

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 182-2020-OS/CD**

Lima, 29 de octubre de 2020

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 28 de agosto de 2020, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante “Osinergmin”), publicó la Resolución N° 126-2020-OS/CD, que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, con fecha 18 de setiembre de 2020, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.- ELECTROCENTRO S.A. (en adelante “ELECTROCENTRO”), dentro del término de ley, interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

1. ANTECEDENTES

Que, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley N° 28832, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias;

Que, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT (en adelante “Norma Tarifas”), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD, se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT, así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones;

Que, con Resolución N° 126-2020-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, el 18 de setiembre de 2020 la empresa ELECTROCENTRO ha presentado recurso de reconsideración impugnando la Resolución N° 126-2020-OS/CD (en adelante “RESOLUCIÓN”);

Que, conforme al procedimiento señalado anteriormente, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar, hasta el 16 de octubre de 2020, opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por Osinergmin; dentro del plazo señalado la empresa Unión Andina de Cementos S.A.A. (UNACEM) ha presentado opiniones relacionada con el recurso impugnativo de ELECTROCENTRO.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, el petitorio del recurso de ELECTROCENTRO comprende los siguientes extremos:

1. Aprobar la interconexión de las SETs Orcotuna, Chupaca, Parque Industrial en 60 kV.
2. Aprobar la ampliación de la SET Concepción con transformador de 60/33/13,2 kV, para su interconexión con la CH Ingenio en 33 kV.
3. Aprobar para la SET AT/MT Matapa: a) dos celdas de transformador; y b) un nuevo transformador 33/10 kV de 1 MVA.
4. Implementar 02 celdas de línea en la Derivacion Puntayacu y 01 celda de línea en la estructura 3 de la salida de la CH Huasahuasi.
5. Que la línea Runatullo Satipo, aprobado en 138 kV, se implemente para un nivel de tensión de 220 kV.

2.1 APROBAR LA INTERCONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES ORCOTUNA, CHUPACA, PARQUE INDUSTRIAL EN 60 KV

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO señala que, en los Planes de Inversión anteriores, el problema de contingencia N-1 se ha resuelto con la implementación de la LT Orcotuna – Parque Industrial, sin embargo, para el presente periodo de planeamiento 2021 – 2025 (y en el mediano plazo 2021 -2030), aun cuando se cuenta con dos fuentes de alimentación del SEIN (SET's Orcotuna y Huayucachi), el sistema de transmisión no son suficientes para garantizar la continuidad del servicio en condiciones de contingencia N-1 (ausencia de una fuente de alimentación), principalmente ante la salida de servicio de la SET Huayucachi, puesto que, en esta condición, toda la demanda debería ser atendida por la LT 60 kV Orcotuna – Parque Industrial con conductor AAAC de 240 mm²; para tal efecto, muestra el cuadro con la demanda que cubrirá el sistema en anillo LT Orcotuna – Chupaca – Parque Industrial;

Que, agrega que, la demanda que cubrirá el anillo Orcotuna – Chupaca – Parque Industrial es mayor a los 30 MW a partir del año 2024, en ese sentido se cumple las condiciones para la contingencia bajo el criterio N-1, y con el fin de resolver la problemática expuesta se requiere implementar la LT Orcotuna – Chupaca – Parque Industrial, en dos etapas;

Que, en la primera etapa se implementará la línea Orcotuna – Chupaca en 60 kV de 9,8 km; esta línea estará emplazada sobre terrenos comunales y terrenos de cultivo, lo cual facilitará el proceso del saneamiento de la servidumbre; asimismo, agrega que, en esta primera etapa también se implementará un transformador 60/33/13,2 kV en la SET Chupaca;

Que, en la segunda etapa se construirá la nueva línea Chupaca – Parque Industrial en 60 kV de 6,2 km, para este fin se des-energizará la línea 33 kV existente entre Parque Industrial y Chupaca, y sobre dicha ruta se construirá la línea 60 kV proyectada, lo cual

resolverá los problemas de espacios en zonas urbanas;

