



Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 088-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa GEPSA
contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 089-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Huaura
Power Group S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 090-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Engie
Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 091-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa
Samay I S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 092-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa
Conenhua contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 093-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa SEAL
contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD.

Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 094-2018-OS/CD
Resuelve Recurso de Reconsideración interpuesto por la empresa Engie
Energía Perú contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD.

NORMAS LEGALES

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 088-2018-OS/CD**

Lima, 5 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 13 de abril de 2018, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), publicó la Resolución N° 056-2018-OS/CD (“RESOLUCIÓN”), mediante la cual, entre otros aspectos, se fijaron los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización, y se determinaron, Los valores del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), aplicables al periodo mayo 2018 – abril 2019;

Que, con fecha 07 de mayo de 2018, la empresa Generadora de Energía del Perú S.A. (“GEPESA”) interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; y con fecha 01 de junio de 2018, la recurrente presentó alegatos adicionales; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de los citados documentos.

2.- RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, GEPESA solicita que se modifique el artículo 1.A.3) de la RESOLUCIÓN donde se han fijado los peajes por conexión y transmisión unitarios y se determine el Cargo por Prima correspondiente a las centrales RER Ángel I, Ángel II y Ángel III.

2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, GEPESA señala que dentro de las etapas del procedimiento regulatorio según la Ley N° 27838, solicitó que sus centrales sean comprendidas como perceptoras del Cargo por Prima RER, dada la inminencia del inicio de su operación comercial; no obstante, no fue incluida en la RESOLUCIÓN, según señala;

Que, sostiene que la RESOLUCIÓN, no ha sido motivada por trasgredir principios administrativos, y por tanto se encuentra incurso en causal de nulidad;

Que, al respecto, cuestiona que únicamente por el principio de verdad material se haya declarado que no se cuenta con una certeza indubitable de que la operación comercial ocurra con anterioridad al 01 de mayo, ni con elementos que lo acrediten, como condición necesaria para proceder al cálculo de la Prima RER;

Que, menciona, el principio de verdad material implica investigar la existencia real de los hechos para aplicar la respectiva consecuencia normativa, y sostiene que no existe norma para reconocer que ampare a Osinergmin y no sería posible incluir una central que ingrese en operación el 30 de abril, si la resolución es emitida con anterioridad;

Que, además indica, en virtud del principio de legalidad, la administración no puede llevar a cabo actuaciones ilimitadas, menos si afecta el interés general, dado que los usuarios asumirán el interés respectivo;

Que, por su parte precisa, se vulnera el principio de razonabilidad, al impedir que GEPESA perciba su tarifa de adjudicación y la obliga a esperar hasta el 2019;

Que, sostiene, se afecta el principio de presunción de la veracidad, en tanto que la resolución impugnada ha supuesto que GEPESA no dice la verdad, más aún cuando Osinergmin en su Procedimiento señala que debe tomar información real;

Que, menciona, se vulnera el privilegio de control posterior, el mismo que debe ser realizado ex post, para verificar el cumplimiento de lo manifestado por GEPESA, y no ex ante;

Que, indica la recurrente, de acuerdo con el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM (Reglamento RER) y el Contrato de Suministro suscrito con el Estado Peruano, le corresponde percibir el pago de la Prima desde el mes siguiente al inicio de la operación comercial de las centrales RER. Añade que, conforme al Contrato de Suministro, luego de la fecha real de puesta en operación comercial se obtiene el derecho al pago de la Tarifa de Adjudicación por las Inyecciones Netas de Energía como contraposición a la obligación de inyectar la energía comprometida;

Que, consecuentemente, GEPESA concluye que Osinergmin no solo excede sus competencias, sino que se desconocería un contrato suscrito por el Estado Peruano que le otorga derecho al pago de la Tarifa de Adjudicación;

Que, finalmente, la recurrente refiere que, conforme al Reglamento RER, el generador RER tiene derecho a ingresos anuales por energía, en donde se incorpora la Prima RER, en la oportunidad en la que se efectúa el pago de las valorizaciones de transferencia de energía referido al mes inmediato siguiente a la prestación del servicio. Así, concluye que la RESOLUCIÓN tiene vicios de nulidad al contradecir el marco normativo vigente y carece de motivación.

2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, la recurrente centra su argumentación en el supuesto de que no existe base legal que autorice a Osinergmin a diferir el ingreso el cálculo del Cargo por Prima al siguiente año de operación, cuando lo que debería hacer el Regulador es fijar dicho cargo en el Periodo Tarifario, atendiendo a la comunicación de la empresa que indique que el ingreso de la operación de su central RER será dentro de ese Periodo Tarifario;

Que, para ese fin, la recurrente tampoco expone la existencia de un dispositivo normativo expreso que lo mande de ese modo, sino utiliza entre otros, el principio de presunción de veracidad, para que, sobre la base de sus afirmaciones, el aparato estatal despliegue sus actividades y recursos para fijarle un cargo tarifario a ser trasladado a los usuarios, por instalaciones que eventualmente pueden o no ingresar al sistema;

Que, esta interpretación de la recurrente resulta incorrecta, por cuanto Osinergmin no tiene una labor para solo trasladar los reportes de las empresas a sus resoluciones, sino en ejercicio de las funciones legales de supervisión y de regulación en la actividad energética, así como el encargo específico para la fijación de la Prima RER, debe validar la información y aplicar la respectiva consecuencia jurídica, en aplicación del principio de verdad material, conforme nos reafirmamos;

Que, en la etapa de análisis de sus comentarios y sugerencias sobre el proyecto de resolución, el Regulador, sobre la base de información disponible proveniente de la supervisión, consideró que no había elementos suficientes para validar dicha afirmación, lo cual, posteriormente se confirmó, toda vez que, hasta el mes de mayo de 2018, la propia empresa reconoció en audiencia pública, que no había entrado en operación comercial, pero que en los días venideros lo haría. A la fecha, encontrándonos en el presente mes de junio, aún no se ha producido dicha Puesta en Operación Comercial;

