flujos de carga que sustentan la publicación del Plan de Inversiones 2013-2017, se observa que para año 2013, OSINERGMIN sí está considerando la instalación de un seccionamiento longitudinal en la barra de 60 kV de la subestación Limatambo;

Que, luego de exponer diversos argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.9.1 del Informe Técnico Nº0454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio, concluye que, la instalación de un seccionamiento longitudinal en la barra de 60 kV, permite realizar un reparto y balance de cargas adecuado, por lo cual debe ser considerada por OSINERGMIN dentro del Plan de Inversiones 2013 -2017;

2.9.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, cabe mencionar que en la etapa de las opiniones y sugerencias a la prepublicación del Plan de Inversiones, Luz del Sur solicitó que se incluya la celda de acoplamiento longitudinal recurrida. No obstante, no se incluyó dicha celda dado que esta empresa no adjuntó el sustento respectivo.

Que, en esta oportunidad sustenta su pedido en el hecho que la utilidad de dicha celda permite descargar el flujo por las líneas L-629 y L-630 (Balnearios – Limatambo). Al respecto, se ha verificado con simulaciones de flujo de carga que con la inclusión de dicha celda se permite repartir los flujos en las líneas de manera que disminuye la cargabilidad de las líneas L-629 y L-630 de 92% a 57%;

Que, por lo expuesto, sí corresponde incluir en el Plan de Inversiones en la SET Limatambo, el año 2013, una celda de acoplamiento longitudinal de 60 kV.

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.10. RECONOCIMIENTO DE 2 CELDAS DE LÍNEA DE 60 KV EN LA SET LAS PRADERAS, PARA LA LÍNEA NUEVA LURÍN – LAS PRADERAS

2.10.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, manifiesta la recurrente que para el año 2015, OSINERGMIN ha aprobado la implementación de la subestación Nueva Lurín 220/60 kV desde la cual se prevé alimentar las SETs existentes Lurín y Las Praderas, mediante líneas de 60 kV de simple y doble terna, respectivamente;

Que, agrega que con base a lo señalado anteriormente, OSINERGMIN ha considerado en el Plan de Inversiones 2013-2017 la línea de 60 kV de doble terna Nueva Lurín - Las Praderas y dos celdas de líneas de 60 kV en la SET Nueva Lurín, pero que ha omitido incluir las dos celdas de línea de 60 kV en la SET Las Praderas, las cuales son indispensables para interconectar la SET Las Praderas con la futura línea de 60 kV de doble terna Nueva Lurín - Las Praderas;

Que, añade que en los archivos de flujo de carga que sustentan el Plan de Inversiones 2013-2017 aprobado, se puede observar que para el año 2015 existen cuatro celdas de línea de 60 kV en la SET Las Praderas, dos de ellas existentes a la fecha y dos que se deben implementar con la puesta en servicio de la línea de 60 kV Nueva Lurín - Las Praderas, por lo que solicita la inclusión de las mismas en el Plan de Inversiones 2013-2017;

2.10.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme a lo expuesto por Luz del Sur, en el Plan de Inversiones se ha previsto, para el año 2015, dos líneas (doble terna) 60 kV Nueva Lurín – Praderas. Por otro lado, se ha verificado que en el Plan de Inversiones no se incluyó en la SET Praderas las dos celdas 60 kV para conectar esta doble terna. Así mismo se debe tener en cuenta que, conforme al Plan de Inversiones, la tecnología prevista para esta SET es tipo exterior;

Que, por lo tanto, corresponde incluir en el Plan de Inversiones el año 2015, en la SET Praderas dos celdas 60 kV tipo exterior;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.11. VALORIZACIÓN DE CELDAS DE ACOPLAMIENTO DE 220 KV Y DE SECCIONAMIENTO LONGITUDINAL DE 10 KV DE LA SET NICOLÁS AYLLÓN, SEPARADA DEL RESTO DE ELEMENTOS.

2.11.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, observa que no se ha encontrado dentro de los archivos de valorización correspondientes al periodo 2013 - 2017 (F_300_Area7(2013-2017).xlsx), las celdas de acoplamiento de 220 kV y de seccionamiento longitudinal de 10 kV en la SET Nicolás Ayllón, las mismas que sí aparecen en el Cuadro E-1 del Anexo E del Informe Nº 0280-2012-GART en el antedicho periodo. Menciona que ambas celdas se encuentran valorizadas como parte de los proyectos correspondientes al periodo 2017-2022. Al respecto solicita corregir los archivos antes citados en lo referente a la valorización de las referidas celdas, considerando ambas para el periodo 2013-2017;

Que, señala que a pesar que en el Cuadro E-1 del Anexo E del Informe Nº 0280-2012-GART se encuentran las mencionadas celdas, en los hojas de cálculo que sustentan la publicación del Plan de Inversiones no se ha encontrado dichos elementos; sin embargo, los mismos se encuentran valorizados en los proyectos correspondientes al periodo 2017-2022 (archivo F_300_Area7(2017-2022).xlsx), es decir, de forma separada de los demás elementos de la subestación conjuntamente con los cuales debe entrar en operación en la misma fecha. Tal como están conformados los archivos de cálculo que sustentan el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, las celdas de acoplamiento de 220 kV y de seccionamiento longitudinal de 10 kV de las subestación Nicolás Ayllón pertenecerían, erróneamente, al futuro Plan de Inversiones 2017-2022 que no es materia del presente proceso;

Que, Luz del Sur solicita a OSINERGMIN que tenga especial cuidado en la información que sustenta la publicación del Plan de Inversiones 2013-2017, teniendo en cuenta lo que menciona en su análisis a la opinión Nº 13 en el Informe Nº 280-2012-GART: "*Así mismo, cabe precisar que los formatos de valorización de las subestaciones (F-303) contienen el detalle de las instalaciones comunes que se debe instalar en cada subestación por año*". El contenido de este texto, según la recurrente, lleva a deducir que los formatos F-303 muestran la relación real y completa de los elementos que están considerados por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones 2013-2017;

2.11.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que las celdas de acoplamiento de 220 kV y de seccionamiento longitudinal de 10 kV en la SET Nicolás Ayllón, sí están incluidas en el Plan de Inversiones 2013-2017, dado que están en el Cuadro E-1 del Anexo E del Informe Nº 0280-2012-GART;

Que, asimismo, se debe precisar que la valorización del Plan de Inversiones en este proceso es sólo referencial y, conforme al numeral II) 3 del literal d) y al numeral II.1)4 del literal f) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, la determinación del CMA se efectuará de manera definitiva en la primera liquidación posterior a la puesta en operación comercial de las instalaciones.

Sin perjuicio de las precisiones anteriores, se debe mencionar que, por efectos de la automatización de los cálculos, en la valorización de las subestaciones se ha separado dichas celdas del resto de Elementos de dicha SET que ingresan el año 2017, es decir las primeras están en el archivo denominado F_300_Area7(2017-2022).xlsx, mientras que los segundos están en el archivo F_300_Area7(2013-2017).xlsx.;

---

[3] 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.

[4] II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:
...
II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del periodo anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior

Que, atendiendo a que dicha separación genera confusión al administrado y con el fin de guardar consistencia en la valorización referencial del Plan de Inversiones se considera procedente modificar los archivos de cálculo de manera que las celdas recurridas se ubiquen conjuntamente con todos los demás Elementos que ingresan el año 2017 de la SET Nicolás Ayllón, en el archivo F_300_Area7(2013-2017).xlsx.

Que, por otro lado, con relación a que lo mencionado por OSINERGMIN, en su análisis a la opinión Nº 13 en el Informe Nº 280-2012-GART, lo lleva a deducir que los formatos F-303 muestran la relación real y completa de los elementos que están considerados por OSINERGMIN en el Plan de Inversiones 2013-2017; se debe precisar que en dicho análisis también se mencionó que "*Conforme a la NORMA TARIFAS, el Plan de Inversiones se efectúa por Elemento, así mismo se considera como Elemento a Líneas, Celdas, Transformadores y Compensadores reactivos, por lo que para efectos del Plan de Inversiones, sólo se puede incluir las celdas de acoplamiento y las celdas de medición, mas no los otros componentes, cuyos costos ya están incluidos en todos los demás Elementos que conforman una subestación*";

Que, en ese sentido, no cabe la interpretación que en los formatos F-303 está la relación completa de los Elementos a ser considerados en el Plan de Inversiones, toda vez que como se ha mencionado los costos comunes de las SETs no son Elementos;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.12. CONSIDERAR LOS GASTOS FINANCIEROS EN LAS VALORIZACIONES DE ALGUNAS SUBESTACIONES

2.12.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita incluir los gastos financieros en las valorizaciones de las SETs Balnearios, Los Ingenieros, Las Praderas, San Juan y Reserva 50 MVA, que fueron obviados;

Que, manifiesta que los formatos de valorización son parte integrante del Plan de Inversiones 2013-2017, por lo que los mismos deben estar correctamente llenados, con la finalidad que no originen inconvenientes en los futuros procesos de cálculo de tarifas, compensaciones y liquidación de ingresos;

2.12.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme ha sido analizado, la valorización del Plan de Inversiones en este proceso es sólo referencial y la determinación definitiva del CMA se efectuará en la primera liquidación posterior a la puesta en operación comercial de las instalaciones;

Que, no obstante, sin perjuicio de lo indicado en el considerando anterior y con el fin guardar consistencia con la valorización referencial de las demás SETs, se procede a incluir los costos financieros en las SET solicitadas por LUZ DEL SUR, con excepción de la SET Reserva 50 MVA, toda vez que la misma no es una subestación propiamente dicha sino que se trata únicamente de un transformador;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.13. CONSIDERAR LOS ENLACES SUBTERRÁNEOS DE DOBLE TERNA CUYA IMPLEMENTACIÓN ES EN DOS ETAPAS, COMO DOS LÍNEAS SIMPLES TERNA

2.13.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita que para enlaces subterráneos de doble terna cuya implementación es en dos etapas, su valorización y reconocimiento tarifario debe ser calculado como dos enlaces de simple terna (un circuito), cada uno de ellos en el año correspondiente a su puesta en operación;

Que, manifiesta que el enlace subterráneo de 60 kV Nueva Lurín - Lurín se debe valorizar considerando dos enlaces de simple terna, los mismos que se implementarán uno en el año 2015 y el otro el 2017, debiendo incluir en la valorización correspondiente los módulos que indica en su recurso;

Que, agrega que es usual que en todo planeamiento de sistemas de transmisión a 10 años se requiera de la instalación de nuevas líneas doble circuito, pero que por razones de optimización económica y de evolución de la demanda su implementación debe ser progresiva; es decir, en una primera etapa sólo se requerirá del primer circuito o terna y en una posterior etapa se implementará el segundo circuito o terna, como es el caso del enlace de 60 kV de doble terna Nueva Lurín - Lurín, prevista para el 2015 (primer circuito) y 2017 (segundo circuito). Al respecto, reitera que en la normativa vigente no existe una metodología establecida para el tratamiento de estos casos, siendo necesario que ello quede claramente definido por razones de predictibilidad;

Que, solicita que, para el caso de implementación de líneas subterráneas en dos etapas, sus valorizaciones y reconocimientos tarifarios se hagan utilizando para cada circuito módulos estándares correspondientes a simple circuito. Menciona que no se podría aplicar para las líneas subterráneas el mismo criterio que para el caso de las líneas aéreas, toda vez que sus procesos constructivos son diferentes;

Que, luego de exponer diversos argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.13.1 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio, concluye que, la implementación solicitada de una línea subterránea de doble terna en dos etapas es prácticamente equivalente a la instalación de dos líneas subterráneas de simple terna, cada una implementada en su etapa correspondiente.

2.13.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme se ha señalado la valorización del Plan de Inversiones en este proceso es sólo referencial y la determinación definitiva del CMA se efectuará en la primera liquidación posterior a la puesta en operación comercial de las instalaciones;

Que, sin perjuicio de lo mencionado en el considerando anterior, respecto a que el monto a reconocer por el primer circuito de una línea subterránea doble terna, debe ser igual que el costo de una línea simple terna, debido a los costos de rotura de veredas, calzadas y excavaciones; se concuerda con Luz del Sur que no sería aplicable un criterio similar al de las líneas aéreas doble terna, en las cuales se emplea un factor para el primer circuito. No obstante, lo correcto y transparente en este caso es incluir en el Plan de Inversiones una línea simple terna para el año 2015 y otra para el año 2017, en lugar de una línea doble terna valorizada como si fueran dos líneas simple terna;

Que, por lo mencionado, en el Plan de Inversiones se debe cambiar el primer circuito (2015) y el segundo circuito (2017) de la línea doble terna 60 kV Nueva Lurín – Lurín por una línea 60 kV simple terna Nueva Lurín – Lurín el año 2015 y otra línea simple circuito en el año 2017, ambas con el código modular LT-060COU0XXS0C3800S, lo que no es necesariamente lo mismo que solicitó Luz del Sur;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte;

2.14. RECONOCIMIENTO DE TRANSFORMADOR DE 50 MVA, 60/22,9/10 COMO RESERVA ANTE CONTINGENCIAS.

2.14.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur manifiesta que en el Plan de Inversiones 2013 - 2017 OSINERGMIN considera un transformador de reserva de 50/50/50 MVA 60/22,9/10 kV para atender las contingencias en transformadores de 50 MVA 60/10 kV y de 50 MVA 60/22,9 kV, lo cual es técnicamente inviable.

Que, solicita que en lugar del transformador de las características indicadas en el considerando anterior, se considere dos transformadores de reserva, con las siguientes características: i) un transformador 60/10 kV de 50 MVA con código TP-060010-050CO1I, y ii) un transformador de 60/23/10 kV de 50 MVA con código TP-060023010-050CO1I; en éste el devanado de 10 kV es de compensación y no es cargable;

Que, menciona que el plan de rotación de transformadores AT/MT propuesto por Luz del Sur, y aceptado por OSINERGMIN según análisis a la opinión 15 del Informe Nº 0280-2012-GART, considera la adquisición de cuatro tipos de transformadores según la tabla que detalla en su recurso;

Que, la recurrente aclara que para el último tipo de transformador indicado en su recurso, le correspondería realmente el código modular TP-220023010-100CO1I, pero dado que el mismo no se encuentra en la base de datos de módulos estándares de inversión, se le asignó provisionalmente el código que se muestra en la tabla referida en el considerando anterior;

Que, manifiesta que la opción considerada por OSINERGMIN de utilizar un único transformador de reserva de 50/50/50MVA - 60/22,9/10kV, para reemplazar en casos de contingencias a los dos primeros tipos de transformadores incluidos en la tabla no es técnicamente factible por razones de dimensión, peso y transporte, conforme a los argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.14.1 del Informe Técnico Nº 454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio, por lo que indica que la solución técnica para disponer de un adecuado parque de transformadores de reserva, es contar dos transformadores de reserva nuevos: uno de 50 MVA 60/10 kV y otro de 50/50/17 MVA (devanado de 17 MVA, 10 kV sólo de compensación, es decir, no cargable) 60/22,9/10 kV, tal como lo ha propuesto.

2.14.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, con relación al pedido de considerar dos transformadores de reserva, en el plano contenido en el Anexo 1 del recurso, se observa que el transformador de 60/22,9/10 kV, de 50/50/50 MVA, tendría una longitud de 7,4 m. Por otro lado, de la revisión de los planos de planta de las SET existentes tipo interior de LUZ DEL SUR, se comprueba que las áreas destinadas para los transformadores tienen una longitud entre 7,3 y 7,5 m. En ese sentido, considerando las dimensiones del transformador de 50/50/50 MVA, no se podría instalar en estas áreas. Por lo tanto, dada esta restricción se tienen que considerar la incorporación de los transformadores de reserva solicitados por LUZ DEL SUR, con los siguientes códigos modulares, TP-060010-050CO1I para el año 2013 y TP-060023010-050CO1I para el año 2015 (dado que en este año ingresan el primer transformador de este tipo); en este último el devanado de 10 kV debe ser de compensación y no cargable;

Que, por otra parte, dado que los devanados del terciario (10 kV) tanto en el transformador 50 MVA, 60/22,9/10 kV como en el de 100 MVA, 220/22,9/10 kV serán de compensación no cargables, conforme lo señala Luz del Sur, se considera necesario precisar dicha característica en el Plan de Inversiones a fin de que sea tomada en cuenta en la fijación definitiva de su costo de inversión en el proceso correspondiente;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.15. CREAR MÓDULOS ESTÁNDARES PARA LÍNEAS SUBTERRÁNEAS TOTALMENTE ENDUCTADAS.

2.15.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita establecer los mecanismos que OSINERGMIN considere convenientes, a fin de que se creen nuevos módulos estándar de inversión para líneas de transmisión subterráneas enductadas;

Que, sostiene que en la base de datos de Módulos Estándares de Inversión vigente sólo existe un módulo estándar de línea de transmisión subterránea totalmente enductada (LT-060COU0XXS0C3500S-ES);

Que, reitera que en el Plan de Inversiones 2013-2017 publicado por OSINERGMIN se ha considerado que todas las líneas de transmisión subterráneas futuras serán directamente enterradas, habiéndose valorizado como tales, bajo el supuesto de que ello será factible. Señala que se debe tener en cuenta que, en su momento, una vez realizados los correspondientes estudios definitivos para las ejecuciones de los Planes de Inversión

aprobados, seguramente se va a presentar la necesidad de instalar líneas de transmisión subterráneas debajo de pistas, por tanto totalmente enductadas; debido a las restricciones ya existentes en la actualidad - y que a futuro ello se volverá más crítico - para efectuar instalaciones de cables subterráneos debajo de las veredas, dada la gran cantidad de instalaciones allí existentes, constituidas fundamentalmente por redes de servicios públicos de energía eléctrica, comunicaciones, saneamiento y gas. Cuando se dé tal situación, de no atenderse su solicitud, señala que no existirán los módulos estándar requeridos para un adecuado y justo reconocimiento tarifario de las referidas instalaciones;

Que, según la recurrente OSINERGMIN debe prever la creación de los mencionados módulos estándar, y aunque manifiesta su acuerdo que en el presente proceso no corresponde la creación formal de los módulos, indica que su solicitud va en el sentido de que OSINERGMIN reconozca la necesidad de creación de estos módulos, para luego incluirlos dentro del proceso correspondiente;

Que, luego de exponer diversos argumentos técnicos resumidos en el numeral 2.15.1 del Informe Técnico Nº 0454-2012-GART, que sustentan este extremo de su petitorio, concluye que, se requiere que se completen todos los módulos estándares, de modo que al momento de realizar las inversiones contenidas en el Plan existan los módulos estándar de inversión adecuados para el reconocimiento tarifario de cada elemento;

2.15.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el proceso regulatorio en curso es de definición del Plan de Inversiones y no el de determinación de módulos estándar, razón por la cual la solicitud de Luz del Sur, no es procedente;

Que, sin perjuicio de lo indicado se aclara que conforme a lo dispuesto en el literal II.3 del literal f) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE, cuando se efectúe la valorización definitiva de las instalaciones en la liquidación anual se deberá considerar un monto que refleje "*la diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN".* Es decir, se reconocerán las líneas totalmente enductadas, siempre y cuando estén debidamente sustentadas;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado improcedente.

2.16. CORREGIR LA VALORIZACIÓN DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L.T. DE 60 KV CHILCA – BUJAMA.

2.16.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita que se corrija la valorización del segundo circuito de la LT de 60 kV Chilca – Bujama prevista para el 2015, para lo cual se debe utilizar el módulo correspondiente de doble terna y no el de simple terna;

Que, manifiesta que OSINERGMIN considera una doble terna para la LT 60 de kV Chilca - Bujama, la misma que el año 2013 estará constituida por un primer circuito y que en el año 2015 se implementará el segundo circuito;

Que, agrega que OSINERGMIN ha valorizado el primer circuito de dicha línea, utilizando el módulo "LT-060COR0PMD0C5120A", aplicando el factor 0,77; debiendo luego valorizar el segundo circuito utilizando el mismo módulo y aplicando el factor 0,23; sin embargo, ha efectuado la valorización del segundo circuito empleando el módulo "LT-060COR0PMS0C5120A" (módulo de simple terna) aplicando el factor 0,23;

Que, en tal sentido, solicita que se valorice el segundo circuito de la línea en mención utilizando el módulo "LT-060COR0PMD0C5120A", al cual se debe aplicar el factor 0,23;

2.16.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado que en el Plan de Inversiones, al segundo circuito de la línea Chilca - Bujama, prevista para el año 2017, se le asignó el módulo LT-060COR0PMS0C5120A, que corresponde a una línea de simple terna. Al respecto dado que este circuito forma parte de una línea doble terna, le corresponde asignar el código de LT-060COR0PMD0C5120A, conforme lo solicita Luz del Sur;

Que, con relación al factor a emplear para su valorización, se reitera que la valorización de las instalaciones del Plan de Inversiones en este proceso es referencial. Sin perjuicio de lo anterior, se debe aclarar que el factor empleado para el primer circuito es de 0,838, conforme se sustentó en el análisis de la opinión 8 de LUZ DEL SUR a la prepublicación del Plan de Inversiones, contenido en el Informe Nº 0280 -2012-GART. Por lo tanto el factor para el segundo circuito es de 0,162;

Que, conforme al análisis anterior, se debe cambiar el módulo estándar del segundo circuito de la línea Chilca – Bujama del año 2017, a LT-060COR0PMD0C5120A.

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.17. CORREGIR LOS MÓDULOS EMPLEADOS PARA LA VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS COMUNES DE LA SET NUEVA LURÍN.

2.17.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita corregir la valorización de los costos comunes de la subestación Nueva Lurín, para lo cual se deberá emplear módulos correspondientes a un sistema de doble barra tanto para el lado de 220 kV como para el de 60 kV;

Que, manifiesta que para la valorización de la subestación Nueva Lurín, OSINERGMIN ha utilizado los siguientes módulos de costos comunes: "OC-COC1E220DB060SB-03", "ED-COC1E220DB060SB-03", "RT-

COC1E220DB060SB-03-I2" y "IE-COC1E220DB060SB-03". Éstos corresponden a una subestación 220/60 kV con doble barra en 220 kV y simple barra en 60 kV. En la subestación Nueva Lurín en 60 kV se instalará sistema de doble barra en ambos niveles de tensión;

Que, por lo antes indicado, solicita a OSINERGMIN corregir la valorización de la subestación Nueva Lurín, debiéndose considerar los módulos "OC COC1E220DB060DB-03", "ED-COC1E220DB060DB-03", "RT COC1E220DB060DB-03-I2" y "IE-COC1E220DB060DB-03".

2.17.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de la revisión del archivo F_300_Area7 (2013-2017).xlsx, que contiene el detalle de la valorización de la SET MAT/AT Nueva Lurín, se verifica que los módulos estándares empleados para los costos comunes corresponden a una configuración doble barra en 220 kV y simple barra en 60 kV. No obstante la configuración prevista para esta SET es doble barra en ambos niveles de tensión;

Que, en ese sentido se debe cambiar los módulos de los costos comunes de la SET MAT/AT Nueva Lurín por los siguientes: "OC-COC1E220DB060DB-03", "ED-COC1E220DB060DB-03", "RT-COC1E220DB060DB-03-I2" e "IE-COC1E220DB060DB-03";

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.18. CORREGIR LA VALORIZACIÓN INCREMENTAL CORRESPONDIENTE AL CENTRO DE CONTROL DEBIDO A LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SET LOS INDUSTRIALES.

2.18.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, manifiesta que OSINERGMIN ha considerado para la valorización incremental correspondiente al centro de control por la SET Los Industriales, el módulo CCI-CO-GRA01 "Centro de Control - Empresa Grande - Incremental 1 SET"; debiendo haber sido el módulo CCA-CO-GRA01 "Centro de Control - Empresa Grande - Incremental 1 SET-Automatización". Por lo que solicita que se corrija el módulo;

Que, argumenta que en la SET Los Industriales se instalará un programa de comunicaciones que incluye un HMI, y que este componente corresponde a un módulo automatizado de centro de control, para el cual corresponde el módulo "CCA-CO-GRA01";

2.18.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, conforme al Plan de Inversiones, se tiene previsto que a la SET Los Industriales se conecten 6 líneas en 220 kV (dos ternas La Planicie – Los Industriales, 2 ternas que conectan con la Línea Santa Rosa – San Juan y 2 ternas Los Industriales - Corpac), así mismo se tiene previsto una capacidad de transformación de 240 MVA.;

Que, en ese sentido dada la cantidad de energía que va a fluir a través de esta subestación se encuentra pertinente que para la SET Los Industriales se incluya un módulo incremental de centro de control tipo CCA-CO-GRA01 conforme a lo solicitado por LUZ DEL SUR, en lugar del considerado en la publicación del Plan de Inversiones;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.19. RETIRAR LA PROGRAMACIÓN DE BAJAS EN SETS CANTERA Y SAN VICENTE DE CAÑETE.

2.19.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur, solicita que no se de Baja a las dos celdas de línea-transformador de 60 kV existentes en las subestaciones Cantera y San Vicente que son necesarias para la operación de dicho sistema. Ambas instalaciones pertenecientes a Edecañete;

Que, manifiesta que en el informe Nº 0280-2012-GART, OSINERGMIN señala que se deben dar de baja las celdas de línea-transformador de 60 kV de las SETs Cantera y San Vicente, ya que las mismas van a ser sustituidas por nuevas celdas de línea 60kV. Agrega que ello no es correcto ya que las celdas en mención van a pasar a operar como celdas de transformación de 60 kV con los transformadores existentes en las SETs Cantera y San Vicente, tal como se muestra en el esquema contenido en su recurso;

Que añade que en el esquema citado se muestra de manera sombreada aquellos elementos que OSINERGMIN ha aprobado en el Plan de Inversiones 2013-2017 (Cuadro E-1 del Anexo E). Esto, añade, demuestra que no se ha considerado las celdas de transformación de 60 kV para los transformadores existentes en las SETs Cantera y San Vicente. Señala que esto sólo es aceptable bajo la condición de que las actuales celdas de línea-transformador de 60 kV de las SETs Cantera y San Vicente pasen a convertirse en celdas de transformación, las mismas que son indispensables para la operación del sistema eléctrico de Edecañete, pues de lo contrario los transformadores de potencia actualmente en servicio en las SETs Cantera y San Vicente quedarían conectados en forma rígida a las respectivas barras de 60 kV;

Que, por lo tanto, solicita no dar de Baja a las celdas existentes línea-transformador de 60 kV de las SETs Cantera y San Vicente, debiendo éstas pasar a ser consideradas como celdas de transformación de 60 kV en dichas subestaciones;

2.19.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado que en la fijación de alícuotas de los Elementos del SST de EDECAÑETE, mediante Resolución OSINERGMIN Nº 184-2009-OS/CD, se han aprobado celdas línea - transformador de 60 kV, en ambas SET (Cantera y San Vicente) y no se cuenta con celdas de transformador;

Que, en ese sentido, cuando ingrese la segunda línea y segundo transformador, en ambas SETs las referidas celdas existentes tipo línea - transformador deberían continuar en servicio como celdas de los transformadores existentes, para garantizar una operación adecuada y su desconexión de la barra de 60 kV en casos se requiere, por actuación de los equipos de protección o por mantenimiento;

Que, por lo mencionado, se debe retirar de la programación de bajas a las celdas línea – transformador de 60 kV, correspondientes al SST de EDECAÑETE, ubicadas en las SET Cantera y San Vicente;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.20. IMPLEMENTAR SISTEMAS DE DOBLE BARRA EN SET CANTERA.

2.20.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita Incluir en el Plan de Inversiones 2013-2017, los costos asociados al cambio en la configuración del sistema de barras en 220 kV en la SET Cantera, de simple a doble barra, e incluir una celda de acoplamiento en dicho sistema;

Que, menciona que un sistema de doble barra se hace necesario en subestaciones eléctricas importantes de un sistema de transmisión y/o conectadas a una parte importante de este último, en donde no sólo se requiere realizar el mantenimiento o la revisión de una instalación sin la interrupción del servicio, sino que también se requiere una operación flexible y más confiable que los sistemas de simple barra.

Que, agrega que en general, en base al criterio antes mencionado, REP (Red de Energía del Perú S.A) sustentó varios proyectos de Ampliación que fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, enumerando algunos de dichos proyectos en su recurso;

Que, añade que, dada la importancia de dicho criterio, en el Punto 2.1.2 del Capítulo 1 del documento “Criterios Mínimos de Diseño de Sistemas de Transmisión Troncal Nacional y Troncales Regionales”, del Anexo 1 “Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas”, de la Propuesta de Procedimiento Técnico “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” elaborado por el COES, se establece los tipos de configuración que deben tener los sistemas de barra de las subestaciones que forman parte del sistema de transmisión troncal en el SEIN;

Que, menciona que respecto a este punto, OSINERGMIN no presentó ninguna observación en su Oficio Nº 0409-2012-GART. Señala que el sistema de barras de 220 kV de la SET Cantera forma parte de la configuración del sistema de transmisión de 220 kV “Chilca-Cantera-Desierto Independencia”, conformante del SEIN, el cual interconecta la zona Centro con las zonas Sierra Centro y Sur del sistema;

Que, añade que lo indicado anteriormente fue ratificado por REP en el punto 6.1 de sus Comentarios y Observaciones al Proyecto Subestación Cantera, remitido con Carta GC-432-2004, en donde recomiendan un sistema de doble barra en 220 kV desde su primera etapa (con un transformador 220/60 kV). Manifiesta que dicha recomendación fue tomada en cuenta en el punto 1.3.3 del “Convenio de Conexión de la Subestación Cantera 220 kV a la Línea San Juan- Independencia (L-2007) entre REP y EDECAÑETE”, citando un extracto del referido acuerdo;

Que, en ese sentido, considera necesario la implementación del sistema de doble barra en lado de 220 kV más su celda de acoplamiento para la futura configuración de la SET Cantera (que va a tener dos transformadores 220/60 kV);

2.20.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha verificado que está en curso de aprobación el “Procedimiento de Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, propuesto por el COES, en cuyo Anexo 1 “Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas”, numeral 2.1.2 figura las configuraciones de sistema de barras aceptables en los Sistema Troncales. Precisamente en dicho numeral, se considera que para todas las subestaciones del sistema troncal y regional la configuración aceptable en 220 kV es doble barra. También se ha verificado que en el Oficio Nº 0409-2012-GART, no se presentó observación a la mencionada propuesta. Por otro lado, se debe señalar que en las demás SETs 220 kV del sistema Lima Sur, se ha considerado una configuración doble barra;

Que, en ese sentido, a fin de ser congruente con el criterio del procedimiento citado y para mantener un criterio uniforme de configuración de barras en las SET 220 kV del sistema Lima Sur, se debe considerar en el Plan de Inversiones la ampliación de las dos celdas de línea en 220 kV (líneas hacia Chilca e Independencia) y de la celda de transformador en 220 kV en la SET Cantera, de simple a doble barra, todo previsto para el 2014;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.21. CONSIDERAR CAMBIO DE CONDUCTOR DE LÍNEA 60 KV CANTERA – SAN VICENTE.

2.21.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita que se incluya en el Plan de Inversiones 2013-2017, el proyecto de ampliación de dicha línea existente, consistente en cambiar el conductor AAAC 120 mm2 por uno nuevo AAAC 304 mm2;

Que, recuerda lo afirmado por OSINERGMIN en el sentido que según el formato DigSilent reportado por LUZ DEL SUR, dicha línea tiene una capacidad de 720 amperios. Añade que dicha afirmación no es correcta, ya que en el mencionado archivo la línea está modelada como doble terna y con un conductor 060-AAAC120mm2;

Que, agrega que, la capacidad de transporte de una línea de transmisión no sólo depende de la capacidad térmica del conductor, sino de su diseño en conjunto (tipo de estructuras, vano, velocidad de viento, etc.). Para el caso de la línea de 60 kV Cantera - San Vicente, dicha capacidad es de 300 amperios.

Que, la recurrente manifiesta que la demanda proyectada para el Sistema Eléctrico Edecañete supera los 30 MW, por lo que, según lo establecido en la NORMA TARIFAS se hace necesario implementar el proyecto de ampliación de capacidad de la línea existente para cumplir con el criterio N-1.

Que, finalmente, señala que respecto a la información reportada por el COES, Edecañete efectuará las coordinaciones necesarias para corregir la capacidad de dicha línea a 300 amperios.

2.21.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de la revisión del archivo en formato DigSilent presentado por Luz del Sur, se verifica que la línea Cantera – San Vicente es doble terna de 120 mm2, por lo que la capacidad de corriente por cada terna en dicho modelamiento es de 363 amperios por terna. Así mismo, a fin de validar la capacidad de las líneas de 60 kV 120 mm2, se ha revisado la base de datos de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, hallándose que para las líneas 60 kV Chilca – San Barolo y Chilca - Bujama con conductores de 120 mm2, la capacidad máxima es de 300 A. Por lo anterior, para efectos del presente análisis se considera que la capacidad de la línea Cantera – San Vicente es de 300 A y no 720 A;

Que, al respecto, con base a simulaciones de flujo de potencia del sistema Cañete, resulta que para el año 2014 la terna de 120 mm2 alcanzaría una cargabilidad de 117,81% (34 MW) en condiciones normales, tal como se indica en el cuadro 2.10 contenido en el numeral en el numeral 2.21.2 del Informe Técnico Nº 0454-2012-GART;

Que, por consiguiente, resulta necesario implementar una segunda terna a partir del año 2014; además se debe tener en cuenta que la demanda supera los 30 MW lo cual implica que la configuración de estas líneas debe permitir cumplir con el criterio de confiabilidad N-1 establecido en la NORMA TARIFAS;

Que, al respecto, según lo propuesto por Luz del Sur, esta segunda terna y el cambio de la línea existente debe ser de 300 mm2, sin embargo no adjunta ningún sustento. En ese sentido, se ha procedido a evaluar dos alternativas para determinar la sección de conductor de mínimo costo para la nueva línea y repotenciación de la línea existente: i) Alternativa 1: Líneas con conductor AAAC-240mm2, y ii) Alternativa 2: Líneas con conductor AAAC-300mm2;

Que, la comparación de ambas alternativas se ha realizado con costos incrementales respecto de la alternativa 1. En ese sentido se ha comparado el valor presente de los costos incrementales, de la anualidad de la inversión, el COyM y las pérdidas en el horizonte de 10 años. En el cuadro 2.10 contenido en el numeral 2.21.2 del Informe Técnico Nº 0454-2012-GART se muestran los resultados de la comparación, en el cual, se observa que la Alternativa 2 tiene un costo mayor en comparado con la Alternativa 1. Por consiguiente, la línea con sección de 240 mm2 resulta más económica que la de 300 mm2;

Que, en ese sentido, en el Plan de Inversiones corresponde cambiar el conductor de la línea existente 60 kV Cantera – San Vicente, conforme a lo solicitado por LUZ DEL SUR. No obstante la sección del nuevo conductor debe ser de 240 mm2 y no de 300 mm2;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.22. NO MENCIONAR INSTALACIONES NO PERTENECIENTES AL ÁREA DE DEMANDA 7 DENTRO DE ÉSTA.

2.22.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Luz del Sur solicita que se retire la mención a las líneas de 220 kV Carabayllo - Comas, Barsi - Colonial del Área de Demanda 7 en el Informe Nº 0280-2012-GART;

Que, la recurrente cita el numeral 3.2 del Informe Nº 0280-2012-GART donde manifiesta que en la propuesta inicial de LUZ DEL SUR se incluyen las líneas mencionadas. Al respecto, precisa que las líneas Carabayllo - Comas y Barsi - Colonial no pertenecen al Área de Demanda 7;

2.22.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, como parte del Numeral 3 del Informe Nº 0280-2012-GART, donde se describe el contenido de la propuesta inicial de Luz del Sur, en el numeral 3.2 se citan de forma inexacta las instalaciones Carabayllo - Comas y Barsi – Colonial, las mismas que no fueron presentadas por la concesionaria como parte de su propuesta ni pertenecen al Área de Demanda 7;

Que, no obstante, esta cita inexacta de las líneas Carabayllo - Comas y Barsi – Colonial, en nada repercute en el resto del citado Informe, pues no se vuelve a hacer alusión a ellas, siendo que las instalaciones que finalmente se aprueban como resultado del análisis que se realiza en dicho informe, constan en el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 7, que se requiere implementar en el período 2013-2017, y que consta en el Anexo E del referido informe;

Que, así mismo, la mención a las líneas Carabayllo - Comas y Barsi – Colonial, tampoco repercute en la Resolución 151, pues el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 constan “Cuadro 1.7.- Área de Demanda 7”, del “ANEXO 1 RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017”, donde no se efectúa mención alguna a dichas líneas;

Que, si bien la Resolución 151 en su Artículo 2º, incorpora como parte de la misma el Informe Nº 0280-2012-GART, en dicho artículo se señala que en el Anexo E de tal informe se consigna por elemento de transmisión el Plan de Inversiones 2013-2017, en los cuales no se efectúa mención alguna a las líneas Carabayllo - Comas y Barsi – Colonial;

Que, para efectos de resolver este extremo, debe considerarse que sólo procede la interposición de recursos de reconsideración, contra un acto administrativo que viola, afecta, desconoce o lesiona un derecho o un interés legítimo, en lo cual no incurre la Resolución 151, habiéndose limitado la recurrente a señalar que existe una referencia equivocada en el referido informe, pero sin alegar la ocurrencia de afectación alguna;

Por lo expuesto, el recurso de reconsideración interpuesto por LUZ DEL SUR deviene en improcedente, dado que el error efectuado en el Informe Nº 0280-2012-GART, no ha repercutido, directa ni indirectamente, en los resultados de la Resolución 151.

Que, por otro lado, la empresa Enersur S.A., dentro del plazo establecido, presentó opiniones y sugerencias en relación con el Área de Demanda 6. Al respecto, el contenido de los comentarios está referido al Plan de Inversiones en sí y no a los temas abarcados en los extremos de los recursos interpuestos contra la Resolución que aprobó el Plan de Inversiones. En ese sentido, estas sugerencias se consideran improcedentes;

Que, finalmente, se han expedido los informes Nº 454-2012-GART y Nº 430-2012-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 complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración presentado por Luz del Sur S.A.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.3, 2.5, 2.6, 2.8, 2.9, 2.10, 2.14, 2.17, 2.18, 2.19 y 2.20, por las razones expuestas en los numerales 2.3.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.8.2, 2.9.2, 2.10.2, 2.14.2, 2.17.2, 2.18.2, 2.19.2 y 2.20.2, respectivamente, de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración presentado por Luz del Sur S.A.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.2, 2.4, 2.11, 2.12, 2.13, 2.16 y 2.21, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2, 2.4.2, 2.11.2, 2.12.2, 2.13.2, 2.16.2 y 2.21.2, respectivamente, de la presente Resolución.

Artículo 3º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración presentado por Luz del Sur S.A.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.1 y 2.7, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.7.2, respectivamente, de la presente Resolución.

Artículo 4º.- Declarar improcedente el recurso de reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo que se refiere a los petitorios contenidos en los numerales 2.15 y 2.22, por las razones señaladas en el numeral 2.15.2 y 2.22.2 de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 5º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 6º.- Incorpórese los Informes Nº 454-2012-GARTy Nº 415-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 7º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser publicada y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 213-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151") que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión por Áreas de Demanda, para el período 2013-2017, y se modificó el Plan de Inversiones vigente 2009-2013. Contra dicha resolución el 13 de agosto de 2012, la empresa Electro Dunas S.A.A. (en adelante "ELECTRODUNAS"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

2.1 ANTECEDENTES

Que, el sistema de precios se estructura sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8º y 42º de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"). En ese sentido, las tarifas

y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión, deberán ser reguladas por OSINERGMIN, independientemente de si corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, en cumplimiento de los Artículos 43º y 44º de la LCE;

Que, el Artículo 139º del Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 009-93-EM, establece, en su literal d), que en cada procedimiento regulatorio de los peajes y compensaciones de los sistemas de transmisión, OSINERGMIN deberá aprobar el Plan de Inversiones;

Que, en concordancia con la normativa citada en los considerandos precedentes y siguiendo las etapas previstas en el Anexo B1 de la Norma "Procedimientos Para Fijación de Precios Regulados", cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, fue emitida y publicada la Resolución 151;

Que, con fecha 13 de agosto de 2012, ELECTRODUNAS interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 151, cuyo sustento fue expuesto por dicha empresa en la Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, la misma que se llevó a cabo el día 27 de agosto de 2012.

2.2 EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, ELECTRODUNAS solicita a OSINERGMIN como petitorio de su recurso de reconsideración lo siguiente:

2.3 Adelantar la implementación de la SET Nasca Nueva 220/60 kV para el año 2014.

2.4 Corregir la asignación del condensador de 4MVAR en la barra de Puquio 22,9 kV a favor de ELECTRODUNAS.

2.5 Considerar la implementación de la segunda terna de la L.T. Ica Parcona-Ica Norte en lugar del cambio de conductor de 120 a 240 mm2.

2.6 Considerar que la implementación de la L.T. Ica Norte – Señor de Luren esté preparada para segunda terna.

2.7 Adelantar la Implementación de la SET Chincha Nueva 220/60 kV para el año 2014.

2.8 Adelantar la implementación del transformador en la SET Paracas para el año 2012 y que la potencia ONAF considera sea de 37,5 MVA.

2.9 Considerar que la implementación de la L.T. Alto la Luna – Paracas esté preparada para segunda terna.

2.10 Corregir la baja de transformadores en la SET Tacama y la SET El Carmen (5 MVA y 8,75 MVA respectivamente), siendo lo correcto dar de baja a los transformadores de la SET Tacama y SET Pisco (7 MVA y 7 MVA respectivamente).

2.11 Considerar que la rotación de transformadores se realice de acuerdo a la propuesta de ELECTRODUNAS según lo detallado en el informe Técnico Nº GO/PO-005-2012.

2.12 Incluir como parte de las inversiones del Sistema de Transmisión el costo de rotación de transformadores.

2.13 Considerar en los montos de inversiones los costos reales del mercado referidos a las servidumbres de paso.

Que, como medio probatorio, ELECTRODUNAS presenta como Anexo 2 de su recurso de reconsideración, el Informe Técnico Nº GO/PO-005-2012 elaborado por su área técnica.

2.14 Adelantar la implementación de la SET Nasca Nueva 220/60 kV de 75 MVA para el año 2014

2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que, si bien OSINERGMIN ha adelantado la implementación de la SET Nasca Nueva para el año 2015, considera que este menor plazo no es suficiente, dado que durante este periodo tendrían problemas de caídas de tensión y pérdidas técnicas elevadas, y que si bien con los bancos de condensadores se aminora los problemas de caída de tensión, los efectos de las pérdidas técnicas se mantendrían elevados. Añade la recurrente que estás pérdidas disminuirían drásticamente si se adelantara la implementación de la subestación para el año 2014.

2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la ejecución de la SET Nasca Nueva, ésta se propuso para el año 2015 tomando en cuenta los estimados de tiempo para la ejecución de las diversas actividades necesarias. Debido a que dicha instalación no ha sido asignada a ningún Titular, el Ministerio de Energía y Minas debe llevar a cabo el proceso de concesión para su ejecución, considerando un periodo aproximadamente de 8 meses para el proceso de Licitación sumado a los 25 meses de la ejecución de la obra, lo que hace que la puesta en servicio tome aproximadamente un total de 33 meses con lo cual no es posible considerar a la SET Nasca Nueva para el año 2014;

Que, el tiempo estimado para la puesta en servicio de la obra está basado en información empleada por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES en la Actualización del Plan de Transmisión 2013-2022 y también en información presentada por la empresa EDELNOR sobre la ejecución de su plan de obras;

Que, finalmente, cabe señalar que el análisis efectuado por OSINERGMIN ha tratado de minimizar los problemas de caída de tensión y de pérdidas técnicas que se presentarán en la zona hasta que la nueva subestación sea puesta en servicio;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.15 Asignación del banco de capacitores de 4 MVAr en la barra Puquio 22,9 kV a ELECTRODUNAS

2.15.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que en el Plan de Inversiones 2013-2017 se considera la implementación de bancos de capacitores de 4 MVAr en la Barra de 22,9 kV de la subestación Puquio para el año 2014, asignando esta inversión a ADINELSA, cuando la subestación Puquio es de ELECTRODUNAS.

2.15.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, luego de revisado el contenido de los archivos "F-308,309_AREA8.xlsx", que forman parte de los formularios de valorización, se verificó que efectivamente en la tabla de inversiones se asignó el banco de compensadores a la empresa ADINELSA cuando éste correspondía a ELECTRODUNAS. En ese sentido, se ha procedido a corregir la asignación de esta instalación a la empresa ELECTRODUNAS;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse fundado.

2.16 Considerar la implementación de la segunda terna de la L.T. Ica Parcona – Ica Norte en lugar de cambio de conductor

2.16.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que el Plan de Inversiones dispone como refuerzo de la L.T. Ica Parcona – Ica Norte el cambio de conductor de 120 a 240 mm^2 para el año 2017 y considera modificar la derivación en "T" a las subestaciones Tacama e Ica Norte de 120 mm^2 para el año 2013, pero que no se ha considerado que esta línea está preparada para alojar una segunda terna;

Que, ELECTRODUNAS solicita que como refuerzo de la L.T. Ica Parcona – Ica Norte se considere implementar la segunda terna de 120 mm^2 en lugar del cambio de conductor de 120 a 240mm^2, esto debido a que la actual línea está preparada para alojar una segunda terna, por lo cual esta alternativa resultaría más óptima. Adicionalmente la recurrente plantea utilizar para la segunda terna las mismas celdas de línea que emplea la terna existente;

Que, por otro lado, la recurrente señala que con la modificatoria del refuerzo de la L.T. Ica Parcona – Ica Norte, la derivación en "T" a las subestaciones Tacama e Ica Norte debe considerar la implementación de una nueva línea de 120 mm^2.

2.16.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, cabe señalar que en la información presentada por la recurrente, como parte de su propuesta de Plan de Inversiones, no se indica que la L.T. Ica Parcona – Ica Norte está preparada para alojar una segunda terna; incluso propone la repotenciación de dicha línea mediante el cambio de conductor;

Que, con la nueva información presentada por ELECTRODUNAS, se ha procedido a evaluar la opción de considerar la implementación de la segunda terna en la L.T. Ica Parcona – Ica Norte, donde se verifica que esta alternativa resulta ser más conveniente para la operación del sistema. Sin embargo, es necesario que la nueva terna no comparta las celdas de línea con la terna existente, a fin de garantizar la atención de la demanda en condiciones de contingencia N-1;

Que, asimismo, dado que se va a implementar la segunda terna en la L.T. Ica Parcona – Ica Norte, conforme a lo solicitado por la recurrente, es necesario modificar la implementación del refuerzo entre la derivación "T" y la SET Ica Norte, por lo que se acepta el pedido de ELECTRODUNAS de considerar una nueva línea de 120 mm^2 entre la derivación "T" y la SET Ica Norte;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse fundado en parte dado que se acepta el pedido de considerar una nueva línea de 120 mm^2 entre la derivación "T" y la SET Ica Norte pero sin compartir las celdas de línea con la terna existente;

Que, finalmente, de la revisión de los elementos que forman parte del Plan de Inversiones, se ha verificado que las líneas de 60 kV Derv El Carmen – El Carmen y Derv Pedregal – Pedregal, fueron valorizadas considerado estructuras de simple terna cuando correspondía emplear estructuras de doble terna, en ese sentido se debe proceder a corregir la valorización de estas instalaciones.

2.17 Considerar que la L.T. Ica Norte-Señor de Luren esté preparada para segunda terna

2.17.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que el Plan de Inversiones 2013-2017, considera la implementación de la LT Ica Norte - Señor de Luren de 120 mm^2 para el año 2013, siendo lo óptimo implementar dicha línea considerando una segunda terna, de tal forma que puede atender mayores demandas de suministro que se presentarán debido al crecimiento poblacional en las zonas atendidas por dicha línea. En ese sentido ELECTRODUNAS solicita que la valorización de la L.T. Ica Norte – Señor de Luren sea considerando la infraestructura preparada para una segunda terna.

2.17.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la solicitud de la recurrente de valorizar la L.T. Ica Norte – Señor de Luren como una infraestructura preparada para una segunda terna, cabe señalar que la empresa no presenta el sustento técnico – económico

que justifique su pedido. No obstante, se ha realizado el análisis de dicha alternativa y se puede apreciar que el factor de utilización de la línea en condiciones normales no supera el 20% y que en condiciones de contingencia, considerando la modificación propuesta por ELECTRODUNAS para la L.T. Ica Parcona – Ica Norte (numeral 2.3.2 del informe técnico Nº 0421-2012-GART que se acompaña como Anexo de la presente resolución), el factor de utilización de la línea en promedio no supera el 50%; cabe señalar que la implementación de la L.T. Ica Norte – Señor de Luren se da para poder atender la demanda en condiciones de contingencia N-1;

Que, del análisis anterior se verifica que la segunda terna de la L. T. Ica Norte – Señor de Luren no resulta ser la mejor opción técnica ni económica, por lo que no es necesario considerar para esta línea estructuras preparadas para la segunda terna;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.18 Adelantar la implementación de la SET Chincha Nueva 220/60 kV

2.18.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que, si bien OSINERGMIN ha adelantado la implementación de la SET Chincha Nueva para el año 2015, considera que este menor plazo no es suficiente, dado que durante este periodo tendrían problemas de caídas de tensión y pérdidas técnicas elevadas, y que si bien con la propuesta de refuerzo de la LT Independencia Pueblo Nuevo de 120 a 150mm2 se aminoran los problemas de caída de tensión, los efectos de las pérdidas técnicas aún se mantendrían elevados. Añade la recurrente que estás pérdidas disminuirían drásticamente si se adelantara la implementación de la subestación para el año 2014.

2.18.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el análisis efectuado en el ítem 2.1.2 es también válido para este extremo del recurso de reconsideración presentado por ELECTRODUNAS;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.19 Implementación del Transformador de Paracas para el 2012

2.19.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala que el Plan de Inversiones considera ampliar la capacidad de transformación de la SET Paracas con un nuevo transformador 60/22,9/10 kV – 40 MVA para el año 2013; sin embargo debido a las solicitudes de nuevas cargas mayores y a la sobrecarga actual de dicha subestación, ELECTRODUNAS procedió a gestionar la adquisición de un nuevo Transformador 60/22,9/10 kV de 37,5 MVA (ONAF) a inicios del presente año, el cual ya se tiene programado ponerlo en servicio para noviembre del 2012. Solicita también que la potencia ONAF considerada sea 37,5 MVA y no 40 MVA;

Que, por otro lado señala la recurrente que OSINERGMIN no sólo se ha negado a reconocer la inversión realizada por ELECTRODUNAS en el Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017, sino que ha incluido en dicho plan la implementación en el año 2013 de un transformador que ya no resulta necesario, debido a la adquisición hecha por ELECTRODUNAS en el año 2012;

Que, sostiene la recurrente haber solicitado a OSINERGMIN, adelantar la inversión del transformador de la SET Paracas para el año 2012, puesto que el regulador había dispuesto la instalación de un nuevo transformador para el año 2013. Tal adelantamiento obedece, según expone ELECTRODUNAS, a las solicitudes de nuevas cargas que deben ser atendidas por el distribuidor, lo que la obligó a gestionar la adquisición de un nuevo transformador para el año 2012, el mismo que está en proceso de fabricación. Ello hace innecesario la adquisición del transformador 60/22.9/10 kV – 40 MVA previsto por OSINERGMIN para el año 2013;

Que, en ese sentido, la recurrente señala que la Resolución aprobada por OSINERGMIN contraviene el principio de celeridad, dado que de acuerdo a lo señalado en el Informe Legal 266-2012-GART que la sustenta, se señala que no procede la inclusión de instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado para el período 2009 – 2013, toda vez que las mismas deben canalizarse como una modificación al referido Plan;

Que, añade ELECTRODUNAS que, tal como lo señala el informe legal mencionado, OSINERGMIN tenía la obligación de establecer los procedimientos para la presentación de solicitudes de modificación del Plan de Inversiones, habiendo incumplido dicha obligación, lo que no permite canalizar la solicitud de ELECTRODUNAS;

2.19.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el Plan de Inversiones 2013 – 2017 propuso la ampliación de la capacidad de transformación en la SET Paracas para el año 2013 considerando los tiempos necesarios para la adquisición e implementación de un nuevo transformador; cabe señalar que la recurrente no indica en su estudio técnico económico del Plan de Inversiones en Transmisión que tenia avanzada la adquisición de dicho transformador y por tanto correspondía una modificatoria del Plan de Inversiones vigente;

Que, en ese sentido, la afirmación de la recurrente de que no es necesario el transformador de 40 MVA incluido en el Plan de Inversiones 2013-2017 para la SET Paracas no es correcta, debido a que se trata del mismo elemento que solicita para el año 2012. Sin embargo, debido a que ELECTRODUNAS señala que ya ha realizado la adquisición del nuevo transformador para la SET Paracas y que su implementación está prevista para noviembre de 2012, resulta conveniente adelantar la ejecución de dicha obra, prevista para el año 2013, e incluirla dentro de la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, debido a que los niveles de carga superarían la capacidad de transformación actualmente existente;

Que, respecto a la solicitud de considerar el valor de 37,5 MVA como potencia ONAF, se debe reiterar que los elementos serán valorizados con sus características reales en el proceso de Liquidación correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el acápite iv) del literal a) del numeral 5.2 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica[1], para el proceso de aprobación del Plan de Inversiones. En este proceso, la valorización de los elementos considera las características y tamaños de los Módulos Estándares vigentes, que para este caso específico corresponden a un transformador de 40 MVA;

Que, sobre la vulneración al principio de celeridad alegada por ELECTRODUNAS, es necesario señalar que la empresa, en su recurso, no toma en cuenta una serie de acontecimientos que impedían efectuar modificaciones al Plan de Inversiones 2009 – 2013. En efecto, el procedimiento para la aprobación del Plan de Inversiones se inició el 1º de setiembre de 2011, fecha en la cual las empresas presentaron los "Estudios Técnico Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2013- 2017"; ello de conformidad con lo dispuesto en el "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión"[2];

Que, al momento de iniciarse el indicado procedimiento, el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, no había sido aún modificado por el D.S. Nº 014-2012-EM, publicado recién el 22 de mayo de 2012, por lo que el Informe Legal 266-2012-GART, cuestionado por ELECTRODUNAS, señaló correctamente que en ese contexto no era posible incluir en el Plan de Inversiones 2013 – 2017, instalaciones de transmisión que no habían sido oportunamente incluidas en el Plan 2009 – 2013 y que pese a ello fueron o venían siendo ejecutadas. Más bien, el referido informe legal, teniendo ya en cuenta lo dispuesto por el D.S. 014-2012-EM, señala que dicho caso sí es posible canalizarlo como una modificación al Plan de Inversiones 2009 – 2013, habida cuenta que en virtud del mencionado D.S., ya habría sustento legal para hacerlo;

Que, en efecto, el Informe Legal 266-2012-GART permite canalizar todas las propuestas de modificación al Plan de Inversiones 2009 – 2013 y atenderlas en la misma oportunidad en que se emitió la resolución que aprobó el Plan de Inversiones 2013 – 2017, precisamente en aplicación del Principio de Celeridad citado por la recurrente;

Que, sin perjuicio de lo señalado, creemos necesario aclarar lo afirmado por la recurrente en el numeral 4.17 de su recurso impugnativo, cuando dice que el informe legal reconoce que, a pesar de que en virtud del D.S. 014-2012-EM, OSINERGMIN debía aprobar criterios y procedimientos para la aprobación de modificaciones al Plan de Inversiones 2009-2013, a la fecha no ha cumplido con dicha obligación, por lo que resulta inviable para ELECTRODUNAS canalizar la solicitud de modificación de dicho Plan, contraviniéndose de éste modo el Principio de Celeridad;

Que, lo señalado por la empresa, resulta incompleto, puesto que el Informe Legal 266-2012-GART, señala precisamente que el hecho de no existir norma alguna que apruebe los indicados criterios y procedimientos para canalizar modificaciones al Plan de Inversiones 2009-2013, no es impedimento para que las empresas concesionarias presenten su solicitud cumpliendo con sustentarla técnica y económicamente y debidamente documentada. Es más, el informe legal también señala que algunas empresas ya han presentado sus Estudios para el Plan de Inversiones 2013-2017, comprendiendo en éstos instalaciones que fueron o vienen siendo ejecutadas y que corresponden al periodo 2009 - 2013, en cuyo caso, OSINERGMIN procedió a encausar el análisis de dichos casos como solicitudes de modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, habiéndose pronunciado al respecto en la Resolución 151;

Que, de acuerdo a lo señalado, resulta claro que OSINERGMIN no ha violentado el Principio de Celeridad;

Que, por los argumentos expuestos, este extremo del recurso de ELECTRODUNAS debe declararse fundado en parte.

2.20 Considerar que la L.T. Alto la Luna – Paracas esté preparada para segunda terna

2.20.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala la recurrente que el Plan de Inversiones considera la implementación de la LT Alto la Luna - Paracas de 120 mm^2 para el año 2014, considerando que esta nueva línea debe estar preparada para una segunda terna, de tal forma que a futuro se optimice la inversión adicional. Por lo tanto, ELECTRODUNAS solicita que se valorice la inversión de la LT Alto la Luna - Paracas, considerando la infraestructura preparada para una segunda terna.

2.20.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la solicitud de la recurrente de valorizar la L.T. Alto la Luna – Paracas como una infraestructura preparada para una segunda terna, cabe señalar que la empresa no presenta el sustento técnico – económico que justifique su pedido, no obstante, se ha realizado el análisis de dicha alternativa y se puede apreciar que el factor de utilización de la línea en condiciones normales no supera el 25% y que en condiciones de contingencia el factor de utilización de la línea en promedio no supera el 50%; cabe señalar que la implementación de la L.T. Alto la Luna – Paracas se da para poder atender la demanda en condiciones de contingencia N-1;

---

[1] 5.2 Diferencias en el CMA para la Liquidación
a) Se consideran como diferencias en el CMA de un Titular de transmisión, de una Área de Demanda, las originadas durante el Período de Liquidación por:
(...)
iv. La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.

[2] Anexo B del TUO aprobado por Resolución OSINERGMIN Nº 775-2007-Os/CD, actualmente reemplazado por la Norma Procedimientos para la fijación de Precios Regulados aprobada con Resolución OSINERGMIN Nº 080-2012-OS/CD (Anexo A.2.1), modificada por Resolución OSINERGMIN Nº 049-2011-OS/CD.

Que, del análisis anterior se verifica que la segunda terna de la L.T. Alto la Luna – Paracas no resulta ser la mejor opción técnica ni económica, por lo que no es necesario considerar para esta línea estructuras preparadas para la segunda terna;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.21 Corregir la baja de Transformadores

2.21.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala la recurrente que el Plan de Inversiones establece la baja dos (02) transformadores: En el 2013 el transformador existente 60/10 kV – 5 MVA de SET Tacama y en el 2019 el transformador existente 60/10 kV - 8,75 MVA de la SET El Carmen. Sin embargo el plan presentado por ELECTRODUNAS, considera dar de baja dos (02) transformadores distintos: En el 2013 el transformador de RESERVA de 60/10 kV – 7 MVA de la SET Tacama dado que no posee regulación automática y en el 2019 el transformador de RESERVA de 60/10 kV - 7 MVA de la SET Pisco;

Que, ELECTRODUNAS solicita corregir la baja de transformadores en la SET Tacama y la SET El Carmen (5 MVA y 8,75 MVA respectivamente), siendo lo correcto dar de baja a los transformadores de la SET Tacama y SET Pisco (7 MVA y 7 MVA, respectivamente).

2.21.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la solicitud de la recurrente de considerar como baja sólo los transformadores de la SET Tacama y SET Pisco (7 MVA cada uno), se debe señalar que la baja de estos elementos fue considerada en el Plan de Inversiones vigente y según información presentada por la empresa[3] estos elementos fueron dados de baja el año 2011, quedando pendiente la firma de la respectiva Acta de Retiro Definitivo; por tanto no corresponde incluir estos elementos dentro de las bajas planteadas para el Plan de Inversiones 2013 – 2017;

Que, en cuanto al transformador SET Tacama de 5 MVA, cabe señalar que este elemento tiene como año de fabricación 1967 (más de 44 años de operación) y por tanto dado que se propone la instalación de un transformador de 13 MVA en dicha subestación, el actual transformador debe ser dado de baja por antigüedad;

Que, finalmente, respecto a la baja del transformador de 8,75 MVA ubicado en la SET El Carmen, se debe señalar que se propone la baja para el año 2019 considerando la antigüedad de la instalación, además esta baja también fue propuesta por la empresa ELECTRODUNAS como se puede verificar en la información remitida por la empresa[4];

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.22 Rotación de Transformadores

2.22.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, señala la recurrente que en el Plan de Rotación de Transformadores se establece que para el año 2013, los dos (02) transformadores de 60/22,9/10 kV – 13 MVA de la SET Paracas, que quedarán disponibles, serán reutilizados uno en la SET Pueblo Nuevo y el segundo en la SET Nazca, sin embargo el Plan de ELECTRODUNAS, considera que el segundo se reutilizará en la SET Tacama. Asimismo, el Plan de Inversiones establece que para el año 2013. el transformador de 60/10 kV – 15 MVA de Reserva de la SET Alto La Luna, será reutilizado en la SET Tacama, sin embargo el Plan de ELECTRODUNAS, considera que este transformador será reutilizado en la SET Tambo de Mora, evitando con ello la adquisición de un nuevo transformador;

Que, por lo tanto, solicita ELECTRODUNAS que el Plan de Rotación de Transformadores sea modificado tomando en cuenta dichas observaciones.

2.22.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a la rotación de transformadores se ha evaluado y verificado que la propuesta de ELECTRODUNAS, presentada en esta etapa del proceso, resulta en un uso más eficiente del parque de transformadores existente, postergando hasta el año 2017 la necesidad de contar con un nuevo transformador;

Que, en ese sentido, las variaciones en la rotación de transformadores, respecto al Plan de Inversiones aprobado, son:

- SET Tambo de Mora (2013): Operará el actual transformador (8,75 MVA, 60/10 kV) y en paralelo el transformador rotado de SET Alto La Luna (15 MVA, 60/10 kV).
- SET Tacama (2013): Operará el transformador rotado de SET Paracas (13 MVA, 60/22,9/10 kV).
- SET Nazca (2014): Operará el actual transformador (15 MVA, 60/22,9/10 kV) y en paralelo el transformador rotado de SET Paracas (8,75 MVA, 60/22,9 kV).

[3] hoja "Aux. F-203" del archivo "02-SER-Rev-ELECTRODUNAS.xlsx" que forma parte del Estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión presentado por ELECTRODUNAS, y respuesta 41 a las observaciones efectuadas por OSINERGMIN a la Propuesta Inicial.

[4] hoja "F-203" del archivo "02-SER-Rev-ELECTRODUNAS.xlsx" que forma parte del Estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión presentado por ELECTRODUNAS.

- SET Tacama (2017): Transformador Nuevo (30 MVA, 60/22,9/10 kV) y pasan a reserva los dos transformadores rotados el año 2013.

- SET Santa Margarita (2019): Operará el actual transformador (31,25 MVA, 60/22,9/10 kV) y en paralelo el transformador rotado de SET Tacama (reserva) (13 MVA, 60/22,9/10 kV).

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse fundado.

2.23 Incluir como parte de las inversiones el costo de rotación de transformadores

2.23.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRODUNAS solicita que los costos que se deriven por los movimientos de transformadores (desmontaje, transporte, montaje, puesta en servicio y otros) sean reconocidos como parte de las Inversiones del Sistema de Transmisión, debiendo ser incluidos en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN.

2.23.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este pedido, cabe precisar que tanto las Alícuotas de todos los transformadores que forman parte de los SST como la inversión de los nuevos transformadores que forman parte de los SCT, se han determinado aplicando de manera integral el módulo estándar de transformación correspondiente, el cual incluye los costos de obras civiles, obras eléctricas, Ingeniería de detalle, conexionado y pruebas necesarias para su adecuada puesta en servicio. Al respecto, se recomienda revisar la estructura de costos de los módulos de transformación que, desde la primera versión de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión, se ha publicado en la página Web de OSINERGMIN;

Que, asimismo, se reitera que, la rotación de transformadores en función a la evolución de la demanda, es práctica común en la operación de las redes de transmisión a fin de dar una eficiente utilización al transformador durante su vida útil, con el consecuente beneficio no sólo de optimizar nuevas inversiones sino, principalmente, de reducir las pérdidas en la transformación cuando se mantienen algunos de estos equipos innecesariamente sobrecargados cuando pueden ser rotados con otros que podrían estar siendo subutilizados en otra parte de la red;

Que, en ese sentido, se tendrá en cuenta esta solicitud a fin de enfatizar los costos por la rotación de transformadores, como parte de las actividades propias de la operación de la transmisión, en la oportunidad en que corresponda revisar el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) en cumplimiento de lo establecido en el numeral VI), literal b), del Artículo 139º del Reglamento de la LCE[5], no correspondiendo, en consecuencia, su determinación en el presente proceso;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

2.24 Considerar en los montos de inversiones los costos reales del mercado referidos a las servidumbres de paso

2.24.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita que se considere en los montos de inversiones los costos reales del mercado referidos a las servidumbres de paso;

Que, sostiene ELECTRODUNAS que si bien el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN considera proyectos de implementación y reforzamiento de líneas de transmisión, los montos de inversión asignados a estos no corresponden con los costos reales de mercado, y además no se consideran los costos reales referidos a la servidumbre de paso, del cual ELECTRODUNAS ya tiene experiencia con el proyecto LT Ica Parcona – Señor de Luren ejecutado entre el 2010 y 2011, cuyo sustento fue alcanzado en su oportunidad a OSINERGMIN y que se anexa en el Anexo 2.1 “Inversiones NO reconocidas del Proyecto Señor de Luren” de su recurso; al respecto señala la recurrente que no se percibe equidad en el reconocimiento de estas inversiones en comparación con el reconocimiento de las inversiones del Sistema Principal de Transmisión;

Que, sostiene también que ha identificado que los costos fijados para estos proyectos no son proporcionales entre sí, dado lo cual se puede observar que los costos unitarios por km (US$/km), difieren mucho entre sí, por lo que solicita se revise los módulos asignados;

Que, por otro lado, la recurrente sostiene que es necesario que los módulos estándares de inversión, consideren los sistemas de medición adecuados para efectuar un balance de energía en línea y estos estén implementados con protocolos y sistemas de comunicación que permitan obtener los registros a distancia y tiempo real.

2.24.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se debe precisar que, de acuerdo a lo señalado en el artículo 139 del RLCE, la valorización de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) se efectúa sobre la base de costos estándares de mercado y para tal fin OSINERGMIN estableció la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversiones en Transmisión;

Que, la valorización de los equipos que forman parte de los módulos estándares considera el promedio estadístico de costos de todos los elementos adquiridos por las empresas el año anterior a la actualización de la Base de Datos (Elementos reportados por las empresas a través de facturas y/o elementos registrados en la base de datos de ADUANAS). Por tanto los costos con los que se valorizan las instalaciones reflejan los costos estándares de mercado;

[5] El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

Que, respecto a los costos de servidumbre, se debe señalar que los módulos estándares para las líneas de transmisión considera este concepto y no corresponde su evaluación en esta etapa del proceso por tratarse de un pedido de modificación de la Base de Datos de Módulos Estándares;

Que, sin perjuicio de lo señalado anteriormente, cabe precisar que la Ley Nº 28832, establece los mecanismos mediante los cuales se reconoce la inversión para las instalaciones que forman parte de los SCT[6] que es diferente al reconocimiento de las inversiones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) que es resultado de un proceso de Licitación[7];

Que, en cuanto a los costos de las líneas se debe señalar que si bien todas las líneas son de una tensión de 60 kV, existen diferencias en cuanto a su configuración y/o características de materiales; por esta razón no es posible que los valores unitarios (US$/km) de todas las líneas sean proporcionales;

Que, respecto a la modificación de la Base de Datos, se debe señalar que no corresponde su evaluación en esta etapa del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017. ELECTRODUNAS deberá solicitar y justificar, en la próxima modificación de la Base de Datos de los Módulos Estándares, la necesidad de incluir y/o modificar los sistemas de medición a fin de que estos efectúen un balance de energía en línea;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso debe declararse infundado.

Que, asimismo, ELECTRODUNAS en diversos extremos de su petitorio alega que la Resolución impugnada, se ha emitido vulnerando principios administrativos contenidos en el Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por Decreto Supremo Nº 054-20019-PCM (en adelante "Reglamento de OSINERGMIN"). Los principios vulnerados, según ELECTRODUNAS, son: (i) Principio de Actuación de Análisis basado en Costo – Beneficio; (ii) Eficiencia y Efectividad; (iii) Transparencia; e (iv) Imparcialidad;

Que, con relación a la vulneración del Principio de Actuación basado en el Análisis Costo – Beneficio[8] y de Eficiencia y Efectividad[9], ELECTRODUNAS señala que el primero establece la obligación de realizar un análisis de los costos y beneficios involucrados en una decisión; y, el segundo obliga a tomar dicha decisión atendiendo al análisis realizado, priorizando las decisiones que permitan un eficiente uso de los recursos y que brinden el mayor beneficio y menor perjuicio posible a los agentes involucrados;

Que, lo señalado en el contenido de ambos principios, sumado al objetivo de todos los demás principios que rigen el accionar de OSINERGMIN, obligan a evaluar cada una de las decisiones regulatorias, estableciendo sustentadamente, los costos y beneficios que estas traigan consigo, buscando que la asignación de recursos conlleven el menor costo posible para la sociedad;

Que, conforme se ha señalado en el análisis efectuado respecto de cada uno de los extremos del petitorio de ELECTRODUNAS, OSINERGMIN ha cumplido con realizar el análisis correspondiente a fin de optar por la alternativa que resulte técnica y económicamente más eficiente, asimismo, dicha decisión ha sido debidamente motivada en los informes técnicos que sustentaron la Resolución 151;

Finalmente, con relación a la Vulneración del Principio de Transparencia e Imparcialidad, ELECTRODUNAS sostiene que las inversiones aprobadas por OSINERGMIN vulneran ambos principios, en la medida que no se percibe la equidad en el reconocimiento de las inversiones en comparación con el reconocimiento de las inversiones del Sistema Principal de Transmisión; los costos fijados para los proyectos no son proporcionales entre sí, en la medida que los costos unitarios por km, difieren mucho entre sí y los costos de inversión asignados no corresponden a los costos del mercado y no se consideran los costos reales referidos a las servidumbres de paso;

Que, con relación al Principio de Transparencia, no encontramos la relación que puede haber entre éste y los argumentos que expone la recurrente en su Impugnación. OSINERGMIN ha cumplido con todas y cada una de las etapas del procedimiento de determinación del Plan de Inversiones, ha cumplido con prepublicar la resolución aprobatoria del mismo, ha permitido en Audiencia que las empresas concesionarias expongan con amplitud sus posiciones y ha concedido las audiencias privadas que le fueron solicitadas. Finalmente, ha expuesto motivadamente los argumentos relacionados con la fijación del Plan de Inversiones de cada una de las empresas, haciendo Informes Técnicos individuales, conforme se puede ver en los Anexos de la Resolución 151, de manera tal que, en nuestro criterio, se ha cumplido debidamente con los enunciados del Principio de Transparencia;

Que, en cuanto a la supuesta vulneración del Principio de Imparcialidad, los argumentos expuestos por ELECTRODUNAS son analizados en el numeral 2.11.2 de la presente resolución.

---

6 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.

7 a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas;

8 "*Artículo 7.- Principio de Actuación basado en el Análisis Costo – Beneficio*
Los beneficios y costos de las acciones emprendidas por OSINERG, en lo posible, serán evaluados antes de su realización y deberán ser adecuadamente sustentados en estudios y evaluaciones técnicas que acrediten su racionalidad y eficacia. Esta evaluación tomará en cuenta tanto las proyecciones de corto como de largo plazo, así como los costos y beneficios directos e indirectos, monetarios o no monetarios. Serán considerados tanto los costos para el desarrollo de las acciones planteadas por el OSINERG así como los costos que la regulación impone a otras entidades del Estado y del sector privado".

9 "*Artículo 14.- Principio de Eficiencia y Efectividad*
La actuación de OSINERG se guiará por la búsqueda de la eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto"

Que, finalmente, se han expedido los informes Nº 0421-2012-GART y Nº 436-2012-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 complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 042-2005-PCM; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundados los extremos 2.2 y 2.9 del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2 y 2.9.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundados en parte los extremos 2.3 y 2.6 del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.3.2 y 2.6.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Declarar infundado los demás extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.4.2., 2.5.2, 2.7.2, 2.8.2, 2.10.2 y 2.11.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 5º.- Incorpórese los Informes Nº 0421-12012-GART y Nº 436-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 6º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓNEN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 214-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151 2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual el 14 de agosto de 2012, la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante "SEAL"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013-2017, contra la cual SEAL, ha presentado recurso de reconsideración;

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, SEAL solicita que se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la Resolución 151, de acuerdo a lo siguiente:

a) Que se considere en la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial, dos tramos subterráneos con longitud total de 0,92 Km.

b) Que se incluya en el Plan la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – San Lázaro.

c) Que se considere en el Plan la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – Challapampa con línea subterránea.

d) Que se considere la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya con conductor AAAC de 240 mm2.

e) Que se considere la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte con conductor AAAC de 185 mm2.

f) Que se considere en el Plan de Inversiones los costos reales de la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial y SET Parque Industrial.

g) Que se considere en el Plan de Inversiones los costos reales de la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya y SET Tiabaya.

h) Que se considere en el Plan de Inversiones los costos reales de las celdas metalclad de 10 kV y 33 kV.

i) Que se considere la implementación de la nueva Subestación Chala 60/22,9 kV y su línea conexa para el año 2014 (corresponde al Área de Demanda 8).

2.1 INCLUSIÓN DE TRAMOS SUBTERRÁNEOS EN LA LT 138 KV SOCABAYA – PARQUE INDUSTRIAL

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SEAL señala que en el Informe Nº 0282-2012-GART, que sustentó la Resolución 151, se establece, para la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial, el módulo LT-138SIU0ACS1C1240A cuya descripción indica “Línea de Transmisión en 138 kV, Sierra Urbana de 1000 a 3000 MSNM - Postes de Concreto y Acero - SIMPLE TERNA - 1 cable de guarda de acero galv. 3/8” EHS AAAC - 240 mm2”;

Que, señala que la longitud de 9,60 Km establecida para la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial corresponde en su totalidad a red aérea y el monto de inversión aprobado por OSINERGMIN asciende a US$ 1 353 982;

Que, sin embargo, sostiene que dicha línea en su recorrido presenta tramos subterráneos, debido a que en algunas zonas no es posible instalar redes aéreas de 138 kV; como sustento adjunta la Ingeniería Definitiva del Proyecto;

Que, por lo mencionado, SEAL solicita que el metrado de la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial debe estar compuesto por tramos aéreo y subterráneo de acuerdo al siguiente detalle:

- Tramo aéreo: código LT-138SIU0ACS1C1240A; longitud 9,46 km;

- Tramo subterráneo: código LT-138COU0XXS0C3400S; longitud 0,92 km.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha evaluado el sustento presentado por SEAL, en el que efectivamente se muestra que la línea proyectada en su recorrido atraviesa calles angostas que imposibilitan instalar redes aéreas de 138 kV, lo cual ha sido verificado en el campo. En ese sentido, y a fin de dar cumplimiento con las distancias de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), se considera válido el cambio de dos tramos de red aérea por red subterránea;

Que, en función a los argumentos señalados, este petitorio efectuado por SEAL, debe ser declarado fundado, habida cuenta que se ha modificado el metrado de la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial.

2.2 REPONTENCIACIÓN DE LINÉAS AÉREAS DE DOBLE TERNA 33 KV CON CABLE SUBTERRÁNEO

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

a) LÍNEA AÉREA DE DOBLE TERNA 33 KV CHILINA – SAN LÁZARO

Que, SEAL sostiene que la repotenciación de la línea 33 kV Chilina – San Lázaro en forma subterránea no se realiza exclusivamente para dar cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), sino por el tiempo de operación de las líneas existentes que exceden largamente la vida útil establecida para las instalaciones de transmisión y que la capacidad de transmisión ha sido superada;

Que, como parte de su sustento, SEAL adjunta el informe (Anexo 1 adjunto a su recurso) que sustenta la repotenciación de la línea de transmisión en 33 kV Chilina – San Lázaro con cable subterráneo, y señala además que en dicho documento se incluye el análisis de la propuesta de SEAL respecto a otras alternativas de solución;

Que, en base a lo expuesto, SEAL solicita que se incluya en el Plan la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – San Lázaro y que dicha repotenciación se realice con línea subterránea.

b) LÍNEA AÉREA DE DOBLE TERNA 33 KV CHILINA – CHALLAPAMPA

Que, argumenta que la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – Challapampa con red aérea no fue solicitado por SEAL y que en la prepublicación del Plan de Inversiones OSINERGMIN consideró la implementación de una línea subterránea en 138 kV de Chilina a Challapampa;

Que, adicionalmente, sostiene que la línea subterránea reflejaba la situación actual existente en la zona, debido a la inviabilidad técnica y económica para el desarrollo de una línea aérea;

Que, como parte de su sustento, SEAL adjunta el informe (Anexo 1 adjunto a su recurso) que sustenta la repotenciación de la línea de transmisión en 33 kV Chilina – Challapampa con cable subterráneo, y señala además que en dicho documento se incluye el análisis de la propuesta de SEAL respecto a otras alternativas de solución;

Que, en base a lo expuesto, SEAL solicita que se considere que la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – Challapampa se realice con cable subterráneo.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

a) LÍNEA AÉREA DE DOBLE TERNA 33 KV CHILINA – SAN LÁZARO

Que, de los diagramas de flujo de potencia que forman parte del Informe Técnico Nº 0282-2012-GART que sustenta el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, se observa que la LT 33 kV Chilina – San Lázaro no presenta sobrecarga, dado que el factor de utilización, para el año 2022, es de 57%;

Que, asimismo, cabe señalar que la SET San Lázaro se alimenta radialmente a través de la LT 33 kV Chilina – San Lázaro; debido a esto, la repotenciación de la línea mencionada anteriormente está supeditada a la ampliación de la capacidad instalada de la SET San Lázaro. De las visitas técnicas efectuadas a dicha SET se ha podido constatar que no es posible incrementar la potencia instalada por limitaciones de espacio físico;

Que, por otro lado, en relación a que dicha línea ha superado su vida útil, al respecto cabe señalar que la recurrente tiene la responsabilidad de reemplazar las líneas existentes que han superado su vida útil dado que la concesionaria viene percibiendo ingresos por las instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda. Dicha remuneración involucra el concepto de valor nuevo de reemplazo (costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el servicio con la tecnología y precios vigentes) según lo establecido en el Articulo 59º de la LCE;

Que, en base a lo mencionado y según lo observado en las fotografías del sustento de SEAL, la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – San Lázaro con cable subterráneo se plantea solo con el fin de solucionar los problemas de servidumbre y las distancias de seguridad;

Que, en este caso nos encontramos ante líneas previamente existentes que se requieren modificar por hechos puntuales ocasionados por terceros. Como se mencionó en el informe Nº 266-2012-GART que sustenta la Resolución 151, este aspecto ya está previsto en el Artículo 98º de la LCE, en el que se dispone que *los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y, en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen*;

Que, además, y sin perjuicio de lo mencionado, también se debe tener en cuenta que conforme al literal b) del Artículo 31º de la LCE, los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a “Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda”;

Que, en este aspecto, se debe considerar que las condiciones de seguridad de las instalaciones pueden haberse desmejorado por actuación de terceros y/o por que el concesionario no cumplió a cabalidad con su obligación dispuesta en el citado literal b). Por lo tanto, dado que el tratamiento de estos dos posibles casos ya están previstos en la LCE (en uno los gastos lo deben pagar los interesados y en otro es la empresa la responsable de conservar las distancias de seguridad) y en ninguno se dispone su incorporación en el Plan de Inversiones, no resulta procedente incluir los soterramientos solicitados por el recurrente como parte del Plan de Inversiones, además que el hacerlo significaría contravenir lo dispuesto en la LCE.

b) LÍNEA AÉREA DE DOBLE TERNA 33 KV CHILINA – CHALLAPAMPA

Que, en la Propuesta Final de SEAL se contemplaba la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – Challapampa con cable subterráneo a fin de solucionar la sobrecarga y eliminar los problemas de distancia de seguridad de la línea mencionada. Sin embargo, SEAL no presentó los cálculos justificativos que sustentaban la elección de su propuesta y descartaba otras alternativas de repotenciación sin realizar su correspondiente análisis técnico-económico;

Que, adicionalmente, cabe mencionar que existen otras soluciones de repotenciación; por ejemplo, una primera alternativa de menor costo consiste en cambiar los conductores existentes con conductores de alta temperatura, y una segunda alternativa, consiste en utilizar las redes aéreas compactas tipo Space-CAB, las cuales, por su nivel de tensión, pueden ser instaladas en calles angostas y compartir la misma postería con el alumbrado público (uso compartido);

Que, de otro lado, en la etapa de prepublicación del Plan de Inversiones, para el sistema eléctrico de Arequipa se evaluaron cinco (5) alternativas, de las cuales se seleccionó la Alternativa Nº 5 por su menor costo. En dicha alternativa se contemplaba la implementación de una nueva LT 138 kV Chilina – Challapampa con red subterránea debido a que no era posible instalar redes aéreas de este nivel de tensión cumpliendo las distancias

mínimas de seguridad y el ancho de la faja de servidumbre establecido en el Código Nacional de Electricidad. Sin embargo, en base a las opiniones y sugerencias presentadas por SEAL, dicha alternativa fue descartada debido a que presentaba altos niveles de corriente de cortocircuito en barras 10 kV;

Que, por lo tanto, en la etapa de publicación del Plan de Inversiones se eligió la Alternativa Nº 1 por su menor costo. En dicha alternativa se contempla la repotenciación de la LT 33 kV Chilina – Challapampa con red aérea, debido a que dicha línea cuenta con imposición de servidumbre que fue otorgada mediante Resolución Ministerial R.M. 345-95-EM/VME;

Que, además, y sin perjuicio de lo mencionado, también se debe tener en cuenta que conforme al literal b) del Artículo 31º de la LCE, los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a *conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda*;

Que, no obstante, se ha revisado el informe que sustenta la repotenciación de la línea de transmisión en 33 kV Chilina – Challapampa con cable subterráneo, en donde no se encuentra la correspondiente justificación técnica que incluya los cálculos justificativos, planos y gráficos con cortes de calle, donde se detallen el incumplimiento de las distancias de seguridad que validen la implementación de la red subterránea;

Que, respecto a este extremo es del caso mencionar que el costo promedio correspondiente al Módulo Estándar CE-010SIU3MCISBTR1 está compuesto en base a los costos de las celdas de transformador de 2500A;

Que, se observa que las corrientes nominales de las celdas de transformador (2500 A) son mayores que la corriente que se va transmitir (1800 A). Por lo tanto, la celda de transformador propuesta en el Plan de Inversiones es la adecuada para la nueva condición operativa;

Que, por las razones expuestas, este petitorio referente a la Línea aérea de doble terna 33 KV Chilina – San Lázaro y a la Línea aérea de doble terna 33 KV Chilina – Challapampa, debe ser declarado infundado.