Que, por otro lado, la recurrente indica que, actualmente la CH Runatullo evacua la energía producida al SEIN a través de la línea de 220 kV, que opera en 60 kV, hasta la SET Concepción y de allí a la SET Huayucachi a través de la línea 60 kV SET Concepción - SET Parque Industrial - SET Huayucachi, cubriendo parte de la demanda del sistema eléctrico del Valle Mantaro. Esta inyección de energía será suspendida en la oportunidad que la generadora complete el tramo de línea desde SET Concepción a SET Orcotuna en 220 kV y entregue la energía directamente al SEIN en 220 kV;

Que, menciona que, con las inversiones propuestas, el sistema eléctrico Huancayo y Chupaca, al año 2025, tendrían cerrado el anillo eléctrico para sostener la demanda en condiciones normales y de contingencias, tanto para el mediano y largo plazo;

Que, finalmente, ELECTROCENTRO señala que, realizó las simulaciones de los flujos de potencia con la implementación de estos proyectos, en el cual señalan que los resultados obtenidos son favorables en la operación del sistema eléctrico Huancayo-Valle del Mantaro;

2.1.2 ANALISIS DE OSINERGMIN

Que, ELECTROCENTRO reitera la solicitud del proyecto interconexión de las SETs Orcotuna, Chupaca y Parque Industrial con líneas de transmisión en 60 kV, presentado los mismos argumentos que ya fueron analizados en la etapa Opiniones y Sugerencias del presente proceso. Al respecto, se reitera que en la Norma Tarifas se establece el criterio N-1 solo para líneas de transmisión, mas no para contingencias que involucren salidas de toda una subestación, tal como lo propone ELECTROCENTRO, en su análisis realizado, con la salida total de la SET Huayucachi. En ese sentido, la propuesta de ELECTROCENTRO carece de fundamento por no estar contemplado en la normativa vigente;

Que, de otro lado, se procedió a evaluar las contingencias en el sistema eléctrico Huancayo, siguiendo los lineamientos estipulados en la Norma Tarifas, evidenciando que no se tiene inconvenientes para el periodo tarifario, por lo que, no requeriría ningún proyecto o Elemento en la transmisión de dicho sistema. Es importante precisar, que el proyecto planteado por ELECTROCENTRO cumple la misma finalidad que el proyecto aprobado "LT Orcotuna-Parque Industrial" en el Plan de Inversiones 2017-2021, cuya responsabilidad está a cargo de ELECTROCENTRO y que hasta la fecha no se ha puesto en servicio;

Que, en relación a la precisión referida a la SET Runatullo, el hecho que dicha SET descargue su potencia directamente al SEIN (220 kV) y no desde la barra en 60 kV de Orcotuna, sería irrelevante para el sistema eléctrico de Huancayo, esta configuración solo afectaría la capacidad de la SET Orcotuna (subestación del SEIN) que requerirá un segundo transformador a mediano plazo. Por lo que se concluye que si ELECTROCENTRO cumple con lo estipulado en el Plan de Inversiones 2017-2021, el sistema eléctrico de Huancayo no presentaría ningún inconveniente para el presente periodo tarifario;

Que, en este sentido, no corresponde incluir la interconexión Orcotuna-Chupaca-Parque Industrial en 60 kV en el Plan de Inversiones 2021-2025;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado.

2.2 APROBAR LA AMPLIACIÓN DE LA SET CONCEPCIÓN CON TRANSFORMADOR DE 60/33/13,2 KV, PARA SU INTERCONEXIÓN CON LA CH INGENIO EN 33KV