Que, en esa misma línea, con fecha 23 de marzo de 2017, mediante Carta N° 194-2017/GEPSA, la recurrente informó también sobre la fecha estimada de operación comercial, indicando que sería el 31 de diciembre de 2017, (05 años después del primer momento fijado contractualmente). Así, adoptando la misma lectura de la empresa, el Regulador para los precios en barra del periodo mayo 2017 – abril 2018, tendría que haber fijado un cargo a pagar por los usuarios todo ese año; únicamente por el principio de veracidad y la posibilidad de la Autoridad de hacer control posterior y corregirlo ex post, cuando no había certeza de ello y en los hechos nunca ocurrió. Este aspecto, no puede ser autorizado por Osinergmin;

Que, Osinergmin se sustenta en información real disponible hasta la emisión de su resolución, ante lo cual considera como parte del cálculo del Cargo por Prima RER, las instalaciones que estén en Puesta en Operación Comercial a esa fecha. Por otra parte, si una central, previo al inicio del periodo tarifario (antes de mayo) pero posterior a la emisión de la resolución (desde quincena de abril) ingresa en operación comercial, Osinergmin al momento de modificar la resolución tarifaria producto de los recursos de reconsideración (en el mes de junio) reconocería dicho hecho, como ha sucedido en casos anteriores. Es necesario precisar, que la resolución tarifaria por mandato normativo se publica como máximo el 15 de abril de cada año;

Que, ahora bien, la justificación normativa para considerar las centrales que ingresaron en el año tarifario anterior para el cálculo de la prima en el año tarifario siguiente es el literal b) del numeral 19.2 del Reglamento RER, en donde se establece, cómo se obtiene la prima restando los costos obtenido del mercado y que el monto anual por concepto de Prima "será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente, considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)";

Que, para el cálculo, en este caso de la primera Prima RER, la normativa no establece que se pague el mismo año tarifario (en el que ingresó la central) sino literalmente en el siguiente; y tal como lo señala la recurrente, se le reconoce intereses, puesto que observa que existe una diferencia de tiempo que compensar;

Que, como se puede apreciar, contrariamente a lo argumentado por GEPSA, sí existe dispositivo legal que difiera el pago por Cargo por Prima para el siguiente año y que a dicho pago se le aplique la tasa prevista en el artículo 79 de la LCE. No es Osinergmin quien lo ha dispuesto, o estuviere acumulando acreencias para que sean cargadas al usuario luego, sino la norma a la cual, debe ceñirse la Autoridad, así lo dispone. En ese sentido, si el generador tiene Puesta en Operación Comercial dentro de un Año Tarifario dado, el pago por concepto de la primera Prima será percibido a partir del Año Tarifario siguiente;

Que, en tal sentido, no existe vulneración a ningún principio administrativo, sino, por el contrario, un estricto cumplimiento de una disposición normativa que data desde la versión anterior del Reglamento RER, vigente al momento de la firma de su contrato, y desde esa fecha, es decir cerca de 10 años, Osinergmin ha sido consistente en su aplicación. El cuestionamiento que pudiera tener sobre la regla, podrá dirigirse vía acción judicial, contra el dispositivo normativo, y no con el acto administrativo que lo cumple, mediante el cual, tiene prohibido reformar un mandato normativo en aplicación del artículo 5.3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

Que, por tanto, el principio de verdad material se encuentra empleado de manera correcta, puesto que para la fijación del Cargo por Prima se hace necesario contar con el respectivo documento de puesta en operación emitido por el COES, donde conste la fecha de puesta en operación en un año tarifario (hasta el 30 de abril como máximo), pues a partir de dicha fecha se determinará el Año Tarifario para el cual se fijará el Cargo por Prima (el siguiente);

Que, en ese sentido, no se puede partir del supuesto bajo el cual la afirmación del generador RER es una presunción iuris tantum que se corrobora durante el transcurso del año tarifario, y que el accionar del Regulador estaría desconociendo la presunción de inocencia, pues lo que hace Osinergmin es fijar el Cargo por Prima sobre la base de documentación que le demuestre fehacientemente que la central ha entrado en operación, de tal manera que se cumpla con lo establecido en Reglamento RER;

Que, también es preciso indicar que Osinergmin no ha vulnerado el principio de razonabilidad, ni ha desconocido el derecho de la recurrente a percibir los ingresos correspondientes a la Tarifa de Adjudicación. Todos los adjudicatarios de las subastas RER tienen derecho a un Ingreso Garantizado de carácter anual. La percepción de este ingreso está sujeta a las disposiciones normativas contenidas en el Reglamento RER, por lo que no se trata de una negativa al derecho de percibir el Cargo por Prima, sino que dicho cargo se regula en la oportunidad en que la normativa ha dispuesto que se haga, esto es, en el siguiente Año Tarifario al de la puesta en operación, momento a partir del cual los generadores RER obtienen el ingreso que les corresponde, de acuerdo con el derecho que les asiste desde la fecha en que las centrales entran en operación. No existe ningún perjuicio porque los generadores RER recibirán el monto garantizado, y en caso de producirse algún desajuste en lo no percibido en el mencionado primer año de operación, se aplicará la respectiva tasa de actualización.;

Que, ahora bien, los ajustes trimestrales no pueden contravenir tampoco con el Reglamento RER ni proceder a regular una Cargo por Prima, sino actualizar el que ya está fijado anualmente, conforme lo establece el artículo 21 del Reglamento RER. Así, las liquidaciones trimestrales a que se refiere el artículo 5 del Procedimiento RER tienen por finalidad ajustar el Cargo por Prima de acuerdo con la información que remita el COES periódicamente y no para fijar dicho cargo. Los dispositivos normativos, vinculados al pago, recaudación, valorización y transferencia mensual de la Prima RER, se refiere a una etapa en que se ha fijado esa Prima, en la cual no se encuentra la recurrente;

Que, finalmente, debe tenerse en cuenta además que en los Contratos de Suministro no contienen una disposición que ampare el pedido de la recurrente a fijar el Cargo por Prima de las centrales RER en el mismo Año Tarifario en que entran en operación. Los Contratos, establecen el pago de la Tarifa de Adjudicación, que no será desconocida por Osinergmin. A mayor abundamiento, de acuerdo con la cláusula 1.1 de los contratos correspondientes a las centrales hidroeléctricas de GEPESA, se estipula que las "Leyes Aplicables" son parte de dichos contratos y, consecuentemente, resulta de aplicación el Reglamento RER en cuyo numeral 19.2 inciso b) se establece que los ingresos por energía, en cuanto a la Prima, se pagan al año siguiente, aspecto que constituye un accionar predecible del Regulador, por los pronunciamientos que ha tenido anteriormente;

Que, en consecuencia, el recurso debe ser declarado infundado, considerando además que no se ha encontrado ningún vicio en la resolución impugnada que amerite su nulidad.

