
Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 181- 2019-OS/CD

Lima, diciembre de 2019

Resumen Ejecutivo

El 26 de octubre de 2019 se publicó la Resolución N° 181-2019-OS/CD (en adelante “RESOLUCIÓN”), mediante la cual se dispuso el retiro de diversos Elementos del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 (PI 2013-2017), aprobado mediante Resolución N° 151-2012-OS/CD y modificatorias.

El 18 de noviembre de 2019, la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL) interpuso recurso de reconsideración impugnando la RESOLUCIÓN, en el que solicita los siguientes extremos:

1. Retirar del PI 2013-2017 los Elementos de la línea de transmisión Ocoña - Atico - Caravelí de 60 kV y subestaciones y, considerar una red de 33 kV de interconexión entre los sistemas eléctricos Ocoña y Atico.
2. Retirar del PI 2013-2017 las celdas de medición de 10 kV, aprobadas para las SET's Jesús y Socabaya.

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundado en parte el extremo 1 y fundado el extremo 2 del recurso de reconsideración.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. ANTECEDENTES	2
1.2. ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	3
2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN	6
2.1. RETIRAR ELEMENTOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ DE 60 kV Y SUBESTACIONES Y, CONSIDERAR UNA RED DE 33 kV DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS OCOÑA Y ATICO	6
2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO.....	6
2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN	8
2.1.3. CONCLUSIÓN	9
2.2. RETIRAR CELDAS DE MEDICIÓN DE 10 kV, APROBADAS PARA LAS SET'S JESÚS Y SOCABAYA...	9
2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO.....	9
2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN	10
2.2.3. CONCLUSIÓN	11
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	12

1. Introducción

1.1. Antecedentes

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.

Sobre la base de lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, a la fecha se han realizado tres procesos de aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (PI), aprobadas mediante Resoluciones N° 075-2009-OS/CD, 151-2012-OS/CD y 104-2016-OS/CD (incluye modificatorias), para el periodo 2009 – 2013, 2013-2017 y 2017-2021, respectivamente.

De manera específica, respecto al Plan de Inversiones 2013-2017 (PI 2013-2017), este se aprobó con Resolución N° 151-2012-OS/CD, el mismo que fuera modificado con Resoluciones: i) N° 217-2012-OS/CD (como consecuencia de los recursos de reconsideración), ii) N° 037-2015-OS/CD (como consecuencia del proceso de modificación del PI 2013-2017, y iii) N°s 104 y 193-2016-OS/CD (que aprobó el Plan de Inversiones 2017 – 2021, donde se retiró Elementos del PI 13-17 en cumplimiento del numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas).

Conforme se observa en el párrafo anterior, el PI 2013-2017 ha tenido un proceso de modificación (año 2014) donde se ha podido incluir, retirar y/o modificar el mencionado plan, la misma que fue consignada con Resolución N° 037-2015-OS/CD; asimismo, dentro del proceso de aprobación del PI 2017-2021 (año 2016) se retiró algunos Elementos del PI 2013-2017 en

cumplimiento del numeral 5.7.2 de la Norma Tarifas; sin embargo, a la fecha existen diversos Elementos del PI 2013-2017 que por temas constructivos y/o variantes encontrados en la ejecución de los proyectos, ya no resultarían necesarios su ejecución, razón por la cual, requieren ser retirados a fin de no duplicar inversiones innecesariamente a costa del usuario.

Así, con fecha 26 de octubre de 2019, se publicó la Resolución N° 181-2019-OS/CD (en adelante “RESOLUCIÓN”), mediante la cual se dispuso, de forma excepcional y por única vez, el retiro de diversos Elementos del PI 2013-2017, aprobado mediante Resolución N° 151-2012-OS/CD y modificatorias.

El 18 de noviembre de 2019, SEAL ha presentado recurso de reconsideración (en adelante “RECURSO”) impugnando la RESOLUCIÓN, cuyo análisis es materia del presente informe.

1.2. Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la Ley¹ de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”).

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832².