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO menciona que cuenta con la línea 33 kV Concepción-Ingenio, reconocida con el módulo LT-033SIR0PCS0C1120A y está operando en 13,2kV, y teniendo la necesidad de contar con un sistema confiable, se necesita que la línea en cuestión opere en 33 kV, para lo cual se requiere la ampliación de la SET Concepción con un transformador de tres devanados 60/33/13,2 kV y sus celdas conexas, cuyo devanado de 33 kV será para interconectar la línea Concepción-Ingenio.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ELECTROCENTRO reitera la solicitud del proyecto interconexión de las SETs Ingenio y Concepción en 33 kV más un nuevo transformador 60/33/13,2 kV - 10 MVA en la SET Concepción, presentando los mismos argumentos que ya fueron analizados en la etapa Opiniones y Sugerencias del presente proceso, sin incluir información y sustentos adicionales. Al respecto, se recalca que la SET Concepción no presenta sobrecargas en el periodo tarifario 2021-2025, por lo que no es necesario ampliar la capacidad de transformación de dicha subestación;

Que, asimismo, el hecho de reconocer la línea Concepción - Ingenio como un módulo de 33 kV no justifica la implementación de un nuevo transformador que resultaría innecesario para el sistema, y mucho menos una línea en 33 kV, la cual transportaría una potencia menor a 1 MW al año 2025;

Que, de otro lado, cabe precisar que en casos de contingencia de la línea 33 kV Concepción- Ingenio, que opera actualmente en 13,2 kV, la SET Ingenio y otras subestaciones ubicadas aguas abajo pueden ser atendidos a través de la línea 33 kV Runatullo-Comas, cuya responsabilidad de ejecución está a cargo de la empresa ELECTROCENTRO; con ello, el sistema eléctrico Ingenio-Comas-Matapa no tendría problemas de abastecimiento eléctrico;

Que, en este sentido, de acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, no corresponde incluir el transformador 60/33/13,2 kV – 10MVA para la SET Concepción en el Plan de Inversiones 2021-2025;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado.

2.3 APROBAR CELDAS DE TRANSFORMADOR Y UN TRANSFORMADOR PARA LA SET AT/MT MATAPA

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

a.- Dos celdas de transformador, uno en 33 kV y otro en 10 kV

Que, en lo que respecta a las celdas de la SET Matapa, ELECTROCENTRO indica que actualmente esta subestación no cuenta con celdas de transformador, únicamente está conectada mediante seccionadores y reconectores automáticos, por lo que para la correcta operatividad, debe estar conectado al centro de Control de Operaciones de ELECTROCENTRO; en tal sentido, es necesario contar con celdas de transformador en 33 kV y 13,2 kV. Además, ELECTROCENTRO menciona que, al ser una instalación de transmisión requiere de las celdas de transformador para instalar el transformador y en ninguna parte de la Norma Tarifas indica que es condicionante la demanda o si es una instalación rural para implementar con celdas de transformador en una subestación de transformación y ser consideradas dentro de un Plan de Inversiones en transmisión;

Que, en tal sentido, ELECTROCENTRO solicita que se apruebe la implementación de las celdas de transformador para la SET Matapa.

b.- Un nuevo transformador 33/10 kV de 1 MVA

Que, indica que, en el Plan de Inversiones 2017-2021, se aprobó un nuevo transformador para la SET Comas de 2 MVA, quedando el transformador 33/13 – 0,63 MVA en reserva hasta el 2020 y en el 2021 será rotado a la SET Matapa; sin embargo, este transformador ya cumplió con su vida útil y que rotarlo a la SET Matapa no tendría sentido, por lo que ELECTROCENTRO solicita a Osinergmin que en su reemplazo se apruebe un nuevo transformador 33/13 – 1 MVA y que el transformador 33/13 – 0,63 MVA continúe como reserva para la SET Comas o en su defecto darlo de Baja;

Que, en tal sentido, ELECTROCENTRO solicita aprobar un nuevo transformador 33/13 – 1 MVA para la SET Matapa.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

a.- Dos celdas de transformador, uno en 33 kV y otro en 10 kV

Que, ELECTROCENTRO reitera la solicitud de las celdas transformador en 33 y 13,2 kV para la SET Matapa. Asimismo, no rebate la alternativa de mantener las celdas existentes, ni evidencia el mal funcionamiento de dichas celdas;

Que, es del caso señalar que en los peajes de los SST se viene reconociendo para la SET Matapa dos (02) celdas de transformador en 33 kV y dos (02) celdas de transformador en 10 kV asociados a los transformadores existentes;

Que, en ese sentido, es responsabilidad de ELECTROCENTRO mantener dichas instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente (según artículo 31 de la LCE) y que estén equipadas conforme se reconoce en los peajes de los SST, más

aún si todavía no han cumplido su vida útil;

Que, de otro lado, el dimensionamiento de las instalaciones de transmisión debe corresponder al principio de adaptación a la demanda en el horizonte de evaluación, conforme se indica en el numeral 11.1 de la Norma Tarifas. Con lo cual, se evidencia que la magnitud de la demanda es condicionante para la definición de las características técnicas de las instalaciones de transmisión;

Que, por lo tanto, no corresponde incluir las celdas de transformador en AT y MT para la SET Matapa en el Plan de Inversiones 2021-2025.

b.- Un nuevo transformador 33/10 kV de 1 MVA

Que, en esta etapa del proceso, ELECTROCENTRO presenta un nuevo requerimiento que consiste en un nuevo transformador de 1 MVA para la SET Matapa, debido a que el transformador existente (rotado de SET Comas según lo previsto en el PI 2017-2021) ya habría cumplido su vida útil y que no podría ser utilizado. Al respecto, cabe precisar que este petitorio resulta ser un nuevo pedido que no fue incluido en la propuesta inicial de ELECTROCENTRO. En consecuencia, tratándose de una nueva solicitud, el presente petitorio deviene en improcedente;

Que, sin perjuicio de lo mencionado, según la demanda obtenida y aprobada por Osinergmin, la SET Matapa atiende a una demanda en el orden de 200 kW al año 2025, por lo que incluir un nuevo transformador de 1 MVA sería innecesario para el sistema, y el hecho que una instalación haya cumplido su vida útil no conlleva a renovarlo de manera inmediata, más aún si la empresa no evidencia o sustenta la problemática del transformador de 630 kVA, que se rotará a la SET Matapa;

Que, en este sentido, de acuerdo a lo indicado en párrafos anteriores, se considera improcedente el pedido de un nuevo transformador 33/13,2kV – 1 MVA para la SET Matapa; en tanto esta solicitud constituye un nuevo pedido que no se habría incluido en la propuesta inicial de Electrocentro;

Que, sobre el particular, no corresponde que Osinergmin evalúe propuestas recibidas en forma extemporánea toda vez que el artículo 142 del TUO de la LPAG establece que los plazos normativos se entienden como máximos y obligan por igual a la administración y a los administrados, y de acuerdo a lo establecido por los artículos 147 y 151 del referido dispositivo normativo, el plazo otorgado, establecido normativamente, es perentorio e improrrogable;

Que, es preciso indicar que las actuaciones de los intervinientes tienen oportunidades en las que deben desarrollarse para el curso normal y adecuado del procedimiento frente a la emisión del acto administrativo, el mismo que tiene efectos a un número indeterminados de agentes (intereses difusos). De ese modo, si la propuesta no llega en su respectivo plazo, ésta no pudo ser expuesta en la audiencia pública que explica su sustento a la ciudadanía, no pudo ser observada por la Administración, no pudo ser sometida a comentarios en la prepublicación y exposición del Regulador, y así,

dependiendo de la etapa en la que sí llegó a ser presentada, en función de los intereses o falta de diligencia del obligado;

Que, el apego a los plazos ha sido reiterado en todos los procesos regulatorios en múltiples decisiones, en las cuales también intervienen los agentes involucrados en este proceso, y justamente en base al principio de igualdad, por el cual, todos los administrados merecen el mismo tratamiento, y por el principio de preclusión, por cuanto al vencer un plazo otorgado, se pierde y extingue la facultad otorgada al administrado (decaimiento del derecho);

Que, la aprobación de un nuevo transformador en la SET Matapa, debe declararse improcedente;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado en lo que respecta a las celdas de transformador e improcedente en lo que respecta al nuevo transformador.

2.4 IMPLEMENTAR 02 CELDAS DE LINEA EN LA DERIVACION PUNTAYACU Y 01 CELDA DE LINEA EN LA ESTRUCTURA 3 DE LA SALIDA DE LA CH HUASAHUASI.

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO indica que analizó tres casos con la conexión de la SET Ninatambo hacia la derivación Puntayacu); y que en la evaluación de los casos indicados, se consideró los escenarios de avenida y máxima demanda;

Que, de los casos analizados, ELECTROCENTRO observa que, la solución planteada por Osinergmin de conectarse la SET Ninatambo en 60kV hacia Puntayacu, no contempla la operación de la CH Huasahuasi, quienes deberían en todo caso instalar su respectiva subestación para conectarse a la SET CH La Virgen. En tal sentido, ELECTROCENTRO señala que para la conexión de la SET Ninatambo en 60kV hacia la Derivación Puntayacu se requerirá: i) 01 celda de línea en 60 kV en la estructura 3 en la derivación de la línea L-6077 a la CH Huasahuasi; y ii) 02 celdas de línea en 60 kV en Puntayacu para la Derivación en PI a la celda existente de la generadora SIMSA (Compañía Minera San Ignacio de Morococha S.A.A.).

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto a que la solución de Osinergmin no contemplaría la operación de la CH Huasahuasi, es necesario aclarar que según los criterios establecidos en el numeral 11.1 de la Norma Tarifas, se consideran las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista de atención a la demanda (es decir, la condición que requiere mayor capacidad de transmisión para atender a los usuarios del sistema eléctrico Tarma-Chanchamayo), esta condición corresponde a la máxima demanda del sistema eléctrico y la generación en un escenario de estiaje, condición que se ha tomado como premisa en el planeamiento efectuado y para la determinación del SER;

Que, sobre los resultados mostrados en los tres casos analizados por ELECTROCENTRO, se precisa que la empresa no adjunta ningún archivo de flujo que valide y permita la

revisión de los casos analizados; sin embargo, adjunta esquemas unifilares en formato pdf donde se puede evidenciar que, se está considerando a SIMSA como generación y no como carga. Esta condición de operación no se ajusta a la realidad dado que el COES considera a SIMSA como una carga en el planeamiento de la transmisión, situación que Osinergmin ha asumido en las simulaciones de carga del Área de Demanda 5. En caso SIMSA opté por cambiar su condición de operación, de carga a generación, este agente deberá asumir las inversiones necesarias para inyectar sus excedentes de energía al SEIN;

Que, sobre las 03 celdas en 60 kV, una celda de línea para conectar las salidas Derv Huasahuasi-Ninatambo y Derv Huasahuasi-Puntayacu; y dos celdas en 60 kV para una derivación en "PI" en Puntayacu;

Que, en relación a la celda requerida en la CH Huasahuasi; al respecto, ELECTROCENTRO no presenta la justificación técnica que permita verificar la necesidad del Elemento requerido. Además, de lo observado en los esquemas unifilares de flujo de carga, la configuración planteada con la nueva celda no es la más adecuada para la operación del sistema, por lo que resulta innecesaria una celda en dicha zona. Cabe señalar que, de mantenerse la configuración de conexión de la CH Huasahuasi en el sistema (situación actual), las celdas existentes operarían satisfactoriamente y sin complicaciones, mientras que, si la CH Huasahuasi decide conectarse directamente al SEIN, la generadora estaría en la obligación de dejar el sistema como estaba originalmente (una línea directa sin derivaciones), es decir conectaría la línea (puenteo) en la estructura 3 retirando la derivación en PI. Dichas modificaciones deberían ser asumidas íntegramente por la generadora;

Que, en relación a las dos celdas 60 kV en Puntayacu; al respecto, a fin de mejorar la configuración de la red de transmisión se requerirá de dos celdas en 60 kV para formar barra simple en Puntayacu; esta inversión complementa la propuesta de reconversión del sistema de 44 a 60kV planteada en la PUBLICACIÓN, dado que brindaría mayor confiabilidad al sistema, aislando las posibles fallas que pudiesen ocurrir de un lado (hacia Tarma) u otro (hacia Chanchamayo). La configuración final del sistema en la Derivación Puntayacu quedaría conformada con tres celdas de línea, no obstante, se sugiere que ELECTROCENTRO coordine con los diversos agentes involucrados para lograr la configuración de barra simple en Derivación Puntayacu y eliminar las derivaciones en "T";

Que, es importante precisar que tanto SIMSA (en modo generación) como la CH Huasahuasi deberán solucionar los excedentes de generación que pudieran tener para hacer factible toda la inyección de su potencia al SEIN; en ese sentido, se entiende que los generadores deben buscar las soluciones que requieran para entregar toda su potencia, las cuales serán netamente responsabilidad y solventadas por los mismos generadores, sin que la demanda se vea afectada por dichas inversiones;

Que, de acuerdo a lo indicado, se considera pertinente incluir las 02 celdas 60 kV en Puntayacu en el Plan de Inversiones 2021-2025, mientras que resulta innecesario el requerimiento de una celda 60 kV en la derivación a la SET Huasahuasi;

Que, de otro lado, sobre este petitorio UNACEM ha presentado opiniones y sugerencias; sobre la caída de tensión en la SET Ninatambo expuesta por ELECTROCENTRO en su recurso, y señala que de los flujos presentados no habría problemas de caída de tensión en las barras MT donde se conecta la demanda;

Que, en relación a que no se considera la operación de la CH Huasahuasi; UNACEM señala que la solución aprobada por Osinergmin bajo criterios de eficiencia, sigue los lineamientos establecidos por la Norma Tarifas, tanto para la generación como para la demanda, siendo en este último caso que, lo aprobado para el sistema Tarma – Chanchamayo, corresponde a un sistema del tipo SST remunerado exclusivamente por la demanda, teniendo el generador la opción de realizar sus propias inversiones en transmisión a su costo;

Que, además, UNACEM indica que coincide con el recurso de ELECTROCENTRO, en el sentido de que se reconozcan las celdas de línea en 60 kV que resulten necesarias para la conexión de la demanda de Ninatambo desde Puntayacu 60 kV, siempre que se evidencie dicha necesidad;

Que, al respecto, cabe señalar que lo mencionado por UNACEM están alineadas con lo expresado por Osinergmin en líneas precedentes y respaldan técnicamente la solución aprobada por el regulador para el sistema Ninatambo – Puntayacu;

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo que respecta a incluir 2 celdas de línea en 60kV en Puntayacu, e infundado en lo que respecta a incluir una celda en 60 kV en la estructura 3 (derivación a CH Huasahuasi).

2.5 LA LÍNEA RUNATULLO-SATIPO, APROBADO EN 138 KV, SE IMPLEMENTE PARA UN NIVEL DE TENSIÓN DE 220 KV

2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, ELECTROCENTRO señala que para el presente periodo se aprueba una celda de 60 kV en la SET Runatullo y una línea en 138 kV de 73 km, que estaría tensionado en 60 kV; y que esta consideración prevé que posteriormente se tendría que instalar un transformador de 60/138 kV exclusivo para tensionar a la línea en 138 kV;

Que, añade que, el proyecto de la CH Tulumayo IV tiene previsto la instalación de una SET concentradora de 220 kV en la CH Runatullo III, tal como se especifica en el estudio de EIA correspondiente;

Que, agrega que actualmente la CH Runatullo evacua su energía a través de una línea de 220 kV, que opera en 60 kV, hasta la SET Concepción. Por otro lado, ELECTROCENTRO señala que se encuentra pendiente la ejecución del tramo de desde la SET Concepción hasta la SET Orcotuna en 220 kV a fin de continuar la línea en 220 kV para que la empresa generadora complete su compromiso de la licitación RER, que consistía en entregar su energía al SEIN en 220 kV;

Que, en este sentido, ELECTROCENTRO señala que resulta apropiado que la línea

Runatullo – Satipo, aprobada en 138 kV, se ejecute para un nivel de 220 kV, que estaría operando inicialmente en 60 kV, con lo cual se evitaría la instalación de un transformador 60/138 kV en la SET Runatullo;

Que, por último, ELECTROCENTRO indica que, las alternativas de la línea Runatullo – Satipo y otras futuras subestaciones, han sido evaluadas y dimensionadas para resolver la problemática de regulación de tensión en el sistema eléctrico de la selva central de ELECTROCENTRO, y que en el mediano plazo estas líneas se podrán extender para alimentar a las localidades que se encuentran en la ruta hasta Atalaya en la región Ucayali;

Que, por lo cual, ELECTROCENTRO recomienda a Osinergmin, en coordinación con los otros agentes, evalúe la conveniencia que la línea Runatullo – Satipo sea construida en 220 kV.

2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, al respecto, la solicitud presentada por ELECTROCENTRO no evidencia el sustento de demanda que acompañe el requerimiento de la línea en 220 kV; a diferencia de lo requerido por ELECTROCENTRO, la propuesta aprobada en la PUBLICACIÓN muestra coherencia con la demanda y configuración de todo el sistema eléctrico; tal es así, que la demanda de las subestaciones Satipo, Pichanaki, Villa Rica, Puerto Bermúdez y Oxapampa estarán en el orden de los 39 MW al año 30 del Horizonte de Estudio, lo que implicaría una cargabilidad de 39% en una línea de 138kV, cuya capacidad es de 100 MW; mientras que para el caso propuesto por la recurrente, se estaría con una cargabilidad de 16% (9,2%), lo que evidenciaría un sobredimensionamiento innecesario para el sistema eléctrico en análisis. Además, el proyecto aprobado en la PUBLICACIÓN, línea en 138kV, resulta una propuesta más que suficiente, técnica-económicamente viable, y sostenible a largo plazo puesto que se llega al año 2050 sin inconvenientes técnicos. Asimismo, la línea en 138 kV estará prevista para conectar la demanda de Atalaya, y eventualmente otras cargas que puedan aparecer en la zona;

Que, en este sentido, de acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, no corresponde modificar el proyecto aprobado de la línea Runatullo – Satipo de 138 kV a uno de 220 kV;

Que, sin perjuicio de lo mencionado, cabe indicar que el proyecto LT 220 kV Runatullo – Satipo fue aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021 y fue retirado en la modificación de ese plan a solicitud de la misma empresa ELECTROCENTRO, debido a que dicho proyecto dependía de la instalación del transformador 220/60 kV en la SET Runatullo y que dicho transformador estaba condicionada a la puesta en operación de la C.H. Tulumayo, donde Osinergmin validó los argumentos para su retiro del Plan de Inversiones 2017-2021.

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado infundado;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 182-2020-OS/CD**

Que, se han emitido los Informes [N° 523-2020-GRT](#) y [N° 524-2020-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, 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 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 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 N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 41-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar fundado en parte el extremo 4 del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTROCENTRO S.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar infundados los extremos 1, 2, 3.a y 5 del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTROCENTRO S.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 a) y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Declarar improcedente el extremo 3.b del recurso de reconsideración interpuesto por ELECTROCENTRO S.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.3.2 b) de la parte considerativa de la presente resolución

Artículo 4°.- Incorporar los Informes [N° 523-2020-GRT](#) y [N° 524-2020-GRT](#), como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 5°.- Disponer que las modificaciones en el Plan de Inversiones del período 2021 – 2025, aprobado con Resolución N° 126-2020-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

Artículo 6°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, junto con los Informes a que se refiere el artículo 4 precedente, en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>.

**Antonio Angulo Zambrano
Presidente del Consejo Directivo (e)
OSINERGMIN**