2.3 MODIFICACIONES REFERENTES A NUEVAS LÍNEAS AÉREAS DE 33 KV

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

a) LÍNEA AÉREA DE SIMPLE TERNA 33 KV SOCABAYA - TIABAYA

Que, SEAL señala que el Informe Nº 0282-2012-GART considera, para la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya, el módulo LT-033SIU0ACS0C1150A de las siguientes características: Línea de Transmisión en 33 kV; Sierra Urbana de 1000 a 3000 msnm; Postes de Concreto y Acero; Simple Terna Sin cable de guarda y AAAC - 150 mm2;

Que, señala además, que en el archivo DigSilent la línea mencionada anteriormente ha sido modelada con conductor AAAC de 330 mm2;

Que, por lo tanto, SEAL solicita que OSINERGMIN indique que el calibre real del conductor correspondiente a la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya, considerado en el Plan de Inversiones, será de 240 mm2 y se asigne su respectivo monto de inversión. Además que se mencione que la asignación del módulo indicado en líneas precedentes, se debe a que no existe un módulo para líneas de transmisión de 33 kV con conductor de 330 mm2.

b) LÍNEA AÉREA DE SIMPLE TERNA 33 KV CHARCANI VI – CONO NORTE

Que, SEAL indica que el Informe Nº 0282-2012-GART considera, para la LT 33 kV Charcani – Cono Norte, el módulo LT-033SIU0ACS0C1150A de las siguientes características: Línea de Transmisión en 33 kV; Sierra Urbana de 1000 a 3000 msnm; Postes de Concreto y Acero; Simple Terna; sin cable de guarda, y AAAC - 150 mm2;

Que, señala además, que en el archivo DigSilent la línea mencionada ha sido modelada con conductor AAAC de 185 mm2;

Que, por lo tanto, SEAL solicita que OSINERGMIN indique que el calibre real del conductor correspondiente a la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte, considerado en el Plan de Inversiones, será de 185 mm2 y se le asigne su respectivo monto de inversión. Además que se mencione que la asignación del módulo indicado en líneas precedentes, se debe a que no existe un módulo para líneas de transmisión de 33 kV con conductor de 185 mm2.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

a) LÍNEA AÉREA DE SIMPLE TERNA 33 KV SOCABAYA - TIABAYA

Que, de la revisión efectuada al archivo DigSilent, se confirma que la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya ha sido modelada con conductor AAAC de 330 mm2; no obstante, se debe de mencionar que dicha información fue recopilada de los archivos fuente presentados por SEAL;

Que, asimismo, se debe precisar que para valorizar el Plan de Inversiones se utilizó el módulo LT-033SIU0ACS0C1150A a fin de otorgar un monto referencial a la línea mencionada, dado que no se tenía un código apropiado para líneas aéreas con conductor de 330 mm2;

Que, sin embargo, luego de revisar el Estudio a nivel Perfil de la LT 33 kV Socabaya – Tiabaya, presentado por SEAL como sustento de su petitorio, se observa que en dicho estudio no se contempla la utilización del conductor AAAC de 240 mm2. En ese sentido, la solicitud de SEAL carece de sustento técnico;

Que, no obstante, para fines de reconocimiento tarifario, las características técnicas del conductor de la nueva línea deberán concordar con las establecidas en el archivo DigSilent y además se valorizará de forma definitiva con base a los costos de los módulos estándar vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial;

Que, por las razones expuestas, esta parte del petitorio deberá ser declarada infundada.

b) LÍNEA AÉREA DE SIMPLE TERNA 33 KV CHARCANI VI – CONO NORTE

Que, al igual que el caso anterior, de la revisión efectuada a los archivos del DigSilent, se confirma que la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte ha sido modelada con conductor AAAC de 185 mm2; no obstante, cabe mencionar que dicha información fue recopilada de los archivos fuente presentados por SEAL;

Que, asimismo, se debe precisar que para valorizar el Plan de Inversiones se utilizó el módulo LT-033SIU0ACS0C1150A a fin de otorgar un monto referencial a la línea mencionada, dado que no se tenía un código apropiado para líneas aéreas con conductor AAAC de 185 mm2;

Que, para fines de reconocimiento tarifario, las características técnicas del conductor de la nueva línea deberán concordar con las establecidas en el archivo DigSilent;

Que, cabe señalar que dicha línea se valorizará de forma definitiva con base a los costos de los módulos estándar vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial;

Que, en función a los argumentos expuestos en los considerandos que anteceden, se encuentra fundado el pedido de SEAL en lo referente a la utilización de conductor AAAC de 185 mm2 e infundado en lo referente a la modificación del monto de inversión correspondiente;

Que, por lo expuesto, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.4 INADECUADO RECONOCIMIENTO DE MONTOS DE INVERSIONES

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

a) LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOCABAYA – PARQUE INDUSTRIAL EN 138 KV Y SET PARQUE INDUSTRIAL

Que, SEAL señala que el desarrollo de la Ingeniería Definitiva para este proyecto ha sido concluido y se ha determinado el presupuesto de inversión de acuerdo a cotizaciones de mercado. El monto de inversión determinado en la Ingeniería Definitiva asciende a S/. 21 036 692 (monto no incluye Intangibles ni IGV);

Que, sin embargo, SEAL señala que el Plan de Inversiones establece para dicho proyecto un monto total ascendente a US$ 4 548 990 lo que equivale a S/. 12 282 273 (con un tipo de cambio de 2,70 S/./US$);

Que, señala además, que los montos reconocidos por OSINERGMIN son muy inferiores a los establecidos por los proyectos definitivos, lo cual afecta económicamente a la empresa titular de la inversión e inclusive para un concesionario del sector privado. Asimismo indica que no se consideran los montos por Estudios de Preinversión e Inversión (para el caso de empresas públicas), servidumbre, estudios ambientales, entre otros.

b) LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOCABAYA – TIABAYA EN 33 KV Y SET TIABAYA

Que, para este proyecto, SEAL indica que el desarrollo del Estudio a Nivel Perfil ha sido concluido y se ha determinado el presupuesto de inversión de acuerdo a cotizaciones de mercado. El monto de inversión determinado asciende a S/. 8 382 258 (monto no incluye IGV);

Que, sostiene que en el Plan de Inversiones se establece para dicho proyecto un monto total ascendente a US$ 2 566 995 lo que equivale a S/. 6 930 887 (con un tipo de cambio de 2,70 S/./US$). Dicho monto resulta ser inferior al obtenido en el estudio a nivel perfil;

Que, la recurrente adjunta como medio probatorio, el Estudio a Nivel Perfil de la Línea Socabaya – Tiabaya 33 kV y SET Tiabaya.

c) CELDAS METALCLAD EN 33 KV Y 10 KV

Que, argumenta que el Informe Nº 0282-2012-GART, que sustentó la Resolución 151, considera algunos elementos que no se ajustan a los montos reales de inversión;

Que, señala además, que de acuerdo a la última adquisición realizada por SEAL para este tipo de celdas, los montos de compra (suministro y montaje) ascienden a US$ 42 350. Como medio probatorio adjunta el contrato suscrito con la empresa ABB para el suministro de celdas en 33 y 10 kV, resultado de una licitación pública;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN revise los montos de inversión considerados para cada elemento, a fin de que se consideren costos reales de mercado correspondiente a la Línea Socabaya – Parque Industrial en 138 kV y SET Parque Industrial, Línea Socabaya – Tiabaya en 33 kV y SET Tiabaya y celdas metalclad en 33 kV y 10 kV.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, resulta importante conceptualizar 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;

Que, al respecto, se debe precisar que, de acuerdo a lo señalado en el artículo 139º del RLCE, la valorización de las instalaciones del SCT se efectúa sobre la base de costos estándares de mercado y para tal fin OSINERGMIN estableció la Base de Datos Módulos Estándares de Inversiones en Transmisión;

Que, la valorización de los equipos que forman parte de los módulos estándares considera el promedio estadístico de costos de todos los elementos adquiridos por las empresas el año anterior a la actualización de la Base de Datos

(Elementos reportados por las empresas a través de facturas y/o elementos registrados en la base de datos de ADUANAS). Por tanto los costos con los que se valorizan las instalaciones reflejan los costos estándares de mercado;

Que, 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 Nº 050-2012-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 corresponde en esta etapa del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017, cuestionar los alcances de dicha resolución ni actualizar algunos de los módulos estándares de la referida Base de Datos;

Que, en función a los argumentos expuestos, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.5 CONSIDERAR PARA EL AÑO 2014 LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHALA 60/22,9 KV Y SU LÍNEA CONEXA

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente solicita que se considere para el año 2014 la ejecución del proyecto Subestación Chala 60/22,9 kV y su línea conexa, debido al crecimiento de la demanda y la mala calidad de suministro y producto (interrupciones y nivel de tensión) a los usuarios;

Que, la mala calidad de suministro y producto, señala la empresa, se genera debido a las interrupciones en las redes de distribución que salen de la SET Bella Unión hacia las localidades más alejadas (más de 195 kilómetros de redes en MT para atender 5504 clientes a julio 2012). Adjunta para tal fin el listado de interrupciones y compensaciones en el sistema eléctrico Bella Unión en los años 2010 y 2011;

Que, por esta razón la recurrente señala la necesidad de una pronta implementación de la subestación Chala y su línea de transmisión en 60 kV que permita mejorar el suministro eléctrico a la población de la localidad de Chala y zonas aledañas a través de un nivel de tensión superior al existente (22,9 kV) reduciendo las pérdidas de energía e incrementando la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se ha revisado la información suministrada por SEAL respecto a las compensaciones por calidad de producto y suministro, identificando un alto índice de interrupciones (252 en un año) y que el total acumulado de clientes interrumpidos supera los trescientos mil en un año, lo que ha originado a la empresa un desembolso superior a los cuatrocientos mil dólares para el pago de compensaciones por calidad de suministro y de producto. En ese sentido, es conveniente adelantar para el año 2014 la implementación de la subestación Chala y la LT 60 kV Bella Unión – Chala a fin de mejorar la calidad del servicio en la zona de Chala;

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

Que, se han emitido los informes Nº 434-2012-GART y Nº 438-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en los extremos relacionados a la inclusión de tramos subterráneos en la LT 138 kV Socabaya – Parque Industrial, y a la implementación de la subestación Chala y su línea conexa para el año 2014, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, y 2.5.2 de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en lo referente a la utilización de conductor AAAC de 185 mm2 de la línea aérea de simple terna 33 KV CHARCANI VI – CONO NORTE, por las razones expuestas en el literal b) del numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Declarar infundados todos los demás extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 literal a) y 2.4.2, de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4º.- Las modificaciones que motive la presente Resolución en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, deberán aprobarse en resolución complementaria.

Artículo 5º.- Incorpórese los Informes Nº 434-2012-GARTy Nº 438-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 6º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo 5º precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓNEN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 215-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151"), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, contra la cual el 14 de agosto de 2012, la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (en adelante "EGASA"), 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, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º de la Ley de Concesiones Eléctricas, (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión - "SST") - Decreto Ley Nº 25844 (en adelante "LCE"), así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013-2017, contra la cual EGASA ha presentado recurso de reconsideración.

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, habiéndose presentado, dentro del plazo, las opiniones de la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A sobre el recurso materia de la presente Resolución.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, EGASA solicita que se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la Resolución 151, excluyéndose la barra 33 kV Charcani VI como punto de inicio de la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte considerada en el Plan de Inversiones 2013-2017 aprobado mediante la RESOLUCIÓN.

2.1. INVIABILIDAD DE LA LT 33 KV CHARCANI VI – CONO NORTE

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EGASA menciona que en la página 50 del Informe Nº 282-2012-GART, se hace referencia a la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte, la cual está proyectada dentro del Plan de Inversiones correspondiente a SEAL, contemplándose su puesta en operación, de acuerdo a lo especificado en la página 71 del mencionado informe, para el año 2014;

Que, la recurrente cuestiona la viabilidad de la inclusión de la barra Charcani VI como inicio de la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte en base a los siguientes argumentos:

a. Que, la línea de transmisión proyectada se ubica dentro de las instalaciones de generación pertenecientes a EGASA, Central Hidroeléctrica Charcani VI, la cual ha sido incluida de manera inconsulta, sin estudio técnico que la respalde, y unilateralmente en el referido Plan de Inversiones, además no habiéndose requerido de la opinión de EGASA sobre la factibilidad técnica de la misma;

b. Que, la barra 33 kV Charcani VI, desde la que se pretende tomar carga con el fin de abastecer la demanda de SEAL, es una barra de generación cuyo fin es exclusivamente la evacuación de la energía generada. Por tanto, las condiciones operativas requeridas por EGASA para la normal operación de la central no se deben ver afectadas por ningún agente externo. Además con la línea de transmisión proyectada se pretende utilizar una barra de generación como una barra de carga, dicho cambio afectaría los grados de libertad para la operación de la Central Hidroeléctrica Charcani VI;

c. Que, la línea proyectada carecería de confiabilidad; dado que en el sistema de generación se ejecutan mantenimientos periódicos, los mismos ocasionarían que el suministro de energía proyectado desde Charcani VI carezca de las condiciones adecuadas que permitan un suministro continuo de energía, de acuerdo a los estándares de calidad. Por tanto, las compensaciones por interrupciones de suministro se incrementarían debido a la mala decisión de la inclusión del punto de inicio de esta línea de transmisión en una barra de generación, resultando obvio que cualquier compensación por calidad de suministro no debería ser atribuible a EGASA;

d. Que, en el mercado eléctrico cada agente debe utilizar sus propias instalaciones, de acuerdo a los fines para los cuales fueron concebidas; por tanto, la empresa SEAL debe proyectar esta línea de transmisión desde sus propias instalaciones.

Que, por los argumentos expuestos, EGASA solicita la exclusión de la barra Charcani VI como inicio de la línea de transmisión destinada a abastecer la demanda de la SET Cono Norte de SEAL; y que dicha demanda deberá ser abastecida desde las instalaciones de propiedad de SEAL, para garantizar la continuidad y seguridad de suministro de electricidad;

Que, por otro lado, la empresa SEAL en sus opiniones referentes al recurso de reconsideración de EGASA, ha manifestado que la implementación de la línea Charcani VI – Cono Norte permitirá crear un anillo en 33 kV entre las subestaciones Charcani VI – Chilina – Challapampa – Cono Norte mejorando la confiabilidad en situaciones de operación normal y de contingencia;

Que, además señala que las condiciones operativas de la central Charcani VI no se verán afectadas por la implementación de esta nueva línea, ya que la misma contará con su respectiva protección a través de una celda de salida en 33 kV;

Que, también, indica que el Artículo 33º de la LCE establece que las empresas eléctricas concesionarias de transmisión (como es el caso de EGASA titular SST en el Área de Demanda 09), están obligadas a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación en caso necesario;

Que, por lo expuesto, SEAL considera necesario que OSINERGMIN ratifique la implementación de la línea de transmisión Charcani VI – Cono Norte en 33 kV en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, efectivamente, en el Plan de Inversiones 2013-2017, publicado el 21 de julio de 2012 mediante la RESOLUCIÓN, se consideró una nueva LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte.

Que, a continuación se realiza el análisis de cada argumento en el mismo orden establecido en el sustento del petitorio:

a. En relación a la inclusión de instalaciones de generación en el Plan de Inversiones sin consulta, sin estudio técnico de respaldo y sin opinión sobre factibilidad técnica

Que, al respecto, cabe mencionar que el 01 de setiembre del 2011 se dio inicio al proceso de aprobación del Plan de Inversiones, y toda la información correspondiente a cada etapa del proceso ha sido publicada en la página Web de OSINERGMIN, a fin de que cualquier agente tenga libre acceso a la información de todas las etapas del proceso, por lo que EGASA no puede alegar desconocimiento de la misma;

Que, asimismo, se debe señalar que la elaboración del Plan de Inversiones se realiza para cada Área de Demanda y está sustentado en un estudio técnico-económico. Dicho estudio toma como base la topología del sistema existente de transmisión y que, además, debe abarcar todas las instalaciones de SST y SCT que alimenten una misma Área de Demanda. Por tanto, las instalaciones de EGASA están involucradas en el desarrollo del estudio que sustenta el Plan de Inversiones correspondiente al Área deDemanda 9;

Que, respecto a la falta de opinión sobre la factibilidad técnica, cabe señalar que en la etapa de opiniones y sugerencias EGASA tuvo la oportunidad para manifestar su disconformidad. Sin embargo, en la presente etapa del proceso la recurrente indica literalmente su desacuerdo pero no presenta la correspondiente justificación técnica en la que se incluya los cálculos justificativos y planos de planta en donde se muestre la falta de espacio físico en la subestación Charcani VI, justificación que no se encuentra en el recurso de reconsideración.

b. En relación a que ningún agente externo no debe intervenir en las instalaciones de EGASA a fin de mantener sus condiciones operativas y no alterar los grados de libertad para la operación de la central Charcani VI

Que, al respecto, se debe indicar que el Artículo 33º de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley;

Que, en resumida cuenta, dicho artículo consagra el principio que todo agente tiene acceso libre a la red de transmisión. Por ello, las argumentaciones planteadas por EGASA en su recurso en el sentido que ningún agente externo debe intervenir en sus instalaciones carecen de sustento legal;

Que, además, las instalaciones comprendidas entre la barra Charcani VI 33 kV hasta la barra Chilina 33 kV están definidas como SST (Sistema Secundario de Transmisión), por tanto, dichas instalaciones se encuentran afectas a las disposiciones legales mencionadas anteriormente;

Que, de otro lado, en el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, numeral 27.2, se señala que *para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:*

a) Deberá contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni fiabilidad del SEIN.

Que, al respecto, a fin de validar las nuevas condiciones operativas de la central Charcani VI, así como también las características técnicas de las nuevas instalaciones, SEAL deberá preparar el estudio de pre-operatividad y operatividad de la nueva línea de transmisión y remitirlo al COES para su conformidad;

Que, con la conformidad del estudio se asegura que la nueva instalación no perjudicará las condiciones de seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico de Arequipa.

c. En relación a que la LT 33 kV Charcani VI – Cono Norte carecería de confiabilidad

Que, al respecto, se debe de mencionar que dicha línea fue evaluada considerando los criterios técnicos establecidos en la NORMA TARIFAS (condiciones de cargabilidad, niveles de tensión y confiabilidad). Para dicha evaluación se utilizó el software DigSilent, cuyo archivo ha sido publicado en la página Web de OSINERGMIN;

Que, no obstante, se efectuó la simulación de flujo de carga considerando la indisponibilidad total de la central Charcani VI; de los resultados obtenidos se observa que no se tiene problemas de sobrecarga ni caídas de tensión.

d. En relación a que cada agente debe utilizar sus propias instalaciones

Que, según la NORMA TARIFAS, la elaboración del estudio debe abarcar todas las instalaciones de los Titulares de una misma Área de Demanda. En dicho estudio se realiza el análisis técnico y económico de diversas alternativas excluyentes entre sí, seleccionando la alternativa de menor costo;

Que, por lo mencionado, la solución de mínimo costo puede involucrar instalaciones de diferentes concesionarias, tal como ha sucedido con el planteamiento de la nueva línea proyectada Charcani VI – Cono Norte;

Que, por lo tanto, el argumento de EGASA carece de sustento dado que contraviene lo establecido en el Artículo 12º numeral 12.2 de la NORMA TARIFAS.

Que, por otro lado, con relación a las opiniones y sugerencias de SEAL, cabe señalar que los argumentos a tratar coinciden con los temas del petitorio de EGASA, las cuales fueron analizados por OSINERGMIN en los literales anteriores. Asimismo, dichas opiniones son concordantes con lo expresado por OSINERGMIN en líneas precedentes y están orientadas a respaldar técnica y legalmente la implementación de la línea de transmisión Charcani VI – Cono Norte en 33 kV en el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9;

Que, en función a los argumentos señalados, este petitorio efectuado por EGASA, debe ser declarado infundado.

Que, se han emitido los informes Nº 435-2012-GART y Nº 416-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, por las consideraciones expuestas en el numeral 2.1.2 de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese los Informes Nº 416-2012-GARTy Nº 435-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3º.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓNEN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN Nº 216-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 21 de julio de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "Resolución 151") que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforme, y se modificó el Plan de Inversiones en Transmisión vigente del periodo 2009 – 2013, contra la cual el 14 de agosto de 2012, la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante "Egemsa"), presentó recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

1.- ANTECEDENTES

Que, conforme lo establece el Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "RLCE"), las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44º y 62º del Decreto Ley Nº 25844, la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), (Tarifas y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") aprobada por Decreto Ley Nº 25844 (en adelante "LCE"), así como las tarifas y compensaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") a que se refiere el Artículo 27º de la Ley Nº 28832, serán fijadas por OSINERGMIN;

Que, una de las etapas para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, es la aprobación del Plan de Inversiones, para lo cual debe seguirse el Procedimiento a que se refiere el Anexo B1 del Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimiento para Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión" aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN Nº 775-2007-OS/CD, actualmente sustituida por la Norma aprobada mediante Resolución Nº 080-2012-OS/CD;

Que, seguido el procedimiento enunciado en el considerando anterior, OSINERGMIN expidió la Resolución 151 que aprobó el Plan de Inversiones período 2013 - 2017, contra la cual, Egemsa, con fecha 14 de agosto de 2012, ha presentado recurso de reconsideración, cuyos argumentos fueron expuestos por dicha empresa en Audiencia Pública, convocada por OSINERGMIN, y llevada a cabo el día 27 de agosto de 2012;

Que, interesa mencionar que para el presente caso, conforme se sustenta en el numeral 2.2 del Informe Legal Nº 430-2012-GART, se considera que el recurso de reconsideración, interpuesto el 14 de agosto de 2012 por Egemsa, se ha presentado dentro del plazo, procediendo su resolución;

Que, conforme al procedimiento regulatorio, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 13 de setiembre de 2012, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por OSINERGMIN, no habiéndose recibido ninguna relacionada con el recurso impugnativo de Egemsa.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Egemsa solicita se declare fundado su recurso y, en consecuencia, se modifique la Resolución 151, de acuerdo a lo siguiente:

a) Se considere dos celdas de compensación adicionales, para el Banco Capacitivo con código SC-010SI3BPEV-3.75-3 del Área de Demanda 10 del Plan de Inversiones;

b) Que se considere un equipo con características de mayores prestaciones para la Celda de Transformador con código CE-010SIU3MCISBTR1 del Área de Demanda 10 del Plan de Inversiones;

2.1. CONSIDERAR CELDAS DE COMPENSACIÓN ADICIONALES

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente manifiesta que el banco de compensación (Módulo: SC-010SI3BPEV-3.75-3), se compone de un módulo de compensación de 3 pasos, cada paso de 3,75 MVAR. Agrega Egemsa que en la Resolución 151, se ha considerado sólo una celda de compensación, por ello, la configuración propuesta por OSINERGMIN no resulta la adecuada;

Que, Egemsa explica que la configuración del referido banco, debe estar compuesta por tres celdas de compensación, a fin de que cada paso sea controlado por su respectiva celda;

Que, la recurrente señala que el banco de compensación será instalado en una barra de carga, y que la conexión en un solo paso de 11,25 MVAR originará una fuerte variación de la tensión que provocará Flicker y dicho fenómeno afectará la calidad de suministro;

Que, la recurrente sostiene que si no se toma en cuenta la modificación planteada, los indicadores de calidad se verían afectados y podrían superar los límites establecidos en la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos, con el consiguiente riesgo de penalización;

Que, por lo tanto, solicita a OSINERGMIN que se modifique el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 10, con la inclusión de dos celdas adicionales MT de compensación;

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo al esquema propuesto por Egemsa, se proyectaba utilizar tres celdas 10 kV en la SET Dolorespata, sin embargo, de las visitas técnicas efectuadas a dicha SET, se ha podido constatar que se tiene tres celdas disponibles y no existe la posibilidad de instalar nuevas celdas por limitaciones de espacio;

Que, es importante señalar que si se llegara a utilizar las tres celdas disponibles, tal como lo solicita Egemsa, se corre el riesgo de no poder seguir atendiendo el futuro crecimiento de la demanda en la zona de influencia de la SET Dolorespata, debido a que ya no se dispondría de más celdas para instalar nuevos alimentadores de media tensión;

Que, en base a lo mencionado, se optó por utilizar una celda para conectar el banco de compensación y dejar dos celdas disponibles para la atención de la demanda eléctrica. La configuración adoptada para la conexión del equipo a la barra 10 kV de la SET Dolorespata incluye solo una celda de compensación y cada banco de compensación contiene además un elemento de maniobra para apertura y cierre a fin de independizar su operación;

Que, cabe señalar que la configuración propuesta por OSINERGMIN es la de mayor aplicación en otras concesionarias y además con ello se logra utilizar eficientemente las celdas disponibles en 10 kV de la SET Dolorespata;

Que, en función a los argumentos señalados, este petitorio, debe ser declarado infundado.

2.2. CONSIDERAR UN EQUIPO CON CARACTERÍSTICAS DE MAYORES PRESTACIONES PARA LA CELDA DE TRANSFORMADOR

2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Egemsa señala que la celda de transformador (Módulo Estándar: CE-010SIU3MCISBTR1), se compone de un equipo metalclad para transformador con las siguientes características técnicas: 10 kV, 125 kVp (BIL), 630 A, simple barra;

Que, agrega que dicha celda conectará un transformador de 30 MVA con la barra de 10,6 kV y que transmitirá una corriente de 1800 A, valor superior a la corriente nominal de la celda propuesta por OSINERGMIN. Además manifiesta que en el listado de los Módulos Estándar, no existe un equipo con corriente nominal superior a 630 A;

Que, con base a estos argumentos, Egemsa solicita que en el Plan de Inversiones se indique que se instalará una celda con características técnicas de mayores prestaciones;

2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a este extremo es del caso mencionar que el costo promedio correspondiente al Módulo Estándar CE-010SIU3MCISBTR1 está compuesto en base a los costos de las celdas de transformador de 2500 A;

Que, se observa que las corrientes nominales de las celdas de transformador (2500 A) son mayores que la corriente que se va transmitir (1800 A). Por lo tanto, la celda de transformador propuesta en el Plan de Inversiones es la adecuada para la nueva condición operativa;

Que, por las razones expuestas, este petitorio debe ser declarado infundado;

Que, finalmente, se han expedido los informes Nº 432-2012-GART y Nº 430-2012-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 complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; en la Ley Nº 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en todos sus extremos, por las consideraciones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2 de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese los Informes Nº 432-2012-GARTy Nº 430-2012-GART, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 3º.-La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser publicada y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERIA
OSINERGMIN Nº 217-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

CONSIDERANDO:

Que, como consecuencia de los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD (en adelante "RESOLUCIÓN"), se han expedido las Resoluciones Nº 197-2012-OS/CD,OSINERGMIN Nº 204-2012-OS/CD, Nº 205-2012-OS/CD, Nº 206-2012-OS/CD, Nº 207-2012-OS/CD, Nº 208-2012-OS/CD, Nº 209-2012-OS/CD, Nº 210-2012-OS/CD, Nº 211-2012-OS/CD, Nº 212-2012-OS/CD, Nº 213-2012-OS/CD, Nº 214-2012-OS/CD, Nº 215-2012-OS/CD, Nº 216-2012-OS/CD;

Que, en el Artículo 3º de la Resolución OSINERGMIN Nº 204-2012-OS/CD, 4º de la Resolución OSINERGMIN Nº 205-2012-OS/CD, 5º de la Resolución OSINERGMIN Nº 206-2012-OS/CD, 4º de la Resolución OSINERGMIN Nº 2007-2012-OS/CD, 5º de la Resolución OSINERGMIN Nº 208-2012-OS/CD, 3º de la Resolución OSINERGMIN Nº 209-2012-OS/CD, 7º de la Resolución OSINERGMIN Nº 211-2012-OS/CD, 5º de la Resolución OSINERGMIN Nº 212-2012-OS/CD, 4º de la Resolución OSINERGMIN Nº 213-2012-OS/CD, 4º de la Resolución OSINERGMIN Nº 214-2012-OS/CD, se ha dispuesto que las modificaciones en el Plan de Inversiones 2013-2017 y en la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, que motiven cada una de las resoluciones mencionadas, deberán aprobarse mediante resolución complementaria;

Que, en el numeral VI.2) del literal d) del Artículo 139º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Concesiones se dispone que 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 "Ministerio"), identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados. Asimismo, se dispone que, dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio 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.

Que, en cumplimiento con las disposiciones señaladas en el considerando anterior, con fecha 21 de setiembre de 2012 se ha recibido copia de los oficios Nº 1152-2012-MEM/DGE, 1153-2012-MEM/DGE, 1154-2012-MEM/DGE, 1155-2012-MEM/DGE, 1156-2012-MEM/DGE, 1157-2012-MEM/DGE; mediante los cuales comunica la factibilidad de licitar los siguientes proyectos:

1. Línea de Transmisión 138 kV Santiago de Cao - Malabrigo (41,36 km) y Subestación Malabrigo de 138/10 kV.
2. Anillo en 138 kV Sistema Eléctrico Trujillo, con 8,32 km de LT en 138 kV
3. Línea de Transmisión 138 kV Socabaya – Parque Industrial y SET Parque Industrial.
4. SET Orcotuna 220/60 kV, 40 MVA y dos líneas de transmisión en 220 kV.
5. Línea de Transmisión Friaspata – Mollepata en 220 kV y Subestación Mollepata 220/66 kV, 50 MVA.
6. Línea doble terna 60 kV Derv. El Carmen - El Carmen (5,7 km).
7. Línea doble terna 60 kV Derv. El Pedregal - Pedregal (7,3 km).
8. Línea 60 kV Independencia - Derivación Pueblo Nuevo (39,5 km).
9. Línea 60 kV Chincha Nueva - Pueblo Nuevo (7 km).
10. Línea 60 kV Chincha Nueva - Pueblo Nuevo - Tambo de Mora (15 km).
11. Línea 60 kV Ica Norte - Señor de Luren (6,7 km).
12. Línea 60 kV Derivación Ica Norte - Ica Norte (2,5 km).
13. Línea 60 kV Ica Parcona - Ica Norte (8 km).
14. Línea 60 kV Alto La Luna - Paracas (15 km).
15. Línea 60 kV Independencia - Alto La Luna (33,6 km).
16. Línea 60 kV Independencia - Paracas (39,3 km).
17. LT 220 kV La Planicie REP – Industriales.
18. LT 220 kV Industriales – Corpac.
19. Nueva Subestación 220 kV Corpac.
20. LT 220 kV Nicolás Ayllón - Drv. Nicolás Ayllon.
21. Nueva Subestación 220 kV Nicolás Ayllón.
22. Nueva Subestación 220 kV Lurín.
23. LT 60 kV Nueva Lurín – Las Praderas.
24. LT 60 kV Nueva Lurín – Lurín.

Que, el Ministerio de Energía y Minas ha comunicado que el proyecto para instalar un transformador de 220/60 kV y 30 MVA en la Subestación Paramonga Nueva, debe considerarse como parte de la ampliación de las instalaciones concesionadas a Red de Energía del Perú (en adelante "REP"), debido a que en "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP 2012-2021", presentado al Ministerio por dicha empresa, se ha incluido el anteproyecto de ingeniería para la "Ampliación de la Capacidad de Transformación Subestación Paramonga Nueva 220/66/10 kV y Cambio de Configuración en 66 kV de Barra Simple a Doble Barra";

Que, en ese sentido, corresponde que en el Plan de Inversiones 2013-2017 se efectúen las precisiones en los Elementos comprendidos en los referidos oficios del Ministerio, que conforman los Elementos a licitar, conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión o que forma parte de la ampliación de las instalaciones concesionadas a REP, según corrsponda;

Que, por otro lado, es necesario señalar que varios de los extremos presentados en los recursos presentados contra la RESOLUCION, tratan sobre la fijación de costos de los Elementos del Plan de Inversiones. Al respecto, de acuerdo a lo señalado en las respectivas resoluciones que resuelven dichos recursos, no se encuentra dentro del alcance del proceso de aprobación del Plan de Inversiones, la fijación de los costos, siendo los costos publicados en la RESOLUCION únicamente referenciales. En consecuencia, debido a que la publicación de los costos ha llevado a confusiones, se ha visto por conveniente publicar el Plan de Inversiones sin costos de inversión;

Que, de acuerdo a lo indicado precedentemente, y con el fin de facilitar a los interesados un solo documento que facilite su aplicación, interpretación y difusión, corresponde publicar nuevamente el integro el Plan de Inversiones 2013-2017 y la modificación del Plan de Inversiones 2009-2013, por Áreas de Demanda, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración y los considerandos anteriores;

Que, se ha emitido el Informe Nº 0460-2012-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica, el cual complementa la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN para la emisión de la presente resolución, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3º, numeral 4, de la Ley Nº 27444[1], Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Reemplácese el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, según se resume en los cuadros consignados en el Anexo 1 de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese, como parte de la presente resolución, el Informe Técnico Nº 0460-2012-GART en cuyo Anexo A se consigna por elemento de transmisión el Plan de Inversiones 2013-2017 de cada Área de Demanda y el Titular al que se asigna la responsabilidad de su implementación.

Artículo 3º.- Reemplácese la modificación del Plan de Inversiones 2009 – 2013, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 151-2012-OS/CD, en los términos siguientes: a) Incorporar las nuevas instalaciones que se resumen en los cuadros contenidos en el Anexo 2 de la presente resolución, b) Retirar los Elementos que ya no son requeridos y, c) Reprogramar Elementos para el Plan de Inversiones 2013-2017; todo lo anterior, consignado por Elemento, en el Anexo B del Informe Técnico Nº 0460-2012-GART.

Artículo 4º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano con su Anexo 1. Igualmente, deberá ser consignada junto con todos sus Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

JESUS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES 2013-2017

Cuadro 1.1.- Área de Demanda 1

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ENOSA	**112,9**	**210**	**57**
MAT			
Celdas			3
Transformación		50	1
AT			
Celdas			8
Líneas	112,9		3
Transformación		160	8
MT			
Celdas			31
Comp. Reactiva			3
ELECTROPERU	**0,0**	**30**	**4**
AT			
Celdas			2
Transformación		30	1
MT			
Celdas			1
Total Área de Demanda 1	**112,9**	**240**	**61**

[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. (...)

Cuadro 1.2.- Área de Demanda 2

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ENSA	**100,6**	**65**	**44**
MAT			
Celdas			3
Transformación		50	2
AT			
Celdas			16
Líneas	100,6		4
Transformación		15	1
MT			
Celdas			15
Comp. Reactiva			3
Total Área de Demanda 2	**100,6**	**65**	**44**

Cuadro 1.3.- Área de Demanda 3

Titulares	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
HIDRANDINA	**81,09**	**410**	**91**
MAT			
Celdas			5
Líneas	21,59		2
Transformación		290	9
AT			
Celdas			13
Líneas	59,50		5
Transformación		120	5
MT			
Celdas			51
Comp. Reactiva			1
MINEM	**20,00**	**0**	**7**
AT			
Celdas			2
Líneas	20,00		1
MT			
Celdas			3
Comp. Reactiva			1
MINEM*	**50,56**	**60**	**31**
MAT			
Celdas			9
Líneas	50,56		2
Transformación		60	2
MT			
Celdas			18
Total Área de Demanda 3	**151,65**	**470**	**129**

Cuadro 1.4.- Área de Demanda 4

Titulares	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTRO ORIENTE	**55,20**	**65**	**16**
MAT			
Celdas			2
Transformación		50	2
AT			
Celdas			7
Líneas	55,20		1
Transformación		15	1
MT			

Titulares	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celdas			3
Total Área de Demanda 4	**55,20**	**65**	**16**

Cuadro 1.5.- Área de Demanda 5

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
CONENHUA	0,0		**4**
MT			
Celdas	0,0		2
Comp. Reactiva	0,0		2
ELECTROCENTRO	**33,8**	**137**	**51**
MAT			
Celdas	0,0		3
Líneas	2,8		2
Transformación	0,0	65	2
AT			
Celdas	0,0		15
Líneas	31,0		2
Transformación	0,0	72	5
MT			
Celdas	0,0		22
MINEM	**275,0**	**118**	**21**
MAT			
Celdas	0,0		3
Líneas	90,0		1
Transformación	0,0	100	2
AT			
Celdas	0,0		7
Líneas	185,0		2
Transformación	0,0	18	3
MT			
Celdas			3
SN POWER	**18,8**		**2**
AT			
Celdas	0,0		**1**
Líneas	18,8		**1**
Total Área de Demanda 5	**327,6**	**255**	**78**

Cuadro 1.6.- Área de Demanda 6

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
CONENHUA	**0,3**	**50**	**12**
MAT			
Celdas	0,0		5
Líneas	0,3		1
Transformación	0,0	50	1
AT			
Celdas	0,0		3
MT			
Celdas	0,0		2
EDELNOR	**127,6**	**1 210**	**308**
MAT			
Celdas	0,0		20
Líneas	33,5		3
Transformación	0,0	660	4
AT			
Celdas	0,0		100
Líneas	94,1		23

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Transformación	0,0	550	16
MT			
Celdas	0,0		142
MINEM	0,0	**30**	**4**
MAT			
Celdas	0,0		1
Transformación	0,0	30	1
AT			
Celdas	0,0		1
MT			
Celdas	0,0		1
Total Área de Demanda 6	**127,9**	**1 290**	**324**

Cuadro 1.7.- Área de Demanda 7

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
EDECAÑETE	**16,1**	**50**	**22**
MAT			
Celdas	0,0		4
Transformación	0,0	25	1
AT			
Celdas	0,0		8
Líneas	16,1		2
Transformación	0,0	25	1
MT			
Celdas	0,0		6
LUZ DEL SUR	**97,0**	**780**	**115**
MAT			
Celdas	0,0		6
Líneas	10,3		2
Transformación	0,0	480	8
AT			
Celdas	0,0		27
Líneas	86,7		16
Transformación	0,0	300	22
MT			
Celdas	0,0		34
MINEM	**45,4**	**450**	**68**
MAT			
Celdas	0,0		20
Líneas	25,5		4
Transformación	0,0	450	7
AT			
Celdas	0,0		13
Líneas	19,9		6
MT			
Celdas	0,0		18
Total Área de Demanda 7	**158,5**	**1 280**	**205**

Cuadro 1.8.- Área de Demanda 8

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ADINELSA			**2**
MT			
Celda			1
Comp. Reactiva			1
ELECTRODUNAS		**40**	**25**
AT			

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celda			2
Transformación		40	1
MT			
Celda			19
Comp. Reactiva			3
SEAL	**85,0**	**20**	**8**
AT			
Celda			2
Línea	85,0		1
Transformación		20	1
MT			
Celda			4
COELVISAC			1
MT			
Celda			1
MINEM	**150,8**	**250**	**38**
MAT			
Celda			6
Línea	12,0		2
Transformación		250	3
AT			
Celda			15
Línea	138,8		12
Total Área de Demanda 8	**235,8**	**310**	**74**

Cuadro 1.9.- Área de Demanda 9

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
SEAL	**202,3**	**457**	**160**
MAT			
Celda			11
Línea	50,0		1
Transformación		290	5
AT			
Celda			38
Línea	152,3		12
Transformación		167	9
MT			
Celda			77
Comp. Reactiva			7
ELECTROSUR	**22,7**		**1**
AT			
Línea	22,7		1
MINEM	**10,4**	**80**	**17**
MAT			
Celda			3
Línea	10,4		2
Transformación		80	**1**
AT			
Celda			**11**
Total Área de Demanda 9	**235,4**	**537**	**178**

Cuadro 1.10.- Área de Demanda 10

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELSE	**88,0**	**99**	**18**
MAT			
Celda			1

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Línea			
Transformación		60	2
AT			
Celda			3
Línea	88,0		1
Transformación		39	3
MT			
Celda			8
EGEMSA		**30**	**4**
MAT			
Transformación		30	1
MT			
Celda			2
Comp. Reactiva			1
Total Área de Demanda 10	**88,0**	**129**	**22**

Cuadro 1.11.- Área de Demanda 11

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROPUNO	**2,0**	**25**	**10**
AT			
Celda			3
Línea	2,0		1
Transformación		25	1
MT			
Celda			5
Total Área de Demanda 11	**2,0**	**25**	**10**

Cuadro 1.12.- Área de Demanda 12

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROSUR	**1,0**	**25**	**10**
MAT			
Celda			3
Línea	1,0		1
Transformación		25	1
MT			
Celda			5
Total Área de Demanda 12	**1,0**	**25**	**10**

Cuadro 1.13.- Área de Demanda 13

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROSUR	**29,3**	**41**	**43**
AT			
Celda			14
Línea	29,3		3
Transformación		41	4
MT			
Celda			21
Comp. Reactiva			1
MINEM	**124,5**	**60**	**7**
MAT			
Celda			4
Línea	124,5		1
Transformación		60	1

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
AT			
Celda			1
Total Área de Demanda 13	**153,8**	**101**	**50**

Cuadro 1.14.- Área de Demanda 14

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROUCAYALI	**13,74**	**-**	**3**
AT			
Celda			1
Línea	13,74		2
MINEM		**115**	**8**
MAT			
Celda			3
Transformación		115	2
AT			
Celda			1
MT			
Celda			**2**
Total Área de Demanda 14	**13,74**	**115**	**11**

ANEXO 2

INCORPORACIONES AL PLAN DE INVERSIONES 2009-2013

Cuadro 2.1.- Área de Demanda 1

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ENOSA			**10**
MT			
Celdas			7
Comp. Reactiva			3
Total Área de Demanda 1			**10**

Cuadro 2.2.- Área de Demanda 2

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ENSA		**34,0**	**12**
AT			
Celdas			2
Transformación		34,0	2
MT			
Celdas			8
Total Área de Demanda 2		**34,0**	**12**

Cuadro 2.3.- Área de Demanda 3

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
HIDRANDINA		**105**	**14**
MAT			
Celdas			4
Transformación		75	1
AT			
Celdas			2

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Transformación		30	3
MT			
Celdas			4
Total Área de Demanda 3		**105**	**14**

Cuadro 2.4.- Área de Demanda 4

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTRO ORIENTE		**15**	**12**
MAT			
Celdas			2
Transformación		15	1
Comp. Reactiva			1
MT			
Celdas			12
Comp. Reactiva			11
Total Área de Demanda 4		**15**	**27**

Cuadro 2.5.- Área de Demanda 5

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROCENTRO	**15,1**	**10**	**23**
AT			
Celdas	0,0		11
Líneas	15,1		2
Transformación	0,0	10	1
MT			
Celdas	0,0		6
Comp. Reactiva	0,0		3
Total Área de Demanda 5	**15,1**	**10**	**23**

Cuadro 2.6.- Área de Demanda 6

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
EDELNOR	0,0		**34**
MAT			
Celdas	0,0		2
AT			
Celdas	0,0		2
MT			
Celdas	0,0		30
Total Área de Demanda 6	0,0		**34**

Cuadro 2.7.- Área de Demanda 7

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
LUZ DEL SUR	0,0	**180**	**15**
MAT			
Transformación	0,0	180	1
AT			
Celdas	0,0		3
Transformación	0,0		3
MT			
Celdas	0,0		8
Total Área de Demanda 7	0,0	**180**	**15**

Cuadro 2.8.- Área de Demanda 8

Titular	Longitud de Línea (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTRODUNAS		**60**	**4**
AT			
Transformación		60	2
MT			
Celda			2
Total Área de Demanda 8		**60**	**4**

Cuadro 2.9.- Área de Demanda 9

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
SEAL		**25**	**8**
AT			
Celdas			3
Transformación		25	1
MT			
Celdas			4
Total Área de Demanda 9		**25**	**8**

Cuadro 2.10.- Área de Demanda 13

Titular	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTROSUR		**25**	**1**
AT			
Celda			
Línea			
Transformación		25	1
Total Área de Demanda 13		**25**	**1**

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 218-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

Con fecha 01 de agosto de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución 168"), mediante la cual se aprobó el cálculo del Precio a Nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias. Es contra la Resolución 168 que Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A.- ELECTRONORTE S.A. (en adelante "ELECTRONORTE"), ha presentado recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante la Resolución 168, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 01 de agosto de 2012, se aprobó el cálculo del Precio a nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias;

Que, con fecha 22 de agosto de 2012, ELECTRONORTE interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 168.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio concreto de ELECTRONORTE, es que OSINERGMIN reformule el contenido de la RESOLUCIÓN de conformidad a sus argumentos y sustentos presentados, de acuerdo a los siguientes extremos:

2.1 CORREGIR ERRORES EN LA INFORMACIÓN DE PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LICITACIONES DE EDELNOR Y LUZ DEL SUR

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRONORTE señala que las empresas concesionarias de distribución eléctrica EDELNOR y LUZ DEL SUR deben declarar por qué durante los meses de mayo 2012 y marzo 2012, respectivamente, la composición de la energía proveniente de licitaciones ha aumentado considerablemente con respecto a los distintos meses dentro del periodo febrero a mayo como describe en el Cuadro Nº 1 de su recurso.

Que, ELECTRONORTE señala que en el caso de EDELNOR, la energía facturada por el suministrador EDEGEL muestra una mayor participación de la energía facturada con licitaciones como describe en el Cuadro Nº 2 de su recurso.

Que, ELECTRONORTE agrega que se presenta similar situación con la información de la empresa LUZ DEL SUR durante el mes de mayo, motivo por lo cual también solicita verificar y validar la información correspondiente.

Que, finalmente, presenta el Cuadro Nº 3 en el cual ELECTRONORTE observa que las potencias contratadas por licitación se mantienen constantes durante el periodo mencionado, motivo por lo cual ELECTRONORTE considera que la energía asociada debería registrar el mismo comportamiento dado que el factor de carga de las empresas concesionarias de distribución electricidad es casi constante, característica propia para estos tipos de empresas.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en atención a lo señalado por ELECTRONORTE, se revisó la hoja de cálculo correspondiente y verificó que la información EDELNOR y LUZ DEL SUR considerada en los cálculos del PNG, correspondía a lo estrictamente reportado por dichas empresas. Sin embargo, a fin de obtener la razón, explicación y sustento de EDELNOR y LUZ DEL SUR, mediante Oficio Nº 0650-2012-GART dirigido a EDELNOR y Oficio Nº 0651-2012-GART dirigido a LUZ DEL SUR, se solicitó a dichas empresas la explicación del caso;

Que, posteriormente, en atención a nuestro oficio, mediante carta Nº GC-12-211 de fecha 05 de setiembre de 2012, la empresa LUZ DEL SUR ha afirmado que es correcta su información remitida mediante formatos COMP-1, correspondiente a sus compras de potencia y energía para el mercado regulado por los meses de febrero y marzo del presente año. Asimismo, agrega que la participación de las compras de energía para el mercado regulado provenientes de licitaciones, respecto de la energía total comprada para dicho mercado, se incrementó de 71,2% a 79,1% como consecuencia del incremento de la potencia contratada de contratos de licitaciones en una cantidad de 35MW y de la reducción de 95 MW en la potencia contratada de contratos sin licitación, ambos de marzo 2012 con respecto a febrero del mismo año;

Que, asimismo, EDELNOR en respuesta a nuestro oficio, mediante carta Nº GTyGE-207-12, señala que efectivamente ocurrió en el mes de mayo de 2012 un incremento significativo en la participación de contratos provenientes de licitaciones, lo cual señala que ocurre pro la variación de las potencias contratadas con sus proveedores de electricidad. Asimismo, informa que la información presentada en el cuadro Nº 3 del recurso de ELECTRONORTE coincide con la información reportada por EDELNOR; sin embargo, observa que los valores de potencia contratada del cuadro Nº 3 del recurso de ELECTRONORTE no coincide con su información reportada a OSINERGMIN;

Que, en consecuencia, debido a que:

i) La información de compras de energía de EDELNOR y LUZ DEL SUR utilizada en los cálculos del PNG es conforme a la información proporcionada por dichos concesionarios;

ii) LUZ DEL SUR mediante carta Nº GC-12-211 y EDELNOR mediante carta Nº GTyGE-207-12 han corroborado su información y descrito las razones por las cuales se observan los cambios observados por ELECTRONORTE.

iii) ELECTRONORTE no ha sustentado el supuesto error en la calificación del comportamiento del mercado de EDELNOR y LUZ DEL SUR.

No se advierten los errores de información señalados por ELECTRONORTE en su recurso.

2.1.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTRONORTE debe declararse infundado en este extremo.

2.2 CORREGIR FACTOR DE CARGA UTILIZADO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS PRECIOS DE LICITACIONES, PRECIOS EN BARRA Y PRECIO A NIVEL DE GENERACIÓN

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRONORTE observa que para el cálculo de las diferencias estimadas entre el monto facturado eficiente menos el monto facturado real de los meses de junio y julio, ha verificado que existe un error en el número de días consignados para los meses de mayo, junio y julio. ELECTRONORTE indica que el cálculo ha asignado 29 días a cada uno de los meses citados.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por ELECTRONORTE, se revisó la hoja de cálculo “L6 Liquidacion y Transferencia Saldos Acumulados Feb12-May12.xlsx” y sus resultados. Luego de dicha revisión, se ha verificado que se debe

corregir el número de días utilizado para determinar el factor de carga de los meses de mayo, junio y julio 2012. Es del caso señalar que el factor de carga se utiliza para determinar precios medios de compra de licitaciones, precios medios en barra y del PNG que finalmente servirán para estimar las diferencias proyectadas entre el Monto Facturado Eficiente y el Monto Facturado Real de los meses de Junio y Julio. Estas estimaciones serán siempre corregidas en la siguiente revisión del PNG tal y como indica el procedimiento respectivo.

2.2.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTRONORTE debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en el Cuadro Nº 7 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

Que, al respecto, como consecuencia de lo señalado en el numeral 2.2.1 y 2.2.2, no obstante que se debe corregir los Saldos Ejecutados Acumulados a julio de 2012 contenidos en el Informe Nº 0295-2012-GART, ello no debiera ocasionar refacturaciones por las transferencias ordenadas para los meses de agosto a octubre de 2012, sino que las diferencias identificadas se deben incorporar como parte del cálculo del Precio a Nivel Generación y las transferencias por el Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN correspondiente al periodo noviembre 2012 – enero 2013. En dicha oportunidad al incluirse los montos detallados en el Informe Nº 0229-2012-GART en las liquidaciones se subsanará la omisión ocasionada en las transferencias publicadas en la Resolución 078. Cabe señalar que la modificación del Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012, como consecuencia del recalculo señalado, no ha originado modificación de los resultados del Precio a Nivel Generación señalados en el cuadro Nº 12 del informe Nº 0295-2012-GART;

Que, por tanto, el recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes Nº 444-2012-GART y Nº 0425-2012-GART, elaborados por la Asesoría Legal Interna y la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los mismos que contienen la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3º, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, así como en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A.- ELECTRONORTE S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incluir en la determinación de los Saldos ejecutados Acumulados correspondiente al cálculo de los Precios a Nivel Generación aplicable al periodo noviembre 2012 – enero 2013 los montos indicados en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 1

Empresa	Nuevos Soles
Adinelsa	121
Chavimochic	-39
Coelvisac	-39
Edecañete	-143
Edelnor	-335
Egepsa	255
Electro Dunas	354
Electro Oriente	-425
Electro Puno	-339
Electro Sur Este	-489
Electro Tocache	-14
Electro Ucayali	-175
Electrocentro	20,979
Electronoroeste	-686
Electronorte	-612
Electrosur	-358
Emsemsa	-10
Emseusa	-38
Hidrandina	9,845
Luz del Sur	-734
Seal	-831
Sersa	-8

Artículo 3º.- Incorpórese los Informes Nº 444-2012-GART y Nº 0425-2012-GART como Anexos de la presente Resolución.

Artículo 4º.- 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.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 219-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

Con fecha 01 de agosto de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución 168"), mediante la cual se aprobó el cálculo del Precio a Nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias. Es contra la Resolución 168 que Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A.- ELECTRONOROESTE S.A. (en adelante "ELECTRONOROESTE"), ha presentado recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante la Resolución 168, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 01 de agosto de 2012, se aprobó el cálculo del Precio a nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias;

Que, con fecha 22 de agosto de 2012, ELECTRONOROESTE interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 168.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio concreto de ELECTRONOROESTE, es que OSINERGMIN reformule el contenido de la RESOLUCIÓN de conformidad a sus argumentos y sustentos presentados, de acuerdo a los siguientes extremos:

2.1 CORREGIR ERRORES EN LA INFORMACIÓN DE PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LICITACIONES DE EDELNOR Y LUZ DEL SUR

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRONOROESTE señala que las empresas concesionarias de distribución eléctrica EDELNOR y LUZ DEL SUR deben declarar por qué durante los meses de mayo 2012 y marzo 2012, respectivamente, la composición de la energía proveniente de licitaciones ha aumentado considerablemente con respecto a los distintos meses dentro del periodo febrero a mayo como describe en el Cuadro Nº 1 de su recurso.

Que, ELECTRONOROESTE señala que en el caso de EDELNOR, la energía facturada por el suministrador EDEGEL muestra una mayor participación de la energía facturada con licitaciones como describe en el Cuadro Nº 2 de su recurso.

Que, ELECTRONOROESTE agrega que se presenta similar situación con la información de la empresa LUZ DEL SUR durante el mes de mayo, motivo por lo cual también solicita verificar y validar la información correspondiente.

Que, finalmente, presenta el Cuadro Nº 3 en el cual ELECTRONOROESTE observa que las potencias contratadas por licitación se mantienen constantes durante el periodo mencionado, motivo por lo cual ELECTRONOROESTE considera que la energía asociada debería registrar el mismo comportamiento dado que el factor de carga de las empresas concesionarias de distribución electricidad es casi constante, característica propia para estos tipos de empresas.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en atención a lo señalado por ELECTRONOROESTE, se revisó la hoja de cálculo correspondiente y verificó que la información EDELNOR y LUZ DEL SUR considerada en los cálculos del PNG, correspondía a lo estrictamente reportado por dichas empresas. Sin embargo, a fin de obtener la razón, explicación y sustento de EDELNOR y LUZ DEL SUR, mediante Oficio Nº 0650-2012-GART dirigido a EDELNOR y Oficio Nº 0651-2012-GART dirigido a LUZ DEL SUR, se solicitó a dichas empresas la explicación del caso;

Que, posteriormente, en atención a nuestro oficio, mediante carta Nº GC-12-211 de fecha 05 de setiembre de 2012, la empresa LUZ DEL SUR ha afirmado que es correcta su información remitida mediante formatos COMP-1, correspondiente a sus compras de potencia y energía para el mercado regulado por los meses de febrero y marzo del presente año. Asimismo, agrega que la participación de las compras de energía para el mercado regulado provenientes de licitaciones, respecto de la energía total comprada para dicho mercado, se incrementó de 71,2% a 79,1% como consecuencia del incremento de la potencia contratada de contratos de licitaciones en una cantidad de 35MW y de la reducción de 95 MW en la potencia contratada de contratos sin licitación, ambos de marzo 2012 con respecto a febrero del mismo año;

Que, asimismo, EDELNOR en respuesta a nuestro oficio, mediante carta Nº GTyGE-207-12, señala que efectivamente ocurrió en el mes de mayo de 2012 un incremento significativo en la participación de contratos provenientes de licitaciones, lo cual señala que ocurre pro la variación de las potencias contratadas con sus proveedores de electricidad. Asimismo, informa que la información presentada en el cuadro Nº 3 del recurso de ELECTRONOROESTE coincide con la información reportada por EDELNOR; sin embargo, observa que los valores de potencia contratada del cuadro Nº 3 del recurso de ELECTRONOROESTE no coincide con su información reportada a OSINERGMIN;

Que, en consecuencia, debido a que:

i) La información de compras de energía de EDELNOR y LUZ DEL SUR utilizada en los cálculos del PNG es conforme a la información proporcionada por dichos concesionarios;

ii) LUZ DEL SUR mediante carta Nº GC-12-211 y EDELNOR mediante carta Nº GTyGE-207-12 han corroborado su información y descrito las razones por las cuales se observan los cambios observados por ELECTRONOROESTE.

iii) ELECTRONOROESTE no ha sustentado el supuesto error en la calificación del comportamiento del mercado de EDELNOR y LUZ DEL SUR.

No se advierten los errores de información señalados por ELECTRONOROESTE en su recurso.

2.1.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTRONOROESTE debe declararse infundado en este extremo.

2.2 CORREGIR FACTOR DE CARGA UTILIZADO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS PRECIOS DE LICITACIONES, PRECIOS EN BARRA Y PRECIO A NIVEL DE GENERACIÓN

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTRONOROESTE observa que para el cálculo de las diferencias estimadas entre el monto facturado eficiente menos el monto facturado real de los meses de junio y julio, ha verificado que existe un error en el número de días consignados para los meses de mayo, junio y julio. ELECTRONOROESTE indica que el cálculo ha asignado 29 días a cada uno de los meses citados.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por ELECTRONOROESTE, se revisó la hoja de cálculo “L6 Liquidacion y Transferencia Saldos Acumulados Feb12-May12.xlsx” y sus resultados. Luego de dicha revisión, se ha verificado que se debe corregir el número de días utilizado para determinar el factor de carga de los meses de mayo, junio y julio 2012. Es del caso señalar que el factor de carga se utiliza para determinar precios medios de compra de licitaciones, precios medios en barra y del PNG que finalmente servirán para estimar las diferencias proyectadas entre el Monto Facturado Eficiente y el Monto Facturado Real de los meses de Junio y Julio. Estas estimaciones serán siempre corregidas en la siguiente revisión del PNG tal y como indica el procedimiento respectivo.

2.2.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTRONOROESTE debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en el Cuadro Nº 7 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

Que, al respecto, como consecuencia de lo señalado en el numeral 2.2.1 y 2.2.2, no obstante que se debe corregir los Saldos Ejecutados Acumulados a julio de 2012 contenidos en el Informe Nº 0295-2012-GART, ello no debiera ocasionar refacturaciones por las transferencias ordenadas para los meses de agosto a octubre de 2012, sino que las diferencias identificadas se deben incorporar como parte del cálculo del Precio a Nivel Generación y las transferencias por el Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN correspondiente al periodo noviembre 2012 – enero 2013. En dicha oportunidad al incluirse los montos detallados en el Informe Nº 0229-2012-GART en las liquidaciones se subsanará la omisión ocasionada en las transferencias publicadas en la Resolución 078. Cabe señalar que la modificación del Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012, como consecuencia del recalculo señalado, no ha originado modificación de los resultados del Precio a Nivel Generación señalados en el cuadro Nº 12 del informe Nº 0295-2012-GART;

Que, por tanto, el recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes Nº 443-2012-GART y Nº 0426-2012-GART, elaborados por la Asesoría Legal Interna y la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia

Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los mismos que contienen la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3º, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, así como en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A.- ELECTRONOROESTE S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incluir en la determinación de los Saldos ejecutados Acumulados correspondiente al cálculo de los Precios a Nivel Generación aplicable al periodo noviembre 2012 – enero 2013 los montos indicados en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 1

Empresa	Nuevos Soles
Adinelsa	121
Chavimochic	-39
Coelvisac	-39
Edecañete	-143
Edelnor	-335
Egepsa	255
Electro Dunas	354
Electro Oriente	-425
Electro Puno	-339
Electro Sur Este	-489
Electro Tocache	-14
Electro Ucayali	-175
Electrocentro	20,979
Electronoroeste	-686
Electronorte	-612
Electrosur	-358
Emsemsa	-10
Emseusa	-38
Hidrandina	9,845
Luz del Sur	-734
Seal	-831
Sersa	-8

Artículo 3º.- Incorpórese los Informes Nº 443-2012-GART y Nº 0426-2012-GART como Anexos de la presente Resolución.

Artículo 4º.- 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.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 220-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

Con fecha 01 de agosto de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución 168"), mediante la cual se aprobó el cálculo del Precio a Nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias. Es contra la Resolución 168 que Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.- ELECTROCENTRO S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO"), ha presentado recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante la Resolución 168, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 01 de agosto de 2012, se aprobó el cálculo del Precio a nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias;

Que, con fecha 22 de agosto de 2012, ELECTROCENTRO interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 168.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio concreto de ELECTROCENTRO, es que OSINERGMIN reformule el contenido de la RESOLUCIÓN de conformidad a sus argumentos y sustentos presentados, de acuerdo a los siguientes extremos:

2.1 CORREGIR ERRORES EN LA INFORMACIÓN DE PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LICITACIONES DE EDELNOR Y LUZ DEL SUR

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO indica que las empresas concesionarias de distribución eléctrica EDELNOR y LUZ DEL SUR deben declarar por qué durante los meses de mayo 2012 y marzo 2012, respectivamente, la composición de la energía proveniente de licitaciones ha aumentado considerablemente con respecto a los distintos meses dentro del periodo febrero a mayo como describe en el Cuadro Nº 1 de su recurso;

Que, ELECTROCENTRO señala que en el caso de EDELNOR, la energía facturada por el suministrador EDEGEL muestra una mayor participación de la energía facturada con licitaciones como describe en el Cuadro Nº 2 de su recurso;

Que, ELECTROCENTRO agrega que se presenta similar situación con la información de la empresa LUZ DEL SUR durante el mes de mayo, motivo por lo cual también solicita verificar y validar la información correspondiente;

Que, finalmente, presenta en su recurso el Cuadro Nº 3 en donde observa que las potencias contratadas por licitación de EDELNOR Y LUZ DEL SUR se mantienen constantes durante el periodo abril – julio 2012, motivo por lo cual ELECTROCENTRO considera que la energía asociada a dichas potencias debería registrar el mismo comportamiento dado que el factor de carga de las empresas concesionarias de distribución electricidad es casi constante, característica propia para estos tipos de empresas.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en atención a lo señalado por ELECTROCENTRO, se revisó la hoja de cálculo correspondiente y verificó que la información EDELNOR y LUZ DEL SUR considerada en los cálculos del PNG, correspondía a lo estrictamente reportado por dichas empresas. Sin embargo, a fin de obtener la razón, explicación y sustento de EDELNOR y LUZ DEL SUR, mediante Oficio Nº 0650-2012-GART dirigido a EDELNOR y Oficio Nº 0651-2012-GART dirigido a LUZ DEL SUR, se solicitó a dichas empresas la explicación del caso;

Que, posteriormente, en atención a nuestro oficio, mediante carta Nº GC-12-211 de fecha 05 de setiembre de 2012, la empresa LUZ DEL SUR ha afirmado que es correcta su información remitida mediante formatos COMP-1, correspondiente a sus compras de potencia y energía para el mercado regulado por los meses de febrero y marzo del presente año. Asimismo, agrega que la participación de las compras de energía para el mercado regulado provenientes de licitaciones, respecto de la energía total comprada para dicho mercado, se incrementó de 71,2% a 79,1% como consecuencia del incremento de la potencia contratada de contratos de licitaciones en una cantidad de 35MW y de la reducción de 95 MW en la potencia contratada de contratos sin licitación, ambos de marzo 2012 con respecto a febrero del mismo año;

Que, asimismo, EDELNOR en respuesta a nuestro oficio, mediante carta Nº GTyGE-207-12, señala que efectivamente ocurrió en el mes de mayo de 2012 un incremento significativo en la participación de contratos provenientes de licitaciones, lo cual señala que ocurre pro la variación de las potencias contratadas con sus proveedores de electricidad. Asimismo, informa que la información presentada en el cuadro Nº 3 del recurso de ELECTROCENTRO coincide con la información reportada por EDELNOR; sin embargo, observa que los valores

de potencia contratada del cuadro Nº 3 del recurso de ELECTROCENTRO no coincide con su información reportada a OSINERGMIN;

Que, en consecuencia, debido a que:

i) La información de compras de energía de EDELNOR y LUZ DEL SUR utilizada en los cálculos del PNG es conforme a la información proporcionada por dichos concesionarios;

ii) LUZ DEL SUR mediante carta Nº GC-12-211 y EDELNOR mediante carta Nº GTyGE-207-12 han corroborado su información y descrito las razones por las cuales se observan los cambios observados por ELECTROCENTRO.

iii) ELECTROCENTRO no ha sustentado el supuesto error en la calificación del comportamiento del mercado de EDELNOR y LUZ DEL SUR.

No se advierten los errores de información señalados por ELECTROCENTRO en su recurso.

2.1.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTROCENTRO debe declararse infundado en este extremo.

2.2 CORREGIR FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS UTILIZADO

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO observa que en el cálculo de los precios medios equivalentes en Barra Lima, para el caso de las compras en MT del sistema eléctrico Yaupi, cuya barra de referencia es Oroya Nueva 50 kV, se utilizan factores de pérdidas de transmisión acumulada en media tensión, el cual incluye las pérdidas en transmisión y transformación en Muy Alta Tensión.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por ELECTROCENTRO, se ha verificado que a fin de determinar el precio medio equivalente en Barra Lima de las compras de energía del sistema Yaupi se consideraron factores de pérdidas de potencia y energía acumulados desde el nivel de MAT hasta MT; sin embargo, el pliego tarifario de dicho sistema eléctrico, cuya barra de referencia se encuentran en el nivel de AT, considera factores de perdidas medias de potencia y energía acumulados únicamente desde AT hasta MT. En consecuencia, corresponde corregir los factores de pérdidas medias de potencia y energía de dicho sistema.

2.2.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTROCENTRO debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en los cuadros Nº 2 y Nº 6 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

2.3 CORREGIR FACTOR DE CARGA UTILIZADO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS PRECIOS DE LICITACIONES, PRECIOS EN BARRA Y PRECIO A NIVEL DE GENERACIÓN

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO observa que para el cálculo de las diferencias estimadas entre el monto facturado eficiente menos el monto facturado real de los meses de junio y julio, ha verificado que existe un error en el número de días consignados para los meses de mayo, junio y julio. ELECTROCENTRO indica que el cálculo ha asignado 29 días a cada uno de los meses citados.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por ELECTROCENTRO, se revisó la hoja de cálculo “L6 Liquidacion y Transferencia Saldos Acumulados Feb12-May12.xlsx” y sus resultados. Luego de dicha revisión, se ha verificado que se debe corregir el número de días utilizado para determinar el factor de carga de los meses de mayo, junio y julio 2012. Es del caso señalar que el factor de carga se utiliza para determinar precios medios de compra de licitaciones, precios medios en barra y del PNG que finalmente servirán para estimar las diferencias proyectadas entre el Monto Facturado Eficiente y el Monto Facturado Real de los meses de Junio y Julio. Estas estimaciones serán siempre corregidas en la siguiente revisión del PNG tal y como indica el procedimiento respectivo.

2.3.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de ELECTROCENTRO debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en los cuadros Nº 7 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012;

Que, al respecto, como consecuencia de lo señalado en el numeral 2.2.1 y 2.2.2, no obstante que se debe corregir los Saldos Ejecutados Acumulados a julio de 2012 contenidos en el Informe Nº 0295-2012-GART, ello no debiera ocasionar refacturaciones por las transferencias ordenadas para los meses de agosto a octubre de 2012, sino que las diferencias identificadas se deben incorporar como parte del cálculo del Precio a Nivel Generación y las transferencias por el Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN correspondiente

al periodo noviembre 2012 – enero 2013. En dicha oportunidad al incluirse los montos detallados en el Informe Nº 0229-2012-GART en las liquidaciones se subsanará la omisión ocasionada en las transferencias publicadas en la Resolución 078. Cabe señalar que la modificación del Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012, como consecuencia del recalculo señalado, no ha originado modificación de los resultados del Precio a Nivel Generación señalados en el cuadro Nº 12 del informe Nº 0295-2012-GART;

Que, por tanto, el recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes Nº 447-2012-GART y Nº 0427-2012-GART, elaborados por la Asesoría Legal Interna y la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los mismos que contienen la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3º, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, así como en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.- ELECTROCENTRO S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incluir en la determinación de los Saldos ejecutados Acumulados correspondiente al cálculo de los Precios a Nivel Generación aplicable al periodo noviembre 2012 – enero 2013 los montos indicados en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 1

Empresa	Nuevos Soles
Adinelsa	121
Chavimochic	-39
Coelvisac	-39
Edecañete	-143
Edelnor	-335
Egepsa	255
Electro Dunas	354
Electro Oriente	-425
Electro Puno	-339
Electro Sur Este	-489
Electro Tocache	-14
Electro Ucayali	-175
Electrocentro	20,979
Electronoroeste	-686
Electronorte	-612
Electrosur	-358
Emsemsa	-10
Emseusa	-38
Hidrandina	9,845
Luz del Sur	-734
Seal	-831
Sersa	-8

Artículo 3º.- Incorpórese los Informes Nº 447-2012-GART y Nº 0427-2012-GART como Anexos de la presente Resolución.

Artículo 4º.- 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.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 221-2012-OS/CD

Lima, 24 de setiembre de 2012

Con fecha 01 de agosto de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), publicó la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución 168"), mediante la cual se aprobó el cálculo del Precio a Nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias. Es contra la Resolución 168 que Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A.- HIDRANDINA S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), ha presentado recurso de reconsideración, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante la Resolución 168, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 01 de agosto de 2012, se aprobó el cálculo del Precio a nivel Generación de las subestaciones base para la determinación de las tarifas máximas de los usuarios regulados del SEIN y su fórmula de reajuste, aplicables en el período agosto – octubre 2012 y su Programa Trimestral de Transferencias;

Que, con fecha 22 de agosto de 2012, HIDRANDINA interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 168;

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio concreto de HIDRANDINA, es que OSINERGMIN reformule el contenido de la RESOLUCIÓN de conformidad a sus argumentos y sustentos presentados, de acuerdo a los siguientes extremos:

2.1 CORREGIR ERRORES EN LA INFORMACIÓN DE PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LICITACIONES DE EDELNOR Y LUZ DEL SUR

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, HIDRANDINA indica que las empresas concesionarias de distribución eléctrica EDELNOR y LUZ DEL SUR deben declarar porqué durante los meses de mayo 2012 y marzo 2012, respectivamente, la composición de la energía proveniente de licitaciones ha aumentado considerablemente con respecto a los distintos meses dentro del periodo febrero a mayo como describe en el Cuadro Nº 2 de su recurso.

Que, HIDRANDINA señala que en el caso de EDELNOR, la energía facturada por el suministrador EDEGEL muestra una mayor participación de la energía facturada con licitaciones como describe en el Cuadro Nº 3 de su recurso.

Que, HIDRANDINA agrega que se presenta similar situación con la información de la empresa LUZ DEL SUR durante el mes de mayo, motivo por lo cual también solicita verificar y validar la información correspondiente.

Que, finalmente, presenta en su recurso el Cuadro Nº 4 en donde observa que las potencias contratadas por licitación de EDELNOR y LUZ DEL SUR se mantienen constantes durante el periodo abril – julio 2012, motivo por lo cual HIDRANDINA considera que la energía asociada a dichas potencias debería registrar el mismo comportamiento dado que el factor de carga de las empresas concesionarias de distribución electricidad es casi constante, característica propia para estos tipos de empresas.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en atención a lo señalado por HIDRANDINA, se revisó la hoja de cálculo correspondiente y verificó que la información EDELNOR y LUZ DEL SUR considerada en los cálculos del PNG, correspondía a lo estrictamente reportado por dichas empresas. Sin embargo, a fin de obtener la razón, explicación y sustento de EDELNOR y LUZ DEL SUR, mediante Oficio Nº 0650-2012-GART dirigido a EDELNOR y Oficio Nº 0651-2012-GART dirigido a LUZ DEL SUR, se solicitó a dichas empresas la explicación del caso.

Que, posteriormente, en atención a nuestro oficio, mediante carta Nº GC-12-211 de fecha 05 de setiembre de 2012, la empresa LUZ DEL SUR ha afirmado que es correcta su información remitida mediante formatos COMP-1, correspondiente a sus compras de potencia y energía para el mercado regulado por los meses de febrero y marzo del presente año. Asimismo, agrega que incremento de la participación de las compras de energía para el mercado regulado provenientes de licitaciones respecto de la energía total comprada para dicho mercado se incrementó de 71,2% a 79,1% como consecuencia del incremento de la potencia contratada de contratos de licitaciones en una cantidad de 35MW y de la reducción de 95 MW en la potencia contratada de contratos sin licitación, ambos de marzo 2012 con respecto a febrero del mismo año.

Que, asimismo, EDELNOR en respuesta a nuestro oficio, mediante carta Nº GTyGE-207-12, señala que efectivamente ocurrió en el mes de mayo de 2012 un incremento significativo en la participación de contratos provenientes de licitaciones, lo cual señala que ocurre pro la variación de las potencias contratadas con sus proveedores de electricidad. Asimismo, informa que la información presentada en el Cuadro Nº 3 del recurso de HIDRANDINA coincide con la información reportada por EDELNOR; sin embargo, observa que los valores de potencia contratada del cuadro Nº 4 del recurso de HIDRANDINA no coincide con su información reportada a OSINERGMIN.

Que, en consecuencia, debido a que:

i) La información de compras de energía de EDELNOR y LUZ DEL SUR utilizada en los cálculos del PNG es conforme a la información proporcionada por dichos concesionarios;

ii) LUZ DEL SUR mediante carta Nº GC-12-211 y EDELNOR mediante carta Nº GTyGE-207-12 han corroborado su información y descrito las razones por las cuales se observan los cambios observados por HIDRANDINA.

iii) HIDRANDINA no ha sustentado el supuesto error en la calificación del comportamiento del mercado de EDELNOR y LUZ DEL SUR.

No se advierten los errores de información señalados por HIDRANDINA en su recurso.

2.1.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de HIDRANDINA debe declararse infundado en este extremo.

2.2 CORREGIR FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS UTILIZADO

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, HIDRANDINA observa que en el cálculo de los precios medios equivalentes en Barra Lima, para el caso de las compras en MT de HIDRANDINA en la barra Guadalupe 10 kV, cuya barra de referencia es Guadalupe 60 kV, se utilizan factores de pérdidas de transmisión acumulada en media tensión, el cual incluye las pérdidas en transmisión y transformación en Muy Alta Tensión.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por HIDRANDINA, se ha verificado que a fin de determinar el precio medio equivalente en Barra Lima de las compras de energía en la barra Guadalupe 10 kV se consideraron factores de pérdidas de potencia y energía acumulados desde el nivel de MAT hasta MT; sin embargo, el pliego tarifario de dicho sistema eléctrico, cuya barra de referencia se encuentran en el nivel de AT, considera factores de perdidas medias de potencia y energía acumulados únicamente desde AT hasta MT. En consecuencia, corresponde corregir los factores de pérdidas medias de potencia y energía de dicho sistema.

2.2.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de HIDRANDINA debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en los cuadros Nº 2 y Nº 6 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

2.3 CORREGIR DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA FACTURADA Y REFLEJADA EN BARRA LIMA

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, HIDRANDINA observa que los datos de potencia y energía facturada reflejada en Barra Lima, contenidos en el formato COMP-1 del mes de mayo 2012, no corresponden con los datos utilizados en el cálculo de los saldos ejecutados acumulados para el mes de mayo. En tal sentido solicita que se corrijan dichos valores de HIDRANDINA conforme indica en el Cuadro Nº 1 de su recurso.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por HIDRANDINA, se ha verificado que en efecto corresponde corregir la información indicada. Además, si bien resulta fundado el requerimiento de corregir los datos de potencia y energía facturada y reflejada en Barra Lima del formato COMP-1 del mes de mayo, no corresponde reconocer los valores propuestos por HIDRANDINA en su recurso, debido a la incorporación de las modificaciones solicitadas en otros extremos del petitorio.

2.3.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de HIDRANDINA debe declararse fundado en parte en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en el cuadro Nº 7 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

2.4 CORREGIR FACTOR DE CARGA UTILIZADO PARA LA PONDERACIÓN DE LOS PRECIOS DE LICITACIONES, PRECIOS EN BARRA Y PRECIO A NIVEL DE GENERACIÓN

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, HIDRANDINA observa que para el cálculo de las diferencias estimadas entre el monto facturado eficiente menos el monto facturado real de los meses de junio y julio, ha verificado que existe un error en el número de días consignados para los meses de mayo, junio y julio. HIDRANDINA indica que el cálculo ha asignado 29 días a cada uno de los meses citados.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en relación a lo señalado por HIDRANDINA, se revisó la hoja de cálculo “L6 Liquidacion y Transferencia Saldos Acumulados Feb12-May12.xlsx” y sus resultados. Luego de dicha revisión, se ha verificado que se debe corregir el número de días utilizado para determinar el factor de carga de los meses de mayo, junio y julio 2012. Es del caso señalar que el factor de carga se utiliza para determinar precios medios de compra de licitaciones, precios medios en barra y del PNG que finalmente servirán para estimar las diferencias proyectadas entre el Monto Facturado Eficiente y el Monto Facturado Real de los meses de Junio y Julio. Estas estimaciones serán siempre corregidas en la siguiente revisión del PNG tal y como indica el procedimiento respectivo.

2.4.3 CONCLUSIÓN

Que, por lo anterior, el recurso de reconsideración de HIDRANDINA debe declararse fundado en este extremo, correspondiendo la modificación de los montos consignados en el cuadro Nº 7 del Informe Nº 0295-2012-GART y toda la información que se derive hasta determinar el Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012.

Que, al respecto, como consecuencia de lo señalado en el numeral 2.2.1 y 2.2.2, no obstante que se debe corregir los Saldos Ejecutados Acumulados a julio de 2012 contenidos en el Informe Nº 0295-2012-GART, ello no debiera ocasionar refacturaciones por las transferencias ordenadas para los meses de agosto a octubre de 2012, sino que las diferencias identificadas se deben incorporar como parte del cálculo del Precio a Nivel Generación y las transferencias por el Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN correspondiente al periodo noviembre 2012 – enero 2013. En dicha oportunidad al incluirse los montos detallados en el Informe Nº 0229-2012-GART en las liquidaciones se subsanará la omisión ocasionada en las transferencias publicadas en la Resolución 078. Cabe señalar que la modificación del Saldo Ejecutado Acumulado a julio de 2012, como consecuencia del recalculo señalado, no ha originado modificación de los resultados del Precio a Nivel Generación señalados en el cuadro Nº 12 del informe Nº 0295-2012-GART;

Que, por tanto, el recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes Nº 451-2012-GART y Nº 0428-2012-GART, elaborados por la Asesoría Legal Interna y la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, los mismos que contienen la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3º, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM, en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, así como en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado en parte el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A.- HIDRANDINA S.A., contra la Resolución OSINERGMIN Nº 168-2012-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 y 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Incluir en la determinación de los Saldos ejecutados Acumulados correspondiente al cálculo de los Precios a Nivel Generación aplicable al periodo noviembre 2012 – enero 2013 los montos indicados en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 1

Empresa	Nuevos Soles
Adinelsa	121
Chavimochic	-39
Coelvisac	-39
Edecañete	-143
Edelnor	-335
Egepsa	255
Electro Dunas	354
Electro Oriente	-425
Electro Puno	-339
Electro Sur Este	-489
Electro Tocache	-14
Electro Ucayali	-175
Electrocentro	20,979
Electronoroeste	-686
Electronorte	-612
Electrosur	-358
Emsemsa	-10
Emseusa	-38
Hidrandina	9,845
Luz del Sur	-734
Seal	-831
Sersa	-8

Artículo 3º.- Incorpórese los Informes Nº 451-2012-GART y Nº 0428-2012-GART como Anexos de la presente Resolución.

Artículo 4º.- 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.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

845930-1