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE³, la regulación de la transmisión será efectuada por OSINERGMIN, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

¹ **Artículo 8°.-** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

² **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

³ **Artículo 44°.-** Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

El numeral 20.2⁴ de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁵ del numeral 27.2 del Artículo 27° de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso del Sistema Secundario de Transmisión (SST).

En el Artículo 139° del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N° 028-2016-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁶.

⁴ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁵ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:
(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.
(...)

⁶ **Artículo 139°.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) 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. Será 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. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

Sobre el particular, el numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, señala:

"V) 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. Será 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. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio."

Asimismo, el numeral VII) del literal d) del Artículo 139 del Reglamento de la LCE, señala:

"VII) 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. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión."

2. Recurso de Reconsideración

Con relación al Área de Demanda 9, el 18 de noviembre de 2019, la empresa SEAL ha presentado RECURSO impugnando la RESOLUCIÓN, cuyo análisis es materia del presente informe.

SEAL solicita a Osinergmin declarar fundado su RECURSO, en los siguientes extremos:

1. Retirar del PI 2013-2017 los Elementos de la línea de transmisión Ocoña - Atico - Caravelí de 60 kV y subestaciones y, considerar una red de 33 kV de interconexión entre los sistemas eléctricos Ocoña y Atico.
2. Retirar del PI 2013-2017 las celdas de medición de 10 kV, aprobadas para las SET's Jesús y Socabaya.

2.1. Retirar Elementos de la línea de transmisión Ocoña - Atico - Caravelí de 60 kV y subestaciones y, considerar una red de 33 kV de interconexión entre los sistemas eléctricos Ocoña y Atico

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

SEAL señala que, con fecha 19 de julio del 2012, Osinergmin publicó la Resolución N° 151-2012-OS/CD, con la cual se aprobó el PI 2013-2017, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma. En dicha resolución, Osinergmin aprobó el proyecto "Instalación de la línea de transmisión Ocoña - Atico - Caravelí de 60 kV y subestaciones asociadas" (PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ), producto de un análisis de proyección de demanda y condiciones técnicas que existían al momento de la evaluación.

Agrega que, para el caso del sistema eléctrico Caravelí, la máxima demanda proyectada fue de 5,81 MVA para el año 2019, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

FORMATO F-203 PIT 2013-2017 (ÁREA DEMANDA 09)								
REDISTRIBUCION DE LA PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET's - OSINERGMIN								
	DESCRIP.	Máxima Demanda y Capacidad Instalada (MVA)						
		6	7	8	9	10	11	12
CARAVELI		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Transf. T1	MAX. DEM.	5.72	5.75	5.78	5.81	5.84	5.87	5.91
Dev. 60/10 kV	P. INSTAL.	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
	FACTOR DE USO	95%	96%	96%	97%	97%	98%	99%

Sin embargo, añade, de acuerdo a los registros del sistema eléctrico Caravelí para el periodo 2016 al 2019, la máxima demanda registrada en el año 2019 es de 2,71 MVA, valor que incluye el sistema eléctrico Caravelí y al SER Caravelí 2da etapa.

Respecto al sistema eléctrico Atico, SEAL señala que, la máxima demanda proyectada fue de 5,56 MVA para el año 2019, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

FORMATO F-203 PIT 2013-2017 (ÁREA DEMANDA 09)								
REDISTRIBUCION DE LA PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET's - OSINERGMIN								
	DESCRIP.	Máxima Demanda y Capacidad Instalada (MVA)						
		6	7	8	9	10	11	12
ATICO		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Transf. T1 Dev. 60/10 kV	MAX. DEM.	5.20	5.31	5.43	5.56	5.69	5.83	5.98
	P. INSTAL.	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
	FACTOR DE USO	87%	88%	91%	93%	95%	97%	100%

Sin embargo, de acuerdo a los registros del sistema eléctrico Atico para el periodo 2016 al 2019, la máxima demanda registrada en el año 2019 es de 0,81 MVA, valor que incluye el sistema eléctrico Atico y al SER Ocoña (que llega hasta la localidad conocida como Cerro de Arena).

SEAL señala también que, la cargabilidad para el año 2040 de las líneas Ocoña - Atico y Atico - Caravelí de 60 kV, previstas en el PI 2013-2017, sería de 6,36% y 2,80%, respectivamente, mientras que, la cargabilidad de los transformadores de las SET's Atico y Caravelí sería de 22,12% y 15,74%, respectivamente, por lo cual, de ejecutarse el PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ, se estaría implementando inversiones sobredimensionadas.

Añade que, en el Anexo 01 que forma parte del RECURSO, se detalla el resultado de los flujos de potencia del periodo 2019 - 2040 para los sistemas eléctricos Atico y Caravelí, con la implementación del PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ.

Por otra parte, SEAL señala que, como parte de la obra "Electrificación Rural Grupo N° 15 en tres (03) departamentos", el MINEM implementó el SER Caravelí 2da etapa que interconectó el sistema eléctrico Caravelí con el sistema eléctrico Ocoña a través de una red primaria de distribución en 33 kV, cuyo trazo de ruta se puede observar en el Anexo 02 que forma parte del RECURSO. En ese sentido, señala, la demanda real del sistema eléctrico Caravelí, se abastece con la red en 33 kV de dicha interconexión.

Asimismo, de acuerdo al proceso de selección LPN-001-2013-SEALMEM/DGER/DFC, aprobado por el MINEM, se ejecutó la obra "Electrificación rural para el SER Ocoña", que contempla la electrificación de 10 localidades ubicadas en los distritos de Ocoña y Atico con una red primaria de 33 kV y

cuyo trazo de ruta se puede observar en el Anexo 03 que forma parte del RECURSO.

SEAL señala también que, el PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ fue conceptualizado en 60 kV debido a la distancia de separación entre Ocoña - Atico - Caravelí (120 km), longitud que imposibilitaba la instalación de líneas en 33 kV por caída de tensión. Sin embargo, actualmente las cargas distribuidas entre las localidades de Ocoña y Caravelí, así como la carga minera San Juan de Chorunga, vienen siendo abastecidas por el SER Caravelí 33 kV 2da etapa desde Ocoña, lo cual reemplaza a lo inicialmente previsto (abastecimiento radial Ocoña - Atico - Caravelí - red de distribución a cargas distribuidas). Asimismo, añade que, la demanda real proyectada para el sistema eléctrico Atico, podría ser abastecida con una red en 33 kV de interconexión entre Ocoña y Atico, lo cual debe ser considerado en el proceso de evaluación.

Agrega que, en el Anexo 04 que forma parte del RECURSO, se presenta la evaluación del sistema eléctrico Ocoña - Atico - Caravelí para el periodo 2019-2040 considerando la actual infraestructura y el proyecto de línea en 33 kV requerida, con lo cual se puede observar que el sistema opera dentro de los estándares establecidos en la normativa vigente.

Finalmente, SEAL señala que, la ejecución del PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ establecería una duplicidad en la infraestructura necesaria para atender la demanda, generando con ello una inversión innecesaria que se reflejaría en la tarificación.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Tal como se señala en el numeral 2.1 (criterios de evaluación) del Informe N° 531-2019-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, la evaluación de los Elementos que deben retirarse del PI 2013-2017, se ha realizado sobre la base del Informe Técnico N° DSE-STE-519-2019 “Estado situacional de la ejecución del PI 2013 – 2017 y su condición de obras en curso”, elaborado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE), específicamente, sobre aquellos Elementos que no se encuentran con obras en curso. En dicho numeral, se señala también que, aquellos Elementos y/o proyectos que ya cuentan con Estudio o están en proceso de elaboración, así como, aquellos que estarían en concurso de obra, no se retiran del PI 2013-2017, dado que estarían en proceso de ejecución por la empresa asignada.

Al respecto, los Elementos del PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ forman parte de la relación de Elementos sin obras en curso, consignado en el Informe Técnico N° DSE-STE-519-2019, razón por la cual, se procedió a realizar la evaluación de retiro correspondiente. Así, sobre la base de la información presentada por la DSE, se consideró conveniente no retirar el proyecto del PI 2013-2017, toda vez que SEAL manifestó que estos se encontraban en saneamiento de servidumbre y trámite de concesión de transmisión, afirmación que reafirmó en la Carta SEAL-GG/TEP-2635-2019, por lo que no se incluyó en el retiro de Elementos de la RESOLUCION.

No obstante, teniendo en cuenta los argumentos presentados por SEAL en

el presente RECURSO, en el cual retira la afirmación referida a las gestiones realizadas para su implementación y advierte una disminución de la demanda inicialmente prevista, así como nuevas inversiones en 33 kV ejecutadas por el MINEM en la zona, que modifican la infraestructura eléctrica sobre la cual se aprobó el referido proyecto, se considera conveniente retirar del PI 2013-2017 los Elementos aprobados asociados a este proyecto. Dicha decisión se sostiene en dos de los criterios establecidos en el Informe N° 531-2019-GRT, donde se señala que:

“1. Se considera justificable aquellos casos donde por temas constructivos y/o variantes encontrados en la ejecución de los proyectos, ya no se requieren los Elementos del PI 2013-2017.

2. Se considera justificable aquellos casos donde por temas de demanda se aprobaron Elementos en el PI 2013-2017, y que a la fecha, dicha demanda se ha modificado significativamente a tal punto que no resultó necesario aprobar Elementos que cumplan el mismo objetivo en el PI 2017-2021 o plantear Elementos en el PI 2021-2025 (como parte de su propuesta inicial) o también habiéndose aprobado, se incluyó su retiro dentro de la modificación del mencionado plan o se requiere la evaluación de su retiro por nuevas alternativas dentro del proceso del PI 2021-2025.”

Por otra parte, respecto a la necesidad de una red en 33 kV de interconexión entre los sistemas eléctricos Ocoña y Atico y que SEAL solicita sea considerado en el proceso de evaluación, se debe señalar que, no corresponde su evaluación y/o aprobación como parte de la RESOLUCIÓN, dado que esta tiene como finalidad disponer el retiro de Elementos del PI 2013-2017, de forma excepcional. Al respecto, la necesidad de nuevas inversiones en el sistema deberá ser propuesto en un proceso de aprobación de Plan de Inversiones, teniendo en cuenta una proyección de demanda actualizada, así como la normativa vigente.

Por lo expuesto, corresponde retirar del PI 2013-2017 los Elementos del PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ, consignados en los ítems desde la 69 hasta la 92 del numeral 2.2.11 del Informe N° 531-2019-GRT.

2.1.3. CONCLUSIÓN

En función a los argumentos señalados en el análisis anterior, este extremo debe considerarse como fundado en parte, fundado en cuanto a retirar del PI 2013-2017 los Elementos del PROYECTO OCOÑA - ATICO - CARAVELÍ e infundado en cuanto a considerar una red en 33 kV de interconexión entre los sistemas Ocoña y Atico, como parte del proceso de evaluación.

2.2. Retirar celdas de medición de 10 kV, aprobadas para las SET's Jesús y Socabaya

2.2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

SEAL señala que, las celdas de medición de 10 kV, aprobadas para las SET's Jesús y Socabaya no fueron detallados en la carta SEAL-GG/TEP-

2084-2019 debido a que el proyecto "Ampliación de las subestaciones de transformación Jesús 33/10 kV y Socabaya 33/10 kV" se encuentra actualmente en ejecución de obra, según Contrato AD/LO-024-2018-SEAL.

No obstante, señala, de acuerdo a un análisis posterior del equipamiento instalado como parte de la obra, se pudo determinar que las celdas de transformación de 10 kV de las SET's Jesús y Socabaya cuentan con sus propios transformadores de tensión por lo que no se implementarán celdas de medición adicionales.

Asimismo, señala que, la implementación de una celda de medición adicional, generaría una duplicidad en la inversión y por tanto una afectación en la tarifa a los usuarios finales del servicio público de electricidad.

Por otra parte, señala que, esta información fue detallada en la carta SEAL-GG/TEP-2635-2019, con la siguiente descripción:

- *CELDA DE MEDICIÓN SET AT/MT JESÚS: "En la celda de transformador 10 kV se instalaron transformadores de tensión, no se han implementado más transformadores de tensión en una celda de medición aparte debido a que se estaría duplicando las inversiones."*
- *CELDA DE MEDICIÓN SET AT/MT SOCABAYA: "En la celda de transformador 10 kV se instalaron transformadores de tensión, no se han implementado más transformadores de tensión en una celda de medición aparte debido a que se estaría duplicando las inversiones."*

Finalmente, SEAL presenta diagramas unifilares de las mencionadas subestaciones (Anexo 05 del RECURSO) para su verificación respectiva.

2.2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Tal como se señala en el numeral 2.1 (criterios de evaluación) del Informe N° 531-2019-GRT que sustenta la RESOLUCIÓN, la evaluación de los Elementos que deben retirarse del PI 2013-2017, se ha realizado sobre la base del Informe Técnico N° DSE-STE-519-2019 "Estado situacional de la ejecución del PI 2013 – 2017 y su condición de obras en curso", elaborado por la DSE, en particular, sobre aquellos Elementos que no se encuentran con obras en curso. En el mismo numeral, se señala también que, aquellos Elementos y/o proyectos que ya cuentan con Estudio o están en proceso de elaboración, así como, aquellos que estarían en concurso de obra, no se retiran del PI 2013-2017, dado que estarían en proceso de ejecución por la empresa asignada.

Al respecto, se debe señalar que, las celdas en análisis forman parte de los Elementos que se encuentran con obras en curso, consignado en el Informe Técnico N° DSE-STE-519-2019, razón por la cual, no correspondió su evaluación de retiro del PI 2013-2017.

Por otro lado, en relación a la información presentada por SEAL mediante la Carta SEAL-GG/TEP-2635-2019, se debe mencionar que, conforme se señala en el numeral 2.2.11 del Informe N° 531-2019-GRT, se ha tomado en cuenta la información de dicha carta, siempre que la misma trate sobre la

relación de Elementos consignados en el Informe Técnico N° DSE-STE-519-2019 como sin obras en curso. En ese sentido, dado que las celdas en análisis no forman parte de dicha relación, la información no fue considerada.

Sin perjuicio de lo mencionado, atendiendo al presente RECURSO, mediante Memorando N° 901-2019-GRT, se solicitó a la DSE, la aclaración del estado situacional de las celdas en análisis, siendo que, mediante Memorando DSE-733-2019, dicha División comunicó que, tras la aclaración de SEAL, las celdas se encontrarían en condición de Elementos sin obras en curso.

Por consiguiente, dada la comunicación mencionada en el párrafo anterior, corresponde realizar la evaluación de retiro del PI 2013-2017 de las celdas en análisis, sobre la base de los criterios establecidos en el numeral 2.1 del Informe N° 531-2019-GRT. Al respecto, se considera pertinente emplear el siguiente criterio:

“1. Se considera justificable aquellos casos donde por temas constructivos y/o variantes encontrados en la ejecución de los proyectos, ya no se requieren los Elementos del PI 2013-2017.”

En ese sentido, teniendo en cuenta el sustento presentado por SEAL, en el que señala que, las celdas de transformación de 10 kV de las SET's Jesús y Socabaya cuentan con sus propios transformadores de tensión por lo cual no se implementarán celdas de medición adicionales, corresponde retirar las celdas de medición de 10 kV, aprobadas para dichas subestaciones.

2.2.3. CONCLUSIÓN

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

3. Conclusiones y Recomendaciones

Con base en el análisis desarrollado en el presente informe, se recomienda:

- 1) Declarar fundado en parte el extremo 1 del recurso de reconsideración interpuesto por SEAL contra la Resolución N° 181-2019-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 del presente informe.
- 2) Declarar fundado el extremo 2 del recurso de reconsideración interpuesto por SEAL contra la Resolución N° 181-2019-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.2.2 del presente informe.

Los Elementos que serán retirados del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración, serán consignados en el informe que sustenta la resolución complementaria.

[sbuenalaya]

/jcc