Que, finalmente, se ha expedido el informe Técnico-Legal N° 260-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, que complementa 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, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; 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 el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

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

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Generadora de Energía del Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con el Informe N° 260-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: [www. http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx](http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2018-OS/CD**

Lima, 5 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 13 de abril de 2018, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), publicó la Resolución N° 056-2018-OS/CD ("RESOLUCIÓN"), mediante la cual, entre otros aspectos, se fijaron los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización, y se determinaron, Los valores del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), aplicables al periodo mayo 2018 – abril 2019;

Que, con fecha 07 de mayo de 2018, la empresa Huaura Power Group S.A. ("HPG") interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado recurso.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, HPG solicita recalculer el Cargo por Prima de la Central Hidroeléctrica de Yarucaya considerando que tiene derecho a percibir la Tarifa de Adjudicación por la energía inyectada durante el primer año de operación, hasta el límite de la energía adjudicada anual, que conforme al Contrato de Suministro que mantiene con el Estado Peruano, es hasta 115 GWh/año.

2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, HPG considera que Osinergmin desconoce su derecho de percibir la Tarifa de Adjudicación por la energía inyectada por la Central Hidroeléctrica Yarucaya durante el primer año de operación hasta el límite de la Energía Adjudicada conforme al Contrato de Suministro;

Que, añade, el Regulador ha calculado su Cargo por Prima considerando que la energía inyectada valorizada a la Tarifa de Adjudicación corresponde a una alícuota de la Energía Adjudicada, proporcional al periodo comprendido entre la fecha de puesta en operación comercial (17/08/2017) de la mencionada central hasta el final del respectivo Periodo Tarifario (30/04/2018), es decir, con un volumen de energía proporcional a un periodo de 8 meses; no obstante, refiere, que no existe disposición normativa ni contractual que habilite a Osinergmin a calcular el Cargo por Prima considerando dicho volumen proporcional como el límite a ser valorizado a la Tarifa de Adjudicación, por lo que, solicita el pago por el año completo;

Que, luego de citar diversas cláusulas del Contrato de Suministro, la recurrente concluye que la obligación de entregar la Energía Adjudicada constituye un volumen máximo para efectos de percibir la Tarifa de Adjudicación y, un mínimo para efectos de mantener ese derecho, puesto que si no se cumple con inyectar la cantidad anual se reduce dicha tarifa de adjudicación aplicando el Factor de Corrección;

Que, agrega HPG, la Energía Adjudicada, el Ingreso Garantizado y la Prima tienen periodicidad anual, y están determinados por el Periodo Tarifario de doce meses. Alega que la puesta en operación no necesariamente coincide con el inicio del Periodo Tarifario, sino que puede ser una fecha intermedia, para lo cual el Contrato de Suministro, así como el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM (Reglamento RER), ha incluido una excepción por la cual la Energía Adjudicada, únicamente para efectos de la primera determinación de la Prima, solo será exigible después de la puesta en operación comercial hasta el final del Periodo Tarifario;

Que, sostiene la recurrente, existe una energía adjudicada inicial que será la referencia para determinar el cumplimiento de la obligación durante el primer año de operación, y que consiste en inyectar una proporción de la Energía Adjudicada equivalente a la alícuota que representa ese primer año de operación respecto del Periodo Tarifario. Así, si el Generador no cumple con realizar tal inyección, su Tarifa de Adjudicación se reducirá con el Factor de Corrección;

Que, la recurrente parte sobre la premisa de que no existe limitación legal ni contractual sobre el límite para percibir la Tarifa de Adjudicación, y atendiendo a los artículos 1401 y 1362 del Código Civil¹, colige que la decisión del Regulador de calcular la Prima RER de su central sobre la base de un límite máximo a la energía adjudicada no tiene sustento normativo y contraviene el principio de legalidad, el de jerarquía normativa y coherencia normativa,

¹ Código Civil:

Artículo 1401.- Las estipulaciones insertas en las cláusulas generales de contratación o en formularios redactados por una de las partes, se interpretan, en caso de duda, en favor de la otra.

Artículo 1362.- Los contratos deben negociarse, celebrarse y ejecutarse según las reglas de la buena fe y común intención de las partes.

y el criterio teleológico de interpretación, pues contradice el sentido de las normas de promoción a la generación eléctrica con energías renovables;

Que, finalmente, indica que la RESOLUCIÓN está indebidamente motivada y que el Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobado con Resolución N° 001-2010-OS/CD (Procedimiento Prima RER), no contempla ningún límite, no estando Osinergmin, en aplicación del principio de seguridad jurídica, facultado a limitar el máximo de la energía inyectada valorizada a la Tarifa de Adjudicación para el primer año de operación, ni puede aplicar un criterio que previamente no se encuentre recogido en el mencionado procedimiento.

2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, la recurrente interpreta que en el primer año de operación, en que no podrá entregar la energía adjudicada anual en los doce meses, los generadores RER se encuentren obligados a inyectar como mínimo la proporción de los meses de operación de la Energía Adjudicada (anual) a fin de no aplicarles el factor de corrección; mientras que, a efectos de percibir la compensación por la Prima, se le debe considerar hasta el total de la Energía Adjudicada (por doce meses) valorizada a la Tarifa de Adjudicación aunque el periodo de operación sea menor al año, es decir que no se disponga como condición, la misma proporción de tiempo empleada para el mínimo;

Que, la recurrente procura sustentar su interpretación alegando que no existe un dispositivo legal o contractual que habilite expresamente al Regulador que determine para los dos casos que plantea, la misma proporción; sin embargo, tampoco se basa en un dispositivo legal o contractual que ampare expresamente su pretensión;

Que, cuando la recurrente se refiere al accionar de la Autoridad frente al criterio que cuestiona, manifiesta que el Regulador debe sujetarse al principio de legalidad (aspecto público), sujetándose a los límites de su actuación que la ley le permite; por lo que, no existiendo mandato, no puede establecer una restricción de límite máximo proporcional;

Que, no obstante, para defender su interpretación, no exige que Osinergmin identifique una norma expresa que permita autorizarle lo que solicita, sino que cambia de punto de referencia y señala que no está obligado a hacer lo que la ley no manda, ni impedido de hacer lo que no le prohíbe (aspecto privado), y por tanto al no haber norma que señale que tiene prohibido cobrar por el total (sin límite máximo proporcional), estaría autorizado a hacerlo;

Que, sobre el particular, no se coincide con la interpretación de la recurrente, toda vez que la base normativa para aplicar la proporción de la energía adjudicada para el primer año tarifario, se consignó en el numeral 19.3 del Reglamento RER, tanto en su versión vigente como en la anterior, en donde establece que la primera determinación de la prima [teniendo en cuenta que la puesta en operación de la central RER se realiza en fecha no coincidente con el Periodo Tarifario] se efectuará sobre la base de la proporción de las inyecciones netas respecto de la Energía Adjudicada, según la fecha de Puesta en Operación Comercial;

Que, Osinergmin no puede darle dos sentidos a un mismo texto; es decir, cuando se trata del "mínimo", aplicar la proporción a la que se refiere esta disposición normativa y, cuando se trata del "máximo", se debe tomar en cuenta el total, toda vez que la norma no lo ha diferenciado de ese modo, motivo por el cual, el Regulador en la aplicación normativa, no está autorizada a plantear una distinción que no se lea del mandato normativo o crear conceptos de mínimo y máximo no previstos, justamente en virtud del principio de legalidad;

Que, es evidente que se toma una proporción de la Energía Anual en función de la alícuota del periodo, como lo señalan las Bases; ya que otorgar el derecho de entrega y pago de la energía total anual en un periodo menor al año, tendría su correlato del deber de que eso se cumpla o ser "penalizado" en caso contrario;

Que, la normativa y las Bases, establecieron un límite máximo de energía por año por tecnología para cada subasta, de acuerdo al requerimiento que definió el Ministerio de Energía y Minas, previo al inicio de la Subasta denominada "Energía Requerida", lo cual bajo la interpretación de la recurrente ese valor no se cumpliría, siendo excedido;

Que, el Ingreso Garantizado que, según la definición de la normativa, de las Bases y del Contrato, es el ingreso anual que percibe por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada (anual) remuneradas a la Tarifa de Adjudicación, se aplica únicamente durante el Plazo de Vigencia;

Que, para Osinergmin, la Energía Adjudicada o su proporción en función del periodo que corresponda, viene a ser, bajo los términos de la recurrente un valor mínimo y máximo. Será mínimo por cuanto, la empresa se comprometió a entregar al sistema una cantidad de energía, cuyo incumplimiento puede ser "penalizado"; y será máximo por cuanto obtiene un tipo de subsidio de parte de los usuarios, a quienes no les corresponde la obligación de asumir el pago por una cantidad mayor, que podría exceder el requerimiento tope que realizó el Ministerio de Energía y Minas, y podría desnaturalizar las reglas de la subasta, permitiendo al postor ganador una ventaja no establecida en la competencia;

Que, debe tenerse presente que este escenario de valor máximo es únicamente para el pago de la Tarifa de Adjudicación asegurada y cargada a costo de los usuarios finales de electricidad. Esto es, no se le impide inyectar la energía de fuente renovable al sistema y tampoco cobrar por ella, pero dicho cobro por el exceso de lo comprometido, no ingresa dentro de la garantía que el Estado le brindó por la suscripción de un Contrato RER,

sino dentro del régimen ordinario de mercado. El sentido del Decreto Legislativo N° 1002 y su Reglamento, no trata de permitir el ingreso de mayor energía renovable con el derecho de una tarifa garantizada sin más, sino de una cantidad reglamentada por los incentivos que deben asumirse;

Que, asimismo, de acuerdo con el principio de neutralidad previsto en el artículo 5 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el Regulador debe velar porque las empresas no utilicen su condición de tales para obtener ventajas en el mercado frente a otras personas naturales o jurídicas. Así, en observancia de dicho principio, Osinergmin no puede interpretar que en la fracción del Periodo Tarifario inicial el generador RER pueda inyectar el total de la Energía Adjudicada a la Tarifa de Adjudicación, pues además de tener un tratamiento distinto de los demás Generadores RER, se estaría cargando a los usuarios regulados del SEIN el Cargo por Prima correspondiente a las inyecciones que se encuentren por sobre la proporción de tiempo en operación que se le reconoce contractualmente. Esto es, no existiría una proporción de las prestaciones, criterio esencial a considerar en las relaciones contractuales;

Que, consecuentemente, no se trata de un no reconocimiento del derecho de la recurrente de percibir la Tarifa de Adjudicación por la energía inyectada, sino, de armonizar esa obligación con el deber que tienen los usuarios de pagar los Cargos por Prima. De ese modo, si bien existe una periodicidad anual de la Prima, esta tiene que encontrarse en sintonía con lo dispuesto en el numeral 19.3 del Reglamento RER, referido a la proporción de la energía y la alícuota del tiempo, para todos los casos, lo cual, junto al Contrato RER, autoriza a Osinergmin a aplicar ese criterio;

Que, por lo expuesto, no existe una incorrecta interpretación de Osinergmin en la aplicación de la proporcionalidad de la Energía Adjudicada para el primer año tarifario, ni se ha vulnerado el principio de legalidad, ni de motivación en la RESOLUCIÓN. En consecuencia, el recurso debe ser declarado infundado.

Que, finalmente, se ha expedido el informe Técnico-Legal N° 261-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, que complementa 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, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; 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 el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

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

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Huaura Power Group S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con el Informe N° 261-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: [www. http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx](http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx).

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

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

Lima, 5 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 reciprocantes, 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 íntegro 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 recalcu 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 Osinermin 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 OSINERMIN

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 Osinermin, 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 recalcule 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, Osinermin 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 Osinermin 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 Osinermin, 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 1º.- 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 2º.- 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 3º.- 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 4º.- Incorpórese los Informes N° 256-2018-GRT y N° 257-2018-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5º.- 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: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 091-2018-OS/CD

Lima, 5 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 ("RESOLUCIÓN"), mediante la cual, entre otras disposiciones, se fijaron los Precios en Barra y peajes del Sistema Principal de Transmisión ("SPT"), así como sus fórmulas de actualización, para el período mayo 2018 – abril 2019;

Que, con fecha 07 de mayo de 2018, la empresa Samay I S.A. ("SAMAY") interpone recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, SAMAY solicita en su recurso de reconsideración que se incorpore como parte de los Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN, el monto correspondiente a los saldos pendientes de pago del Cargo Unitario por CVOA-CMg, a efectos de que sean reconocidos y pagados durante el período tarifario de mayo 2018 – abril 2019.

2.1. SUSTENTO DE PETITORIO

Que, SAMAY señala de la RESOLUCIÓN y del Informe N° 173-2018-GRT, que el Osinergmin ha dispuesto que, en el período tarifario de mayo de 2018 – abril de 2019, no corresponde determinar el Cargo Unitario por CVOA-CMg, ya que el Decreto de Urgencia N° 049-2008 ("DU-049") no se encuentra vigente. Dado que Osinergmin considera de manera errónea, que ha recaudado el monto necesario para la compensación prevista por dicho Cargo, hasta el mes de abril de 2018;

Que, en ese sentido, SAMAY manifiesta que Osinergmin no tomó en cuenta el Recurso de Apelación que la empresa ENGIE Energía del Perú S.A. ("ENGIE") presentó ante al Directorio del COES contra la Decisión que aprobó la Valorización de las Transferencias de Energía Activa correspondiente al mes de diciembre 2017, para que se reconozca un monto que asciende a S/ 5 432 649,00 por concepto de un saldo correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-CMg a favor de la C.T. Ilo;

Que, manifiesta que la norma estableció que sea Osinergmin la entidad que establezca las disposiciones necesarias para la aplicación de lo dispuesto en el DU-049. Por lo que, en ese marco, aun cuando el DU-049 estuvo vigente hasta el 1 de octubre de 2017, ello no implica que, existiendo saldos a favor de la generación por dicho concepto, éstos solo sean reconocidos necesariamente hasta abril de 2018;

Que, Osinergmin no ha considerado el saldo correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-CMg a favor de la C.T. Ilo de ENGIE, cuyo monto asciende a S/ 5 432 649, de acuerdo con la información que consta en el Recurso de Apelación presentado por dicha empresa ante el Directorio del COES contra la Decisión que aprueba la Valorización de las Transferencias de Potencia correspondiente al mes de diciembre 2017, el mismo que fue declarado Fundado mediante Decisión de Directorio N° 512 (O.D.15);

Que, por lo tanto, la recaudación del mes de abril 2018 prevista por el Osinergmin en la RESOLUCIÓN, no cubrirá la compensación total pendiente por Cargo Unitario CVOA-CMg, restando así un saldo pendiente que debe ser pagado a los generadores durante el periodo tarifario de mayo 2018- abril 2019, y que, al no ser reconocido por el Osinergmin en la Resolución 056, ésta perjudica a las empresas que les corresponde percibir dicho monto;

Que, la RESOLUCIÓN al desconocer la recuperación de una compensación que corresponde a las empresas generadoras, a la cual ya tienen el derecho ganado (adquirido) de percibir, estaría causando un perjuicio a los generadores;

2.2 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, añada 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, la recurrente adjuntó el 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 recalcule 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, al respecto debe señalarse que, la fecha en la cual tomó conocimiento la misma empresa ENGIE Energía Perú 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 recalcule 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; por tanto, los argumentos de Samay vinculados al incumplimiento de las funciones de Osinergmin y de los principios del derecho, carecen de asidero;

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 el RECURSO;

Que, finalmente, se han expedido los informes N° 258-2018-GRT y N° 259-2018-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 numeral 4 del artículo 3 del TUO 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, aprobado con Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; 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 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Samay I S.A. contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.2 de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Incorpórese los Informes N° 258-2018-GRT y N° 259-2018-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3º.- 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 4º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo 2 precedente, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN

Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 092-2018-OS/CD

Lima, 5 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 13 de abril de 2018, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), publicó la Resolución N° 058-2018-OS/CD ("RESOLUCIÓN"), mediante la cual se fijó el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión ("SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión ("SCT") para el periodo mayo 2018 – abril 2019, como consecuencia de la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y SCT;

Que, con fecha 27 de abril del 2018, la empresa Consorcio Energético Huancavelica S.A. ("CONENHUA") interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; siendo materia del presente acto administrativo, el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, CONENHUA solicita en su recurso de reconsideración:

- 1) Se modifique el cálculo del cargo unitario de liquidación del nivel de tensión "MT" debido a error material.
- 2) Se modifique actualice el "Anexo de Diferencias por Montos de Transferencias" ("ANEXO_DIFERENCIAS") considerando facturas emitidas para los meses de enero y junio de 2017 a las empresas Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. ("COELVISAC") y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. ("HIDRANDINA").

2.1 MODIFICAR EL CARGO UNITARIO DE LIQUIDACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN "MT"

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, CONENHUA observa que, el Cuadro 3.1 de la hoja "Cargo_Unitario" presenta un error material en la denominación del nivel de tensión "MT", siendo la denominación correcta "AT/MT";

Que, al respecto, CONENHUA indica que al considerar la denominación de nivel de tensión "MT" (errada), conlleva a no considerar la energía proyectada en la determinación de los saldos, ocasionando así que saldos de liquidación de dicho nivel de tensión sean cero (0) en todas las áreas de demanda;

Que, por lo descrito, CONENHUA solicita se modifique el "Cuadro 3.1" de la hoja "Cargo_Unitario" del archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx" que sustentan los cálculos publicados en la RESOLUCIÓN, dado que por un error material del Cuadro 3.1, los saldos de liquidación del nivel de tensión MT son errados, puesto que no considera la proyección de energía anual de dicho nivel de tensión.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, luego de revisado el Cuadro 3.1 de la hoja "Cargo_Unitario" contenida en el archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx", se verificó que el cargo unitario del nivel de tensión "AT/MT" es igual a cero en todas las áreas de demanda;

Que, se verificó que, en el Cuadro 2.1 "Proyección demanda" de la hoja "Cargo_Unitario" del archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx" se considera el nivel de tensión "AT/MT", sin embargo, las fórmulas y hojas de cálculo del mencionado archivo no consideran a dicho nivel de tensión como "AT/MT" sino con la denominación "MT";

Que, según lo mencionado en el párrafo anterior, las fórmulas del Cuadro 3.1 "Cargo Unitario" de la hoja "Cargo_Unitario" no consideraron la demanda del nivel de tensión "AT/MT" y como consecuencia de esto el valor de cargo unitario calculado de este nivel de tensión era igual a cero;

Que, se debe precisar que la corrección del nivel de tensión "AT/MT" por "MT" modifica los resultados publicados de todas las áreas de demanda;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado fundado.

2.2 MODIFICAR EL ANEXO DE DIFERENCIAS POR MONTOS DE TRANSFERENCIAS

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, CONENHUA presenta un resumen de los montos facturados a COELVISAC e HIDRANDINA correspondientes a los meses de enero y junio de 2017 respectivamente;

Que, CONENHUA observa que en el archivo ANEXO_DIFERENCIAS, se ha considerado los montos de S/ 24,75 y S/ 601,65 como facturados a las empresas COELVISAC e HIDRANDINA para los meses de enero y junio del 2017 respectivamente;

Que, CONENHUA manifiesta que los montos efectivamente facturados fueron de S/ 6,21 y S/ 575,28 a las empresas COELVISAC e HIDRANDINA para los meses de enero y junio del 2017 respectivamente;

Que, para sustentar lo mencionado en el párrafo precedente, presenta copias de las facturas, e indica que se deben considerar dichos montos efectivamente facturados, por ende, corresponde actualizar el archivo ANEXO_DIFERENCIAS de la Liquidación.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, luego de revisar el ANEXO_DIFERENCIAS se verificó que para los meses de enero y junio de 2017 se consideró los valores reportados en el "Formato 2" por las empresas COELVISAC e HIDRANDINA respectivamente;

Que, vista las facturas remitidas por CONENHUA que sustentan su petitorio y los reportes de documentos de pago de transferencias de los suministradores COELVISAC e HIDRANDINA se verificó los montos facturados por CONENHUA y que han sido sustentadas con las correspondientes facturas;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado fundado.

Que, finalmente, se ha expedido el informe Técnico N° 249-2018-GRT y el Informe Legal N° 252-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado 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 Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

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

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundados los extremos del recurso de reconsideración interpuesto por Consorcio Energético Huancavelica S.A. contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Las modificaciones que motive la presente resolución en la Resolución N° 058-2018-OS/CD, deberán consignarse en resolución complementaria.

Artículo 3º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes N° 249-2018-GRT y N° 252-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 093-2018-OS/CD

Lima, 5 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 13 de abril de 2018, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), publicó la Resolución N° 058-2018-OS/CD (“RESOLUCIÓN”), mediante la cual se fijó el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”) para el periodo mayo 2018 – abril 2019, como consecuencia de la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y SCT;

Que, con fecha 04 de mayo del 2018, la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (“SEAL”) interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; siendo materia del presente acto administrativo, el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, SEAL solicita en su recurso de reconsideración:

- 1) Se incluya en la determinación del Cargo Unitario de Liquidación, el Saldo a Liquidar del nivel de tensión “AT/MT”.
- 2) Se modifique la fecha de puesta en operación de la Línea 33 kV “Parque Industrial MAT/AT - Parque Industrial AT/MT”.
- 3) Se incluya en el cálculo de la liquidación anual la inversión de los elementos de transmisión (compensación reactiva), con su correspondiente acta de alta, que fueron puestos en servicio durante el año 2017.
- 4) Se incluya en el cálculo de la liquidación la celda de alimentador 10 kV en la SET Porongoche según el acta de puesta en servicio N° 15-APES-001-2015-SEAL.

2.1 INCLUIR EN LA DETERMINACIÓN DEL CARGO UNITARIO DE LIQUIDACIÓN, EL SALDO A LIQUIDAR DEL NIVEL DE TENSIÓN “AT/MT”

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SEAL indica que no se ha determinado de manera correcta el Cargo Unitario de Liquidación para SEAL, obviando en su cálculo, la componente del aporte de los Saldos de Liquidación correspondiente al nivel de tensión en AT/MT;

Que, SEAL menciona que, si existe un saldo de liquidación para un determinado nivel de tensión y una demanda proyectada, entonces, el cociente de ambos y por lo tanto el valor del cargo unitario de liquidación serán distintos de cero. Como observa, en el archivo de cálculo "5IE_Saldos(PubLiq08).xls", hoja: "Cargo_Unitario" para las áreas de demanda 8 y 9, se ha determinado un saldo total de S/ - 4 677 y S/ 1 809 520 respectivamente;

Que, SEAL indica que los saldos son disgregados en función de la participación del Costo Medio Anual de cada nivel de tensión, así mismo en el numeral 2.1 de la hoja "Cargo Unitario" del Archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xls" muestra la demanda proyectada para el periodo mayo 2018 - abril 2019 para las áreas de demanda 8 y 9. Por lo que, al existir valores de saldo a liquidar por nivel de tensión y el valor presente de la demanda proyectada por nivel de tensión, el valor del cargo unitario de liquidación debe ser diferente de cero tanto para el área de demanda 8 como para el área de demanda 9;

Que, los valores publicados en la RESOLUCIÓN del cargo unitario de liquidación para las áreas de demanda 8 y 9 son iguales a cero;

Que, por lo mencionado, SEAL concluye que existe un error u omisión al considerar como cero el cargo unitario en AT/MT para las áreas de demanda 8 y 9;

Por lo expuesto, SEAL solicita reconsiderar la determinación del cargo unitario de liquidación, modificando dichos valores según lo observado.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, luego de revisado el Cuadro 3.1 de la hoja "Cargo_Unitario" contenida en el archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx" se verificó que el cargo unitario del nivel de tensión "AT/MT" es igual a cero en todas las áreas de demanda;

Que, se verificó que, en el Cuadro 2.1 "Proyección demanda" de la hoja "Cargo_Unitario" del archivo "5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx" se considera el nivel de tensión "AT/MT", sin embargo, las fórmulas y hojas de cálculo del mencionado archivo no consideran a dicho nivel de tensión como "AT/MT" sino con la denominación "MT";

Que, según lo mencionado en el párrafo anterior, las fórmulas del Cuadro 3.1 "Cargo Unitario" de la hoja "Cargo_Unitario" no consideraron la demanda del nivel de tensión "AT/MT" y como consecuencia de esto el valor de cargo unitario calculado de este nivel de tensión era igual a cero;

Que, se debe precisar que la corrección del nivel de tensión "AT/MT" por "MT" modifica los resultados publicados de todas las áreas de demanda;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado fundado.

2.2 MODIFICAR LA FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN DE LA LÍNEA 33 KV PARQUE INDUSTRIAL MAT/AT - PARQUE INDUSTRIAL AT/MT

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SEAL indica que en el archivo de cálculo "1Peaje_Recalculado(PubLiq08).xls", hoja "SCT", se considera como fecha de operación enero 2018 para el elemento "Línea 33 kV Parque Industrial MAT/AT - Parque Industrial AT/MT";

Que, SEAL hace notar que, en el acta de alta de dicho elemento de transmisión, la fecha de puesta en operación comercial es 13 de enero de 2017, para lo cual adjunta copia del acta de alta correspondiente;

Que, SEAL considera que, la inversión realizada corresponde ser remunerada desde la fecha de puesta en operación comercial, toda vez que, obedece a un plan de inversiones aprobado por OSINERGMIN.

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se verificó el acta de puesta en servicio N° APES-007-2017-SEAL corroborándose que la fecha de puesta en operación del elemento "Línea 33 kV Parque Industrial MAT/AT - Parque Industrial AT/MT" es el 13 de enero del año 2017;

Que, asimismo se verificó que la fecha de puesta en operación considerada en la hoja de cálculo "SCT" del archivo "1Peaje_Recalculado(PubLiq08).xls", es el 13 de enero del año 2018, el cual resulta incorrecto;

Que, se debe considerar la fecha 13 de enero del año 2017 como fecha de puesta en servicio, según lo indicado en el acta N° APES-007-2017-SEAL del elemento "Línea 33 kV Parque Industrial MAT/AT - Parque Industrial AT/MT" en la hoja "SCT" del archivo "1Peaje_Recalculado(PubLiq08).xls" y en la valorización del elemento;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado fundado.

2.3 INCLUIR EN LA LIQUIDACIÓN ANUAL LA INVERSIÓN DE ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA, PUESTOS EN SERVICIO EN EL AÑO 2017

2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SEAL indica que, de la información de las actas de alta presentada por SEAL, dentro del plazo en el ámbito del proceso de liquidación de los SST y SCT, no se ha incluido en el cálculo del CMA de los SCT, los elementos de

transmisión de compensación reactiva siguientes, los cuales cuentan con el acta de puesta en servicio con fecha 14 de diciembre de 2017:

1. Celda de compensador 10 kV, SET AT/MT La Curva
2. Compensador capacitivo fijo de 1.5 MVAR SET AT/MT La Curva
3. Celda de compensador 10 kV, SET AT/MT Chucarapi
4. Compensador capacitivo 1 MVAR SET AT/MT Chucarapi

Que, en la RESOLUCIÓN no se ha cumplido con el marco legal vigente establecido en el literal (b), numeral 4.8 del procedimiento establecido en la Resolución N° 261-2012-OS/CD, toda vez que, no ha incluido los elementos de transmisión de compensación reactiva, como elementos de transmisión sujetas a liquidación;

Que, en la RESOLUCIÓN, no se ha cumplido con aplicar lo establecido en el Artículo 9° del Reglamento General del OSINERGMIN aprobado mediante el D.S. 054-2001- PCM al omitir del proceso de liquidación, los elementos de transmisión de compensación reactiva aprobados en el respectivo Plan de Inversiones de Transmisión.

2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, el procedimiento de liquidación establecido en la Resolución N° 261-2012-OS/CD en el numeral 6.5.2 y los literales a) y d) del numeral 6.4.2 "Reporte Anual" establece la obligación de las empresas titulares de sistemas de transmisión de remitir las "Actas de Puesta en Servicio y Actas de Retiro Definitivo de Operación de instalaciones del SST y/o SCT" en los plazos correspondientes para las etapas de preliquidación (hasta el cuarto día hábil después del 15 de enero) y liquidación (hasta el cuarto día hábil después del 15 de marzo) respectivamente;

Que, SEAL no ha remitido a Osinergmin para el presente proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT, las actas de puesta en servicio ni actas de retiro de operación de sus instalaciones SST y/o SCT para las etapas de preliquidación y liquidación según los plazos establecidos y mencionados en el párrafo precedente;

Que, como se indica en el numeral 6.4 de la Resolución N° 261-2012-OS/CD, el incumplimiento del envío de información conforme a los requerimientos y plazos señalados, es susceptible de sanción. Osinergmin podrá iniciar un procedimiento administrativo sancionador, pudiendo el presunto infractor ser pasible de sanción según la Escala de Multas vigente;

Que, no obstante, los elementos con actas de altas indicados por SEAL no fueron remitidos por la empresa en las etapas de preliquidación y liquidación. Sin embargo, de la revisión se tiene que las actas de alta presentadas corresponden al periodo previo de la emisión de la RESOLUCIÓN, por lo que, en sujeción al principio administrativo de verdad material, se procede a considerar que los nuevos elementos sean valorizados y considerados en el cálculo del presente proceso de la liquidación anual de ingresos de los SST y SCT;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado fundado.

2.4 INCLUIR EN LA LIQUIDACIÓN EL ELEMENTO CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV EN LA SET PORONGOCHÉ DEL AÑO 2014.

2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, SEAL identifica que, se ha omitido en el cálculo de liquidación de los SST y SCT, el acta N° 15-APES-001-2015-SEAL del año 2014, la cual corresponde a una celda de alimentador 10 kV en la SET Porongoche, cuya acta muestra como parte de su petitorio;

Que, SEAL solicita incluir la mencionada celda de alimentador en la SET Porongoche del año 2014 para lo cual presenta la respectiva acta de puesta en servicio.

2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en la documentación del proceso de liquidación anual de los SST y SCT llevado a cabo en el año 2015, en el cuadro del Anexo A "Instalaciones Consideradas en la Preliquidación", página 39 del Informe N° 0127-2015-GART, que sustenta los criterios, metodología y cálculos de la Resolución 047-2015-OS/CD, se consideró el elemento celda de alimentador 10 kV en la SET Porongoche como parte de las instalaciones dadas de alta;

Que, se verificó que el acta APES N° 001-2015-SEAL, consigna el alta del elemento celda de alimentador 10 kV de la SET Porongoche, presentada por SEAL en su RECURSO;

Que, por lo tanto, el acta APES N° 001-2015-SEAL sí fue considerada como parte de las actas de puesta en servicio consideradas en la etapa de preliquidación del proceso de liquidación del año 2015;

Que, asimismo se verificó que el elemento celda de alimentador 10 kV de la SET Porongoche está incluido en la fila 956 de la hoja "F-308_SCT" del archivo 1Peaje_recalc(Pre2015).xlsx, de la prepublicación de la liquidación anual de ingresos del año 2015;

Que, también se verificó que el elemento celda de alimentador 10 kV de la SET Porongoche se encuentra considerado en la fila 839 de la hoja "SCT" del archivo "1Peaje_Recalculado(PubLiq08).xlsx" publicado en la RESOLUCIÓN y por lo tanto forma parte del cálculo del presente proceso de la liquidación anual de ingresos;

Que, por lo mencionado, este extremo del recurso es declarado infundado.

Que, finalmente, se ha expedido el informe Técnico N° 250-2018-GRT y el Informe Legal N° 253-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin,

cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

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

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundados los extremos 1, 2 y 3 el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Declarar infundado el extremo 4 del recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3º.- Las modificaciones que motive la presente resolución en la Resolución N° 058-2018-OS/CD, deberán consignarse en resolución complementaria.

Artículo 4º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes N° 250-2018-GRT y N° 253-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 094-2018-OS/CD

Lima, 05 de junio de 2018

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 13 de abril de 2018, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), publicó la Resolución N° 058-2018-OS/CD ("RESOLUCIÓN"), mediante la cual se fijó el Cargo Unitario de Liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión ("SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión ("SCT") para el periodo mayo 2018 – abril 2019, como consecuencia de la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y SCT;

Que, con fecha 07 de mayo del 2018, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. ("ENGIE") interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; 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 se modifique la RESOLUCIÓN, corrigiendo el Cargo Unitario de Liquidación del Sistema Secundario de Transmisión de ENGIE asignado al área de demanda 12 ("AD12"), y se determine que no existe saldo de liquidación al mes de abril de 2017, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 133-2017-OS/CD ("Res 133") y Resolución N° 134-2017-OS/CD ("Res 134").

2.1 MODIFICAR EL CARGO UNITARIO DE LIQUIDACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN "MT"

2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, mediante Res 133, se declaró fundado el recurso de reconsideración presentado por ENGIE contra la Resolución N° 062-2017-OS/CD ("Res 062") en la cual OSINERGMIN dispuso respecto al saldo de liquidación por el uso del SST de ENGIE del AD12 lo siguiente:

"Que, de otro lado, considerando que este criterio tiene efectos únicamente en la recaudación, por consiguiente, a fin de no distorsionarlo respecto de lo que remunera, es decir, del CMA de ENGIE, deberá disponerse que no existe saldo de liquidación al cierre del periodo tarifario, esto es, a abril de 2017; ya que, en caso contrario, los efectos que se consideren en este periodo tarifario, se anularían en el siguiente, de mantenerse los saldos;

Que, por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte el recurso de reconsideración, debiendo establecerse que el cargo por liquidación no será aplicable únicamente a Southern (...);

Que, la Res 134, dispuso lo siguiente en su Nota [2] del Cuadro N° 1:

“El cargo unitario no aplicará al cliente libre Southern Perú Copper Corporation del Área de Demanda 12. Respecto del CMA de ENGIE, al cierre del periodo tarifario ocurrido en abril de 2017, no se considerará ningún saldo de liquidación”;

Que, OSINERGMIN resolvió en forma definitiva que no existe ningún Saldo de Liquidación para el sistema secundario de ENGIE del AD12 al mes de abril de 2017;

Que, en la Resolución N° 039-2018-OS/CD, OSINERGMIN consideró de forma correcta que no existía dicho saldo de liquidación;

Que, en la celda “M313” de la hoja “Cargo Unitario” del archivo “5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx”, que sustenta la Resolución Impugnada, se ha mantenido un Saldo de Liquidación del Periodo 2016 actualizado y, por lo tanto, no se ha tomado en cuenta lo resuelto por la Res 134, que estableció que, al cierre del mes de abril de 2017, no se debe considerar ningún Saldo de Liquidación;

Que, la aplicación de lo dispuesto en la Res 134 implica que el Saldo de Liquidación del Periodo 2016 debe ser S/ 0,00 y que los saldos mensuales para la presente liquidación deben calcularse a partir de mayo de 2017;

Que, corresponde a OSINERGMIN corregir la Resolución Impugnada y, en cumplimiento a lo dispuesto en la Res 133 y Res 134 se recalcula el Cargo Unitario de Liquidación del SST ENGIE del AD12 considerando un Saldo de Liquidación del Periodo 2016 equivalente a S/ 0,00, y disponga que los saldos para la presente liquidación se determinen sólo a partir de mayo de 2017.

2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, se verificó que el valor de la celda “M313” de la hoja “Cargo Unitario” del archivo “5IE_Saldos(PubLiq08).xlsx” que sustenta la RESOLUCIÓN es igual al saldo de liquidación del periodo 2016 actualizado;

Que, según lo indicado Nota [2] del Cuadro N° 1 de la Res 134, que “... Respecto del CMA de ENGIE, al cierre del periodo tarifario ocurrido en abril de 2017, no se considerará ningún saldo de liquidación”;

Que, se verificó en los archivos de cálculo de la Resolución N° 039-2018-OS/CD, si se consideró un saldo de liquidación actualizado del año 2016 de S/ 31 267 y saldos mensuales distintos a cero para el periodo de enero a abril de 2017;

Que, para cumplir con lo indicado en las Res 133 y Res 134 es necesario modificar el valor del saldo de liquidación del periodo 2016 considerando para este caso el valor de cero, y de la misma forma, modificar los saldos mensuales de liquidación consignando el valor de cero para el periodo de enero a abril de 2017;

Que, por lo mencionado, el recurso es declarado fundado.

Que, finalmente, se ha expedido el Informe Técnico N° 251-2018-GRT y el Informe Legal N° 254-2018-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado 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 N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

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

RESUELVE:

Artículo 1º.- Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 058-2018-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2º.- Las modificaciones que motive la presente resolución en la Resolución N° 058-2018-OS/CD, deberán consignarse en resolución complementaria.

Artículo 3º.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes N° 251-2018-GRT y N° 254-2018-GRT, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2018.aspx>.

DANIEL SCHMERLER VAINSTEIN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN