

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 090-2018-OS/CD

Lima, 05 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, en fecha 13 de abril de 2018, fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 056-2018-OS/CD ("RESOLUCION"), mediante la cual, entre otras disposiciones, se fijaron los Precios en Barra y peajes del Sistema Principal de Transmisión ("SPT") y Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT"), así como sus fórmulas de actualización, para el período mayo 2018 – abril 2019;

Que, con fecha 07 de mayo de 2018, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. ("ENGIE") interpone recurso de reconsideración contra la RESOLUCION. Asimismo, con fecha 29 de mayo en la sesión de Consejo Directivo N° 13-2018, ENGIE realizó su informe oral detallando los argumentos planteados en su recurso; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, ENGIE solicita en su recurso de reconsideración:

1. Considerar el Factor por variación del Tipo de Cambio (FTC) en el factor de ajuste del Precio de la Energía (FAPEM) establecido en el numeral 1.2 del artículo 2° de la RESOLUCIÓN.
2. Considerar que el Saldo del Periodo de Liquidación de los Sistemas Garantizados de Transmisión ("SGT") se determine sin considerar, como parte del Peaje de Transmisión del Ingreso Mensual Facturado ("IME") el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente por el COES durante el Periodo de Liquidación Anual.
3. Que, la Resolución Impugnada considere el Cargo Unitario por CVOA-CMg en el Peaje del Sistema Principal de Transmisión ("PCSPT"), hasta que se hayan liquidado completamente las compensaciones que correspondan a las empresas Generadoras en aplicación de dicho cargo.

2.1 CONSIDERAR EL FACTOR DE VARIACIÓN DEL TIPO DE CAMBIO EN EL FACTOR DE AJUSTE DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

2.1.1 SUSTENTO DE PETITORIO

Que, ENGIE sostiene que los componentes que afectan el precio de la energía son de dos (2) tipos: el Costo Variable Combustible (CVC) y el Costo Variable No Combustible (CVNC). Por lo que afirma que, si bien el CVNC no estuvo expresamente en el análisis de sensibilidad del precio de energía que efectuó Osinergmin, esto no quiere decir que no haya sido tomado en cuenta en la fórmula de actualización;

Que, en efecto agrega que, si se revisa el detalle del análisis de sensibilidad de cada uno de los componentes del precio de la energía de la RESOLUCION, se tiene que los mismos suman 89,3%, por lo que, para que estos sumen 100% restaría 10,7%. Ese restante 10,7%, según ENGIE, corresponde al CVNC dado que, es el único costo para el cual no se hizo la

sensibilidad; y, asimismo, al estar expresado en moneda extranjera, el factor que acompaña a dicho coeficiente corresponde al factor por variación del tipo de cambio (FTC), tal como ha sido considerado en todas y cada una de las fijaciones de precios en barra anteriores. A diferencia de esto, afirma que la RESOLUCION considera erróneamente el coeficiente de 10,7% como una constante sin el FTC;

Que, agrega ENGIE que, de acuerdo con el Informe N° 173-2018-GRT, Informe para la Publicación de Resolución que Fija los Precios en Barra Periodo mayo 2018 - abril 2019 (en adelante, el "Informe GRT"), la fórmula de actualización o ajuste del precio de energía se obtiene de una formulación matemática que considera la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio de la energía del SEIN, la cual es evaluada como el incremento o disminución producido en el precio de la energía ante una variación de un factor a la vez, dando como resultado los coeficientes de elasticidad que afectan a los factores que componen el precio de la energía, utilizados para el cálculo del factor de ajuste. Los factores que se toman en cuenta son los siguientes: precios de gas, carbón, diésel y residual como factores que tienen incidencia en el precio de energía, por lo que, para obtener sus coeficientes de elasticidad, sólo se evalúa la sensibilidad de estos en el precio de la energía;

Que, sin embargo, sostiene ENGIE, que en el Informe GRT no se considera el CVNC que también tiene una incidencia en los precios de energía. En efecto, el CVNC es también uno de los factores que componen el precio de la energía, cuya incidencia se determina como la variación producida en el precio de la energía ante una variación del CVNC;

Que, agrega ENGIE, que el CVNC utilizado por Osinergmin, que es determinado en el marco del Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES" (en adelante, el "PR-34"), está compuesto principalmente por el costo de mantenimiento, el cual a su vez, incluye los costos de los repuestos e insumos necesarios para cada categoría de mantenimiento, los costos derivados de los contratos de alquiler de herramientas, los contratos de asesoría especializada y la mano de obra especializada durante los trabajos de mantenimiento, entre otros;

Que, los costos de mantenimiento antes mencionados, en su mayoría según ENGIE, forman parte de los servicios que ofrecen los proveedores de la maquinaria y equipo de las unidades de generación, en contratos de largo plazo, los cuales están expresados en moneda extranjera (96% de dichos costos está en moneda extranjera). Consecuentemente, agrega que la evolución de los costos de mantenimiento de las unidades de generación, en el corto plazo, está explicada principalmente por la variación del tipo de cambio. Esto se puede apreciar claramente en los anexos del PR-34, donde todos los ejemplos de cálculo de estos costos, están expresados en moneda extranjera; así como, en los informes de CVNC que el COES aprueba en los que los resultados se encuentran en moneda extranjera;

Que, por lo señalado en los párrafos anteriores concluye ENGIE, se tiene que el CVNC está compuesto principalmente por costos en moneda extranjera. Teniendo en cuenta ello y que el marco legal aplicable dispone que los precios regulados de energía reflejen los costos de operación de las unidades de generación, resulta claro que su actualización en el corto plazo debe incluir la indexación al tipo de cambio. Esto tal como ha venido sucediendo en las fijaciones de los precios en barra hasta antes de la RESOLUCION;

Que, por otro lado, ENGIE señala que se debe tener en cuenta que, en un sistema económicamente adaptado, tanto los ingresos por capacidad (valorizados al precio en barra

de potencia) como, los ingresos por energía (valorizados al precio en barra de energía), sirven para recuperar los costos de: inversión, operación y mantenimiento de las unidades de generación;

Que, consecuentemente, tanto el precio en barra de la potencia como el precio en barra de la energía deben ser actualizados con la variación del tipo de cambio, a fin de conservar el valor real de los mismos. Al respecto, manifiesta que el propio Osinergmin ha señalado lo siguiente:

“La Ley de Concesiones Eléctricas ha previsto que las tarifas deben conservar sus valores reales; para dicho fin, conjuntamente con la fijación de los valores base de las tarifas de generación, transporte y distribución de la electricidad, se fijan las respectivas fórmulas de actualización tarifaria”;

Que, de esta manera, indica ENGIE, una correcta actualización de los precios de potencia y energía es necesaria para propiciar un nivel óptimo de inversión en el sector. Por el contrario, una fórmula de actualización incorrecta -como la prevista en la RESOLUCION- no permite que las tarifas conserven sus valores reales;

Que, es justamente ello el objetivo de toda fórmula de actualización, tal como el propio Osinergmin lo ha reconocido, concluye ENGIE. Así pues, de acuerdo con Osinergmin uno los objetivos de las fórmulas de actualización es brindar las señales económicas eficientes para la expansión y operación del sistema eléctrico. Sin embargo, afirma ENGIE, que la RESOLUCION tal como está redactada, no genera los incentivos adecuados ni otorga seguridad a las inversiones en nuevas centrales de generación (contrariamente no solo a su propio objetivo sino también al marco regulatorio específicamente, a los objetivos previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica). De esta manera, ENGIE afirma que la RESOLUCION vulneraría el principio de coherencia normativa, dado que no reconocería que las inversiones se efectúan en moneda extranjera y, por tanto, la recuperación de dichas inversiones deba tener en cuenta el factor tipo de cambio;

Que, por todo lo mencionado, ENGIE concluye que: i) La variación del CVNC tiene un efecto sobre los costos marginales del sistema eléctrico; y, en consecuencia, en el precio de la energía; y ii) Los costos asociados al CVNC están expresados en moneda extranjera por lo que están sujetos a las variaciones del tipo de cambio;

Que, por lo tanto, finaliza que carece de sustento no considerar el factor de ajuste por el tipo de cambio en la fórmula de actualización del precio de la energía, por lo que corresponde que Osinergmin corrija la RESOLUCION, considerando el ajuste por el tipo de cambio.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el accionar de Osinergmin se rige en los fundamentos técnicos legales que sustentan su decisión materializada en resoluciones;

Que, conviene mencionar que el Estado Peruano no ha suscrito un compromiso de mantener invariable ciertas condiciones incorporadas en la regulación años atrás, y no puede asumirse que tales aspectos deben permanecer inalterables, si de la revisión técnica, requieren ser perfeccionados, máxime si la normativa sectorial, permite y otorga facultades de revisión, elección o descarte de los factores de actualización, todo ello con el debido sustento técnico;

Que, de los argumentos presentados por ENGIE, esta empresa concluye que el tipo de cambio debe ser incluido como un factor independiente dentro del Factor de ajuste del Precio de la Energía (FAPEM) debido a su incidencia en el CVNC, y por ende, en el Costo Variable de las unidades termoeléctricas, por lo que afecta el precio de energía. De esta forma, ENGIE propone conservar el factor del tipo de cambio como factor multiplicativo del coeficiente “d” del FAPEM. Así también, ENGIE menciona que el Factor del Tipo de Cambio ha sido siempre parte de la fórmula de actualización de los precios de energía desde fijaciones anteriores de los Precio en Barra;

Que, sobre ese punto, es necesario precisar que la conclusión de ENGIE resulta incorrecta debido a que en ninguno de los informes que sustentan las anteriores fijaciones de los Precios en Barra, se menciona que el Factor del Tipo de Cambio dentro de la fórmula de actualización del precio de la energía representa al CVNC de las unidades termoeléctricas. Lo que sí queda claro dentro de todas estas regulaciones, es que los factores de los componentes (variables e-f-g-cb) dentro del FAPEM se han determinado en base a un análisis de sensibilidad de los precios de combustibles sobre los costos marginales esperados. De esta forma, se analiza un cambio en el costo variable relativo de las centrales de generación (representado por la modificación de los precios de los combustibles) sobre el costo marginal del sistema. La lógica del análisis queda clara, debido a que los coeficientes (variables e-f-g-cb) se calculan individualmente por cada tipo de combustible (gas natural, carbón, diésel y residual), analizando el impacto parcial de la modificación de los precios de los combustibles (aplicando *ceteris paribus*, al resto de componentes) sobre los costos marginales esperados con que se calculan los precios de energía;

Que, este criterio se debe a que la fórmula de actualización del precio de la energía toma en cuenta un análisis de sensibilidad que analiza el efecto sobre el costo marginal de modificaciones en los costos relativos de las centrales de generación. La principal fuente de variación en la relación de los costos variables de energía, es el cambio en los precios de los combustibles, cuyos valores dependen de otros mercados, los cuales pueden variar en el tiempo por lo que su variación hacia arriba o hacia abajo tiene incidencia en el costo marginal. En cambio, parámetros propios determinados para cada central de generación, los cuales son establecidos mediante un procedimiento técnico COES y que permanecen estables durante el proceso regulatorio, no tienen que estar reflejados en la fórmula de actualización porque estos no presentan volatilidad ni generan cambios en los costos relativos de las centrales, como es el caso del componente CVNC, el rendimiento, la potencia efectiva, entre otros;

Que, asimismo, el hecho de que factores como el CVNC no formen parte de la fórmula de actualización del precio de la energía, no quiere decir que no se actualicen. Estos factores son actualizados y considerados en cada proceso de fijación de precios en barra y no se modifican hasta la siguiente fijación, debido a que no son componentes variables durante un período tarifario (es decir, se mantienen constantes) o no presentan variaciones por una cantidad de meses, hasta inclusive años, considerando en algunos casos lo que establecen los procedimientos del COES para su revisión;

Que, en el caso específico del CVNC de las unidades termoeléctricas, que es materia del presente recurso, es necesario precisar que éste se calcula para cada unidad termoeléctrica como la suma de los Costos Variables de Operación No Combustible (CVONC) y del Costo Variable de Mantenimiento (CVM). En este caso, el CVONC está relacionado al uso de agregados al proceso de combustión para producción de energía, como son aceites lubricantes de las unidades recíprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades

turbogas, entre otros; mientras que el CVM se calcula en base al PR-34, el cual corresponde a un cálculo teórico de cuánto del costo de mantenimiento corresponde a un costo variable;

Que, el PR-34 establece que el CVNC es un valor propio de las unidades termoeléctricas, al igual que la potencia efectiva y el rendimiento, que no se modifica mensualmente sino en un periodo de cada cuatro (4) años y que finalmente no necesariamente corresponde a un costo en que realmente incurren las unidades termoeléctricas debido a que es un cálculo teórico, y que en caso no se presente un estudio sustentado por la empresa, se toma el CVNC de otra unidad termoeléctrica. Tal es así, que en los contratos realizados por Engie con el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas, para las centrales de Reserva Fría (Planta Ilo) y del Nodo Energético Sur (Planta Ilo 4 – Moquegua), se ha establecido en los mismos contratos que el valor del CVNC es de 4 USD/MWh, el cual no resulta de ningún estudio de costos de estas unidades termoeléctricas, siendo nuevamente un valor teórico establecido por las partes;

Que, por lo mencionado, se concluye que introducir el CVNC dentro de los factores de la fórmula de actualización del precio de la energía sería introducir un criterio de costo medio que no corresponde a la señal marginal, dado que este costo no representa un factor que varía en el período regulatorio dentro del cual se aplica la fórmula, que es similar a los otros parámetros como el rendimiento y las potencias, como se explica en el informe técnico que analiza los comentarios de ENGIE;

Que, con relación al hecho de que, en la fórmula de actualización establecida en la RESOLUCION, donde del análisis de sensibilidades de cada uno de los componentes se tiene que suman 89,3% y que para que llegue al 100% es necesario agregar un 10,7% como una constante, esto se desprende de la misma formulación matemática, no pudiendo asumirse, de manera discrecional, que corresponde exactamente al CVNC como menciona ENGIE en sus argumentos y por ende al Factor de Tipo de Cambio;

Que, sobre esto, es necesario recordar que en el Informe N° 173-2018-GRT, que sustenta la RESOLUCION, se establece en el numeral 7.1 que la expresión matemática que se utiliza para obtener la fórmula de actualización, donde se explica que el factor “d” es una constante para los factores de los componentes de la fórmula de actualización de precios de energía (FAPEM) sumen la unidad (1). Por lo mencionado en el referido informe, queda claro que el factor “d” del FAPEM no corresponde al factor de Tipo de Cambio, como erróneamente interpreta ENGIE, sino que corresponde al valor de una constante, lo que se desprende claramente de la metodología de cálculo de sensibilidades para los componentes del FAPEM;

Que, sobre el argumento que el retiro del Tipo de Cambio en la fórmula de actualización del precio de la energía de los precios en barra no genera incentivos adecuados ni otorga seguridad en el desarrollo de las inversiones en generación, contrario a lo que establece la Ley de Concesiones Eléctricas, es necesario recordar que la problemática de que la Ley de Concesiones Eléctricas no brindaba señales adecuadas al desarrollo de inversiones en generación, se discutió en el año 2005, tal así que como solución a esta problemática se aprobó en el año 2006 la Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”. Como puede apreciarse, en el Capítulo Segundo de la Ley N° 28832, se estableció el desarrollo de licitaciones de suministro de energía eléctrica para los usuarios regulados, de manera que le brinde el abastecimiento oportuno y eficiente de la energía y promueva el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Por lo que, los contratos que resultan de estas licitaciones, establecen precios firmes por la prestación del

servicio de suministro de la energía, precios que no son modificados por los Precios en Barra que se fijan administrativamente cada año;

Que, debido a este cambio normativo, en la actualidad sólo alrededor de 6% de las ventas de los generadores a los distribuidores se realizan por contratos bilaterales, que tienen como límite los Precios en Barra, mientras que el resto de ventas de generadores a distribuidores (alrededor del 94%) se realiza a través de contratos que resultaron de licitaciones de suministro de energía eléctrica a precios firmes;

Que, en función de lo señalado, puede verse que los Precios en Barra no constituyen el factor fundamental para el desarrollo de las inversiones en generación, como se señala, dado que desde la promulgación de la Ley N° 28832 del año 2006, estas inversiones se amparan, fundamentalmente, en el marco de las licitaciones de suministro de largo plazo. Más aun, en los últimos años el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas y Proinversión, han desarrollado subastas especiales donde adicionalmente a los proyectos que ingresan por la Ley N° 28832, han adjudicado centrales de reserva fría (aproximadamente 800 MW), centrales hidroeléctricas (aproximadamente 500 MW) y centrales en el Nodo Energético del Sur (aproximadamente 1200 MW). Es decir, estas inversiones no se han visto influenciadas por los Precios en Barra que se fijan administrativamente;

Que, por lo descrito, queda claro que el desarrollo de los proyectos de generación se ha dado a través de las licitaciones de suministro de energía y por medio de las licitaciones especiales del Estado Peruano. Por el contrario, no se tiene evidencia de que los contratos bilaterales a Precio en Barra hayan incentivado el desarrollo de proyectos de generación, lo cual tampoco puede demostrar ENGIE, dado que los contratos bilaterales que se suscriben a Precios en Barra son de corto plazo, por lo que no constituyen una señal de precios adecuada para inversiones que requieren tener contratos de largo plazo;

Que, asimismo, también es necesario precisar que la misma empresa ENGIE, que ha sido adjudicada en licitaciones de suministro de largo plazo, (donde las ofertas que presentan los postores están constituidas por el Precio de Energía y su correspondiente fórmula de actualización), ha sido adjudicada considerando en su fórmula de actualización un valor igual a cero (0) para el factor de tipo de cambio, es decir, que en sus contratos de licitaciones de largo plazo no requiere de un factor como el tipo de cambio para actualizar su precio de la energía ni para desarrollar proyectos de generación. Con lo que se verifica que la incidencia del factor tipo de cambio en el precio de la energía no constituye necesariamente un factor imprescindible en la fórmula de actualización como afirma ENGIE, a fin de conservar el valor real de los precios o para propiciar un nivel óptimo de inversión en el sector, dado que como se ha podido apreciar las mismas empresas generadoras, entre ellas ENGIE, excluyen este factor de la fórmula de actualización del precio de la energía, tanto en sus contratos de suministro de largo plazo (que sí sirven para propiciar inversiones) como en sus contratos en el mercado libre;

Que, es importante señalar que los Precios en Barra no constituyen una señal que pretenda reconocer el costo medio incurrido por las empresas para la prestación del servicio, como quiere hacer entender ENGIE en su recurso. Los Precios en Barra son, en lo esencial, una señal marginal que solo coincide con el costo medio en una situación de óptimo ideal del parque de generación adaptado económicamente a la demanda;

Que finalmente, con relación a la elaboración de estudio técnico y económico sobre actuación de Osinergmin, es necesario recordarle a ENGIE que en la fijación de los precios

en barra que se hace anualmente, junto con sus fórmulas de actualización correspondiente, se ha presentado el debido sustento técnico y económico que lo motiva, el cual es de conocimiento de todos los involucrados. Por lo que se ha tenido el debido sustento técnico y económico de esta propuesta, desde la fijación de tarifas en barra del año anterior;

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

2.2 CONSIDERAR QUE EL SALDO DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN DE LOS SISTEMAS GARANTIZADOS DE TRANSMISIÓN (“SGT”) SE DETERMINE SIN CONSIDERAR EL SALDO POR PEAJE POR CONEXIÓN DE LOS SGT

2.2.1 SUSTENTO DE PETITORIO

Que, la Ley N° 28832 establece que las Instalaciones del SGT se remuneran a través de la Base Tarifaria, la cual está conformada por los siguientes tres componentes: (a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años y la tasa de actualización definida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas; (b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento; y (c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado;

Que, por su parte, el artículo 26 de la Ley N° 28832 establece que la remuneración del Peaje de Transmisión que forma parte de la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT debe ser asignada por Osinergmin a los Usuarios, definidos en el numeral 36 del artículo 1° de la Ley 28832 como “Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú” (los “Usuarios”). ENGIE hace hincapié sobre esto último, ya que resulta esencial para entender que la intención de la norma es que sean los Usuarios quienes asuman la remuneración del Peaje de Transmisión de los SGT;

Que, añade ENGIE, que pese a que el artículo 26 de la Ley 28832 es suficientemente claro en lo que respecta a que son los Usuarios quienes deben asumir el íntegro del Peaje de Transmisión de las instalaciones del SGT, dicho mandato de la Ley 28832 se confirma de la revisión de la exposición de motivos del Decreto Legislativo N° 1041, cuyo artículo 1 modificó el citado artículo 26 de la Ley 28832;

Que, ahora bien, ENGIE menciona que el Procedimiento de Liquidación Anual no podría entenderse ni ser aplicado por el Osinergmin, en un sentido que contravenga el mandato de la Ley 28832, esto es de una forma que determine que no sean sólo los Usuarios quienes asuman completamente los costos del Peaje de Transmisión de los SGT;

Que, ENGIE manifiesta que el COES viene aplicando el numeral 10 del Procedimiento Técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” (en adelante “PR30”), aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 200-2017-OS/CD contra el mandato del artículo 26 de la Ley 28832. Dicho incumplimiento consiste en que el COES incluye a los SGT en el cálculo del Saldo por Peaje de Conexión y destina parte de los pagos por potencia que corresponden a los generadores para hacer que el Ingreso Mensual Facturado por Peaje de Transmisión sea igual al Ingreso Mensual Esperado por Peaje de Transmisión de los SGT;

Que, de esta manera se afecta a los generadores debido a que se reducen los pagos por potencia que éstos deben recibir, cuando lo correcto es que, en aplicación de la Ley 28832, el IMF se determine como la suma del Peaje de Transmisión aportado efectivamente por

los Usuarios y el Ingreso Tarifario, y que los saldos para cubrir el IAE de la Base Tarifaria se compensen a través de la Liquidación Anual;

Que, además, ENGIE explica que de acuerdo con lo establecido en el artículo 51 de la Constitución Política del Perú, la Ley prima sobre las normas de menor jerarquía (por ejemplo, el Reglamento de Transmisión, el Procedimiento de Liquidación Anual o el PR-30), por lo que no podría Osinergmin sustentar la legalidad de la Resolución 056, en el aspecto cuestionado, sobre la base de lo dispuesto en dichas normas, en tanto son de menor jerarquía y no pueden ser aplicadas de forma que contravenga la Ley 28832. Tampoco podría hacerlo respecto a su obligación legal de garantizar que sean los Usuarios quienes asuman el integro de la compensación por el Peaje de Transmisión de los SGT;

Que, en consecuencia, ENGIE dice que Osinergmin no sólo debe declarar fundado el presente Recurso de Reconsideración, sino que también, en uso de sus facultades, debe intervenir para hacer prevalecer el mandato de la Ley, y que el COES no asigne a la generación parte de los pagos del Peaje de Transmisión de los SGT, ya que con ello se incumple el mandato de la Ley;

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que de la revisión de lo señalado por ENGIE, se tiene los siguientes resultados:

Sobre el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SGT;

Que, en la Ley 28832 se define la Base Tarifaria como el Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”) que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión;

Que, asimismo, el artículo 24 de la Ley 28832, señala que la Base Tarifaria incluye los siguientes componentes: (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 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y, c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado;

Que, al respecto, sobre el tercer componente es preciso que la liquidación se refiere al desbalance entre la Base Tarifaria y lo realmente recaudado, esto último corroborado con los comprobantes de pago durante un año tarifario;

Que, posteriormente, con el objetivo de reglamentar las normas en relación al Capítulo Quinto de la Ley 28832, se aprobó el Reglamento de Transmisión mediante el Decreto Supremo N° 027-2007; en cuyo numeral 22.4 se dispone que Osinergmin efectuará cada año el cálculo de la liquidación anual, con el objeto de garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior con lo autorizado como Base Tarifaria para dicho periodo. Asimismo, en conformidad con el numeral 22.7 del artículo 22 del Reglamento de Transmisión, se dispuso que Osinergmin elaborará y aprobará los procedimientos de detalle que se requieran para cumplir con lo dispuesto en el artículo 22 del Reglamento de Transmisión. Por tal motivo, Osinergmin aprobó la norma “Procedimiento de Liquidación Anual”;

Que, al respecto, en el numeral 5.5 del Procedimiento de Liquidación Anual, se indica que el Ingreso Mensual Facturado (“IMF”) se calcula con la información proporcionada sobre las

facturaciones mensuales efectuadas por la concesionaria por concepto de “Peaje de Transmisión” e “Ingreso Tarifario”;

Que, asimismo, el Ingreso Anual Facturado (“IAF”), correspondiente al periodo de liquidación se determina como la suma de los valores IMF al final del periodo de liquidación;

Que, por lo tanto, el Procedimiento de Liquidación Anual no contraviene la Ley 28832 debido a que la liquidación considera los montos efectivamente recaudados, que los concesionarios de transmisión han facturado mensualmente; y que a su vez han sido pagados por los Usuarios finales de electricidad, en cumplimiento con la Ley 28832;

Que, ello es coherente con lo estipulado en los Contratos de SGT, en donde se precisa cuáles son los aspectos a liquidar, y viene a ser la base legal del Procedimiento de Liquidación Anual. Distinto es el caso, del proceso de liquidación de los SCT y SST, remunerados por demanda, en cuyo caso, forma parte del cálculo, los desajustes de demanda;

Sobre el Procedimiento Técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “PR-30”)

Que, sobre el PR-30, es necesario mencionar que el procedimiento se aprobó mediante Resolución N° 200-2017-OS/CD el cual fue una adecuación del PR-30 aprobado mediante Resolución 092-2015-OS/CD en el marco del Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM. Sin embargo, lo relacionado al tema Saldo por Peaje por Conexión de los SGT no fue modificado ni comentado por los interesados;

Que, sobre lo mencionado por ENGIE respecto al tratamiento del Saldo por Peaje de Conexión al que se refiere el PR-30, en principio cabe señalar que de acuerdo al artículo 26 de la Ley 28832, la Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59 y 60 de la LCE;

Que, asimismo, el numeral 27.2 del Reglamento de Transmisión señala que, la determinación, recaudación, liquidación y forma de pago del Ingreso Tarifario, del Peaje de Transmisión y del valor unitario del Peaje de Transmisión del SGT, tendrán el mismo tratamiento que el Ingreso Tarifario, Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, respectivamente;

Que, en ese sentido, en conformidad a lo dispuesto por el Reglamento de Transmisión y la LCE, los Generadores abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión, a través de los conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión. Así también, señala que en el Reglamento de la LCE se definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación;

Que, sobre el particular, el Peaje por Conexión, al que se refiere el artículo 137 del Reglamento de la LCE, dispone que este será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79 de la LCE; además, el Peaje por Conexión de cada concesionario de transmisión será pagado mensualmente por los Generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado. Asimismo, el literal d) del mismo artículo establece el concepto del Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, el cual es igual a diferencia

entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden; y además que este saldo será compensado a los Generadores según el procedimiento definido en el artículo 111 del Reglamento de la LCE;

Que, en ese sentido, el numeral iv) del literal a) del artículo 111 del Reglamento de la LCE, dispone que el Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, por el Precio de Compra de Potencia respectivo; más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el artículo 137 del Reglamento de la LCE;

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

2.3 SOLICITA MANTENER EL CARGO UNITARIO POR CVOA-CMG EN EL PEAJE DEL SPT, HASTA QUE SE LIQUIDEN LOS SALDOS PENDIENTES

2.3.1 SUSTENTO DE PETITORIO

Que, ENGIE menciona que la Resolución 056 no fija el Cargo Unitario para CVOA-CMG debido a lo indicado en el Informe Técnico 173-2018-GRT, que complementa dicha resolución, *en el cual se señala que “De la evaluación ejecutada del cargo unitario, vigente, para efectos de recaudación, se estima que no existirán saldos pendientes de reconocer al finalizar el periodo mayo 2017 – abril 2018”*. Sin embargo, de forma contraria a dicha premisa, si existen saldos pendientes de ser liquidados, por lo que corresponde que el Cargo Unitario por CVOA-CMG sea considerado por la Resolución 056;

Que, en efecto, siguiendo el razonamiento de Osinergmin debido a que no existen saldos pendientes no corresponde que se incluya el Cargo Unitario CVOA-CMG en la Resolución 056; por tanto, si se demuestra que existen saldos por liquidar, corresponderá que se incluya el Cargo Unitario CVOA-CMG en la Resolución 056;

Que, de acuerdo con la última evaluación realizada por el COES correspondiente al mes de marzo de 2018 (Valorizaciones de Transferencias del mes de marzo de 2018), el saldo por liquidar por el Cargo Unitario por CVOA-CMG es equivalente a S/ 39 477 293 y la recaudación que se obtuvo por la demanda para este cargo fue de S/ 40 451 544; sin embargo, este saldo por liquidar no considera los recálculos de las Valorizaciones de Transferencias de diciembre 2017 que estuvieron impugnadas, los cuales se harán efectivos recién el 10 de mayo de 2018, cuando se emita la valorización correspondiente;

Que, ENGIE menciona que considerando lo indicado en el párrafo anterior, el nuevo saldo a liquidar sería de S/ 44 909 942, monto que resulta ser mucho mayor que la recaudación que se pueda obtener en las valorizaciones de abril de 2018 (último mes en el que se aplicará el cargo). En efecto, si estimamos que la recaudación del mes de abril sea de alrededor de S/ 40 500 000 (la cifra exacta recién se podrá tener el próximo 10 de mayo de 2018), la recaudación resultará insuficiente para compensar a los generadores;

Que, por ejemplo, si se considera que el recalcule derivado de la apelación presentada por ENGIE que ha sido recientemente declarada fundada por el COES será equivalente S/ 5 342 649 (Cargo Unitario CVOA—CMG) y que el saldo que queda de la recaudación de dicho cargo es de sólo S/ 974 251, existe un déficit que no podrá ser cubierto y que equivale a S/ 4 368 397;

Que, por tanto, ENGIE menciona que no se cumple con la premisa establecida en el Informe Técnico 173-2018-GRT como sustento para que en la Resolución 056 no se fije el Cargo Unitario CVOA—CMg, ya que como se ha visto si existe un saldo pendiente de ser liquidado; por tanto corresponde que el Cargo Unitario CVOA—CMg sea considerado en la Resolución 056, para cuyo efecto Osinergmin deberá solicitar al COES que informe sobre los saldos que se encuentran pendientes de ser reconocidos a los generadores al mes de abril de 2018.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de conformidad con lo señalado en el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el Cargo Unitario por CVOA-CMg es aquél que se publica en la resolución en la cual se establezcan los precios en barra como parte del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, y corresponde a la compensación que cubre la diferencia entre los costos variables en los que incurren las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados sin congestión ni restricciones, según dicho dispositivo;

Que, según con lo establecido en la Ley N° 30513, se prorrogó la vigencia del citado Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 01 de octubre de 2017. No obstante, el derecho generado hasta dicha fecha, corresponde que sea compensado; por lo que al existir saldos ya sea en favor de los generadores que no habrían recuperado sus costos, o de los usuarios en caso hubieran aportado de forma excedentaria, deben ser liquidados, posteriormente a la vigencia del citado decreto;

Que, según lo señalado en el numeral 5.4 del “Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato” aprobado con Resolución N° 001-2009-OS/CD, los montos correspondientes al cargo CVOA-CMg son recaudados mensualmente por los generadores, para luego ser transferidos por el COES a los generadores que hayan incurrido en los CVOA-CMg y sean los beneficiarios de dichos importes;

Que, añade en dicha norma, que el COES es el encargado de llevar el control de la diferencia entre el Monto Asignado y el Monto Recaudado por CVOA-CMg para cada año tarifario, y de informarlo a Osinergmin, para la respectiva incorporación tarifaria;

Que, al respecto, se ha tomado conocimiento del Acta de Sesión de Directorio del COES N° 512 fechada con 07 de marzo de 2018, mediante la cual se resolvió el recurso de apelación de ENGIE Energía Perú S.A. contra la Decisión Ejecutiva COES/D/DO-008-2018. En dicho pronunciamiento el COES declaró fundado el recurso y dispuso que, en el ámbito del COES se realice el recálculo de las compensaciones por CVOA-CMg, en la medida que existió un error material en las valorizaciones de las transferencias [de los saldos resultantes] del mes de diciembre de 2017;

Que, debe señalarse que, la fecha en la cual tomó conocimiento ENGIE de la Decisión del COES N° 512, fue el 03 de mayo de 2018, según Carta N° COES/P-085-2018. Por su parte, Osinergmin tomó conocimiento de esta decisión a través de los recursos de reconsideración presentados contra la Resolución 056, el 07 de mayo de 2018; y el COES ha presentado al Regulador un Informe Adicional con el respectivo recálculo de los saldos por el referido cargo, con fecha 11 de mayo de 2018, a través de la Carta COES/D/DO-256-2018;

Que, en ese sentido, no era posible que Osinergmin adopte en sus decisiones determinada información (de mayo de 2018), con la que no contaba previamente a la emisión de la Resolución 056, cuya publicación, por mandato legal en el diario oficial, no podía exceder el 15 de abril de 2018;

Que, atendiendo que el órgano competente para determinar los montos, transferencias y saldos es el COES, y éste ha verificado la existencia de un error material en sus reportes, los cuales ha corregido en virtud de lo dispuesto en el Acta de Sesión de Directorio del COES N° 512, y si bien, dicha decisión fue de conocimiento recién en el mes de mayo de 2018, su fecha de emisión es del mes de marzo de 2018 (previo a la resolución); entonces, en virtud del principio administrativo de verdad material, corresponde considerar tal información como parte de la Resolución 056, tratándose de conceptos que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, le reconoce a los generadores. Ello, sin perjuicio de que en el respectivo procedimiento se pudiera verificar el debido cumplimiento de las obligaciones normativas, las responsabilidades y la consecuencia ante su eventual infracción;

Que, el COES, mediante el informe adicional por el cargo adicional al peaje de conexión al Sistema Principal de Transmisión CVOA-CMg y CVOA-RSC consideró la corrección del error material en el mes de diciembre de 2017 y lo recaudado hasta el mes de abril de 2017, quedando un saldo por compensar de S/ 3 895 059, el mismo que ha sido validado;

Que, atendiendo la dimensión del monto en función de la demanda nacional y el periodo de recuperación, el mismo será incluido en la resolución complementaria como saldo dentro del Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía, el cual comparte los mismos intervinientes, metodología e instrumento para hacer efectiva su recaudación y transferencia;

Que, corresponde declarar fundado en parte este extremo del RECURSO, por cuanto se garantizará en la resolución impugnada los saldos pendientes, más no con la incorporación de un cargo especial;

Que, finalmente, se han expedido los [informes N° 256-2018-GRT](#) y [N° 257-2018-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; 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 su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 15-2018.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar fundado en parte el extremo 3 del recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Declarar infundados los extremos 1 y 2 del recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 3°.- Las modificaciones en la Resolución N° 056-2018-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

Artículo 4°.- Incorpórese los Informes N° 256-2018-GRT y N° 257-2018-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo 4 precedente, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

Daniel Schmerler Vainstein
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin