

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 114-2019-OS/CD**

Lima, 20 de junio de 2019

**CONSIDERANDO:**

**1.- ANTECEDENTES**

Que, en fecha 15 de abril de 2019, fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 061-2019-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 2019 – abril 2020;

Que, con fecha 09 de mayo de 2019, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. (“ENGIE”) 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, ENGIE solicita en su recurso de reconsideración lo siguiente:

- a. Incluir a las subestaciones Marcona 60 kV y San Nicolás 60 kV como Barras de Referencia de Generación;
- b. Determinar el Saldo del Periodo de Liquidación de los Sistema Garantizados de Transmisión (“SGT”) sin considerar, como parte del Peaje de Trasmisión del Ingreso Mensual Facturado, el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente por el COES durante el Periodo de Liquidación Anual de manera incorrecta;
- c. Corregir el valor del indexador IPP utilizado para el mes de octubre de 2018 en el cálculo del cargo unitario por Compensación por Seguridad de Suministro;
- d. Considerar el Factor por variación del Tipo de Cambio en el factor de ajuste del Precio de la Energía (FAPEM) establecido en el numeral 1.2 del artículo 2 de la RESOLUCIÓN.

**2.1 INCLUSIÓN DE LAS SUBESTACIONES MARCONA 60 KV Y SAN NICOLÁS 60 KV COMO BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN**

**2.1.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, ENGIE menciona que, de acuerdo con los Informes de Evaluación de la Operación Diaria publicada por el COES, la L.T. 60 kV Marcona – San Nicolás (L-6628) estuvo indisponible desde las 07:00 horas del 22 de octubre de 2018 hasta las 16:40 horas del 12 de enero de 2019, a solicitud de la empresa propietaria Red de Energía del Perú S.A. (“REP”); en este contexto durante varias horas de dicho periodo, ENGIE señala que el COES declaró en congestión la L.T. 60 kV Marcona – San Nicolás (L-6627, paralela a la línea L-6628), por lo que el COES dispuso el despacho de la central térmica San Nicolás desde el 8 de noviembre de 2018 hasta el 13 de enero de 2019, conforme a los informes Análisis de la Ejecución del Despacho Económico COES/D/DO/SEV-INF-114-2018, COES/D/DO/SEV-INF-002-2019 y COES/D/DO/SEV-INF-016-2019 correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2018 y enero de 2019, respectivamente;

Que, la recurrente hace referencia al artículo 1.14 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (RMME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, que establece cómo se determinan las Rentas de Congestión; así como al artículo 5.3(b) que indica cómo deben asignarse dichas rentas;

Que, ENGIE menciona que las disposiciones del RMME sobre las Rentas de Congestión no están limitadas a las instalaciones de transmisión que enlazan las Barras de Referencia de Generación (en adelante "BRG"); además, que esta definición incluye a cualquier instalación de transmisión (incluso del SST) y los asocia al cálculo con los Costos Marginales de Corto Plazo (CMg) que contengan componentes de congestión, asimismo, dichas Rentas de Congestión son excluidas de manera explícita del balance de entregas y retiros, y se liquidan de acuerdo con el Procedimiento Técnico del COES N° 45 "Asignación de Rentas de Congestión" (PR-45);

Que, sin embargo, ENGIE señala que las Valorizaciones de las Transferencias de Energía Activa de los meses de noviembre y diciembre de 2018 y enero 2019; a pesar que el COES había declarado congestión en la línea L-6627, valorizó los retiros de los suministros que realizan desde la S.E. San Nicolás 60/13,8 kV a CMg que no contiene la componente de congestión; además, ENGIE señala que, no se ha determinado adecuadamente las Rentas de Congestión en la línea L-6627 y se ha asignado a los generadores de manera errada el pago de los sobrecostos de operación de las unidades de la C.T. San Nicolás;

Que, asimismo, ENGIE menciona que se presentó una situación similar, que provocó el despacho de las unidades de la central San Nicolás desde el 03 de febrero hasta el 03 de abril de 2019, por congestión del transformador T62-261 de la S.E. Marcona, paralelo al transformador T6-261 que estuvo indisponible por falla. Menciona que, durante dicho periodo, a pesar de haber declarado congestión, el COES valorizó los retiros de la S.E. Marcona 60 kV y San Nicolás 60/13,8 kV a CMg que no contiene el componente de congestión;

Que, de la revisión de los informes de las valorizaciones de noviembre y diciembre de 2018 y enero 2019, ENGIE refiere que el problema es originado por los numerales 7.1 y 7.4 del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), aprobado mediante Resolución N° 187-2017-OS/CD;

Que, asimismo, manifiesta que el traslado de los retiros se realiza multiplicando la energía consumida por el factor de pérdidas medias establecido por Osinergmin, con lo cual lo valorizó con CMg sin componente de congestión, por lo que se eliminaron las Rentas por Congestionamientos generadas y se asignó erróneamente a los generadores pagos que no les correspondía asumir;

Que, ENGIE menciona que corresponde incluir en la RESOLUCIÓN, las subestaciones Marcona 60 kV y San Nicolás 60/13,8 kV como Subestaciones de Referencia.

### **2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, con relación al pedido realizado por ENGIE, es necesario precisar que la inclusión de BRG es realizado conforme a los criterios siguientes:

1. Las que comprendan las barras del sistema principal o garantizado.
2. Las barras del sistema secundario o complementario de generación, siempre y cuando desde estas barras se alimenten sistemas de distribución.

3. Otras que, estando comprendidas en el sistema secundario o complementario de demanda, corresponden al nivel de mayor tensión del sistema eléctrico.

Que, por tanto, de la revisión efectuada por Osinergmin se tiene que las subestaciones Marcona 60 kV y San Nicolás 60/13,8 kV no cumplen con estos criterios mencionados, debido a que la barra Marcona 220 kV donde se conectan estas barras ya es BRG;

Que, sin embargo, de los argumentos presentados por ENGIE, se debe mencionar que el GLOSARIO establece que la definición de “Barra de Transferencias”, comprende a las Barras de Referencia de Generación del Estudio (BRG) de fijación tarifaria vigente, realizada por Osinergmin, y que la definición de “Barra de Entrega del Generador” corresponde a la barra de una central de Generación;

Que, además, el numeral 7.3 del PR-10 establece que las Entregas utilizarán los registros del medidor de energía instalado en la Barra de Transferencias y en caso de no contar, será reflejada a la Barra de Transferencia; mientras que el 7.4 del mismo cuerpo normativo, en relación a los Retiros, en caso no haya sido consumido (retirado) en una Barra de Transferencias, las Entregas serán reflejadas eléctricamente a la barra más cercana;

Que, en ese sentido, para el caso que ENGIE describe en su peticitorio, el COES determinó que los Retiros asociados a los clientes de Shougang Hierro Perú y Municipalidad de Marcona es la Barra de Transferencias de Marcona 220 kV; y respecto a las Entregas, referidas a las inyecciones de la C.T. San Nicolás, la Barra de Transferencia corresponde a la barra San Nicolás 13,8 kV, al ser la Barra de Entrega del Generador;

Que, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 7.2 PR-45, el COES determinó el Monto de Rentas de Congestión, y asignó dichas rentas a los generadores;

Que, mediante Resolución N° 090-2019-OS/CD la definición de “Barra de Transferencia” del GLOSARIO fue modificada con la finalidad de abarcar otras barras existentes como Barras de 220 kV y 500 kV, siempre que un generador tenga un contrato de suministro o para el caso del Distribuidor o Gran Usuario en barras donde empiezan sus instalaciones; además, de manera excepcional barras de consumo en un sistema SST o SCT;

Que, en consecuencia, este extremo del peticitorio corresponde ser declarado infundado.

## **2.2 DETERMINACIÓN DEL SALDO DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN SIN CONSIDERAR EL SALDO DEL PEAJE POR CONEXIÓN DETERMINADO POR EL COES**

### **2.2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, ENGIE señala que, según la Ley N° 28832, las instalaciones del SGT se remuneran a través de la Base Tarifaria, y que la remuneración del Peaje de Transmisión que forma parte de la Base Tarifaria, debe ser asignada por Osinergmin a los usuarios; lo cual fue confirmado en la exposición de motivos del Decreto Legislativo N° 1041. Añade que lo indicado ha sido confirmado por Osinergmin en el Informe N° 174-2018-GRT, que complementa la resolución impugnada;

Que, sostiene que, es una obligación de Osinergmin garantizar que, efectivamente, los usuarios asuman íntegramente el costo del Peaje de Transmisión, siendo que la resolución impugnada no puede desconocer dichos mandatos legales;

Que, señala ENGIE que, en el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del SGT se establece que el saldo de periodo de liquidación, será calculado como la diferencia entre el Ingreso Anual Esperado (IAE) llevado al último día del periodo de liquidación, y el Ingreso Anual Facturado (IAF), donde el IAF es la suma de los valores de Ingreso Mensual Facturado

(IMF) que corresponden a las facturaciones mensuales efectuadas por concepto de Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, llevadas al último día del periodo de liquidación;

Que, sin embargo, indica que el COES viene aplicando el Procedimiento Técnico N° 30 en contra del mandato del artículo 26 de la Ley N° 28832, en la medida que 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 IMF por Peaje de Transmisión sea igual al Ingreso Mensual Esperado por Peaje de Transmisión de los SGT; y que ello acarrea, como consecuencia, que los generadores asuman parte de los costos del Peaje de Transmisión de los SGT; y que con la resolución impugnada se convalida dicha actuación contraria a ley cuando determina el Saldo del Periodo de Liquidación de los SGT, considerando como parte del Peaje de Transmisión del IMF el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT (determinado mensualmente de forma incorrecta por el COES);

Que, indica que a pesar que con la RESOLUCIÓN se contraviene la ley, en el Informe N° 183-2019-GRT Osinergmin cita al Reglamento de Transmisión para concluir que se incluye a los SGT en el cálculo de los saldos y que se asigna a la generación parte de los costos del SGT. Considera que, en observancia del principio de legalidad y lo dispuesto en el artículo 1 del Reglamento General de Osinergmin aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, ni el Reglamento de Transmisión ni el Procedimiento COES N° 30 ni el Proceso de Liquidación, pueden interpretarse de forma contraria a la ley;

Que, ENGIE hace referencia al principio de seguridad jurídica para afirmar que éste estaría siendo afectado por la aplicación del Procedimiento COES N° 30, por lo que corresponde que, en el uso de sus facultades, Osinergmin intervenga para hacer prevalecer la ley y que el COES no asigne a la generación parte de los pagos del Peaje de Transmisión de los SGT, por ser contrario a ley. Indica que, de acuerdo al artículo 101 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Osinergmin fiscaliza el cumplimiento de las funciones asignadas al COES, debiendo verificar que el Peaje de Transmisión de los SGT sea calculado conforme a lo dispuesto en la Ley N° 28832;

Que, ENGIE sostiene que Osinergmin debe disponer la devolución a los generadores de los montos pagados por potencia que fueron destinados de forma incorrecta a cubrir los Saldos por Conexión de los SGT durante el Periodo de Liquidación y en el marco de sus funciones de fiscalización, que el COES deje de incluir en el cálculo mensual del Saldo por Peaje por Conexión a las instalaciones de los SGT.

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, el artículo 26 de la Ley N° 28832 contiene cuatro supuestos normativos a ser considerados en el análisis de este extremo del petitorio: i) La Base Tarifaria es asignada a los Usuarios"; ii) A la Base Tarifaria se le descuenta el Ingreso Tarifario [pagado por los Generadores] cuyo resultado es el Peaje de Transmisión; iii) El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios; y iv) La Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se incorporan al Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión conforme a los artículos 59 y 60 de la LCE;

Que, la interpretación realizada por la recurrente se agota inicialmente en que los usuarios asumen la totalidad de la Base Tarifaria (primer supuesto) y se ampara en la breve mención de la exposición de motivos del Decreto Legislativo N° 1041, pero ello no es compatible en tanto que existe un descuento denominado Ingreso Tarifario (segundo precepto), el cual, conforme lo señala la LCE, es asumido por la generación. Esto es, la fuerza legal contenida en la ley publicada contiene más disposiciones del mismo nivel jerárquico, y deben ser cumplidas por igual;

Que, en tal sentido, se puede colegir que, conforme al artículo 26 de la Ley N° 28832, los usuarios no asumen la totalidad de la Base Tarifaria pues, por el propio contenido del dispositivo legal, sería una Base Tarifaria descontada y, por consiguiente, un valor menor y distinto. Este es el sentido de lo expuesto en Informe Legal N° 185-2019-GRT con el cual se sustenta la resolución impugnada, al igual que en los Informes N° 174-2018-GRT y 257-2018-GRT, de la fijación del periodo regulatorio 2018 – 2019;

Que, ahora bien, el concepto materia de cuestionamiento es el vinculado al “Saldo por Peaje por Conexión” en cuanto a los SGT; los cuales están referidos al tercer y cuarto precepto normativo del artículo 26 de la Ley N° 28832. El tercer precepto se refiere a que, el Valor Unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. Este viene a ser una regla para Osinergmin, por la cual, en ejercicio de su facultad reguladora, anualmente una vez conocido el monto del Peaje de Transmisión, lo divide entre la demanda para que se obtenga el pago respectivo;

Que, de los citados artículos se verifica que son los generadores los responsables de abonar a los transmisores el costo total de transmisión, obligación no discutida para los SPT, cuyo insumo principal se cubrirá a través de la recaudación de sus usuarios del cargo correspondiente al peaje, de conformidad con los artículos 59 y 60 de la LCE; y que en el Reglamento se definirá el procedimiento aplicable. Existe una delegación legal hacia la norma reglamentaria, por tanto, no se trata de disposiciones normativas que vulneren una ley, sino se trata de una norma reglamentaria amparada expresamente en la ley;

Que, por su parte, conforme al artículo 27.2 del Reglamento de Transmisión, 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 (SPT), respectivamente;

Que, por delegación legal, en el Reglamento se dispone que la recaudación y liquidación que se efectúa para el SPT en virtud de los artículos 59 y 60 de la LCE, será la misma aplicable para el SGT. Esta recaudación y liquidación se refiere a que, se tiene un monto total a ser reconocido en favor de los transmisores que es pagado por los Generadores, y a su vez existe una tarifa aplicable a los usuarios y una demanda real. Entonces, si producto de la aplicación de la tarifa y demanda real, existen diferencias, serán los generadores los responsables de la misma, ya sea la diferencia positiva o negativa. Conforme lo indica el área técnica a modo de ejemplo, en el año 2015 se registró un saldo positivo en favor de los Generadores, situación que no fue objeto de impugnación. Esta regla normativa no viene a ser un descuento a los Generadores, dado que pueden existir diferencias a su favor, básicamente en función de los desajustes en una demanda proyectada;

Que, lo que pretende ENGIE es no asumir el pago de ese saldo en adelante, y ser parte de la liquidación anual a los SGT, a fin de que se le devuelva los aportes que hacen los generadores. Evidentemente, si la normativa expresara que las diferencias por los desajustes de demanda en el cálculo de las tarifas de los SGT sean liquidadas por los usuarios en el presente procedimiento regulatorio, no habría ningún aspecto a debatir;

Que, no obstante, de acuerdo lo estipulado en los Contratos de SGT, se precisa cuáles son los aspectos a liquidar –tasa, índice-, conforme se recoge en el “Procedimiento de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión”, aprobado con Resolución N° 200-2010-OS/CD, y no existe amparo normativo ni contractual, para liquidar el concepto solicitado por ENGIE. La

liquidación de ingresos entre lo esperado y facturado, sirven de garantía a los transmisores (por su Contrato) y no a los generadores;

Que, para los SPT y SGT que son instalaciones troncales y útiles tanto a la demanda como a la generación, las reglas son diferentes de los SST y SCT, y se han mantenido de forma predecible, permitiendo la seguridad jurídica desde la entrada del primer proyecto SGT;

Que, no nos encontramos frente a la aplicación del principio de legalidad, en cuanto a la jerarquía normativa, dado que los conceptos revisados tienen ambos su origen en una norma de rango legal y desarrolladas en normativa reglamentaria. Por tanto, la RESOLUCIÓN no deviene en acto ilegal y no se han vulnerado los principios de legalidad y seguridad jurídica;

Que, por el contrario, de conformidad con el artículo 5.3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, los actos administrativos, léase la resolución que fija los precios en barra, no pueden contravenir, en el caso concreto y singular, disposiciones legales, ni podrá infringir normas de carácter general provenientes de autoridad de igual, inferior o superior jerarquía, e incluso de la misma autoridad que dicte el acto. A través del mandato particular del ámbito tarifario, no se puede reformar las disposiciones de naturaleza normativa (ni la ley, ni el reglamento, ni el procedimiento COES aprobado por Osinergmin), las cuales sólo pueden ser discutidas en la instancia judicial, y en la vía correspondiente. No resulta viable jurídicamente a través de un recurso administrativo un cuestionamiento a normas de carácter general;

Que, por lo expuesto, no corresponde la determinación del Peaje de Transmisión de las instalaciones SGT en la forma solicitada por la recurrente, ni la devolución de montos a los generadores, al igual que lo analizado en procesos regulatorios anteriores. Así también, no hay mérito para disponer una acción de supervisión al COES en el ejercicio y cumplimiento del PR-30;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio corresponde ser declarado infundado.

## **2.3 CORREGIR EL VALOR DEL INDEXADOR IPP**

### **2.3.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE**

Que, ENGIE sostiene que en la hoja Excel "01.Calculo-CUCSS-RF-May19(p)" utilizada para realizar el cargo unitario por compensación por Seguridad de Suministro se observa un error relacionado con el indexador IPP WPSFD4131 considerado para el mes de octubre 2018;

Que, el valor que le corresponde al indicador para el mes de octubre es 205,1; sin embargo, en el cálculo se está utilizando el valor de 204,6 que corresponde al mes de septiembre.

### **2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en el archivo indicado, se ha verificado que se utilizó el valor correspondiente al mes de setiembre (IPP = 204,6) cuando debía considerarse el de octubre de 2018 tal como publica la Bureau of Labor Statistics en su web correspondiente al índice WPSFD413;

Que, por lo mencionado para el IPP corresponderá utilizar el valor del mes de octubre de 2018 igual a 205,1 en el archivo Excel "01.Calculo-CUCSS-RF-May19(p)" a fin de determinar nuevamente los valores del CUCSS de las centrales de Reserva Fría Ilo, Puerto Eten, Talara, Pucallpa y Puerto Maldonado;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio corresponde ser declarado fundado.

## 2.4 CONSIDERAR EL FACTOR TIPO DE CAMBIO EN EL FACTOR DE AJUSTE DEL FAPEM

### 2.4.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, ENGIE sostiene que los componentes que afectan al precio de la energía son el Costo Variable Combustible (CVC) y el Costo Variable No Combustible (CVNC), siendo que este último se encuentra afectado por el factor tipo de cambio, el cual no ha sido incluido en la RESOLUCIÓN;

Que, ENGIE refiere que, el CVNC utilizado por Osinergmin es determinado en el marco del Procedimiento Técnico del COES N° 34, y está compuesto por el costo de mantenimiento que incluye costos de repuestos e insumos, así como alquiler de herramientas, asesoría especializada, entre otros; cuyos proveedores expresan estos costos en moneda extranjera;

Que, concluye la recurrente, atendiendo a que los costos en moneda extranjera varían permanente durante el año en función del tipo de cambio, y que en su mayoría (96%) de los costos se encuentran en moneda extranjera; su actualización en el corto plazo debe incluir la indexación al tipo de cambio;

Que, en un sistema económicamente adaptado, tanto los ingresos por capacidad como los ingresos por energía, sirven para recuperar costos de inversión, operación y mantenimiento de las unidades de generación; y que, en consecuencia, tanto el precio en barra de la potencia como de la energía deben ser actualizados con la variación del tipo de cambio, a fin de que conserven su valor real, conforme a la normativa.

### 2.4.2 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 las anteriores 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;

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 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, para las centrales de Reserva Fría (Planta Ilo) y del Nodo Energético Sur (Planta Ilo 4 – Moquegua) se ha establecido 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 114-2019-OS/CD**

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° 183-2019-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, cabe indicar que en el Capítulo Segundo de la Ley N° 28832, se ha dispuesto 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, por tanto, los Precios en Barra no constituyen el factor fundamental para el desarrollo de las inversiones en generación;

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, asimismo, también es necesario precisar que 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;

Que, en consecuencia, este extremo del petitorio corresponde ser declarado infundado.

Que, finalmente, se han expedido los informes [N° 299-2019-GRT](#) y [N° 300-2019-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión y de Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 114-2019-OS/CD**

administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 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 con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 18-2019.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 061-2019-OS/CD, en el extremo contenido en el literal c) del numeral 2 de la presente resolución, por las razones expuestas en el numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución N° 061-2019-OS/CD, en los extremos contenidos en los literales a), b) y d) del numeral 2 de la presente resolución, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Incorporar los Informes [N° 299-2019-GRT](#) y [N° 300-2019-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Disponer que las modificaciones a efectuarse en la Resolución N° 061-2019-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

**Artículo 5°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con los informes a que se refiere el artículo 3 precedente, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>

**Daniel Schmerler Vainstein  
Presidente del Consejo Directivo  
Osinergmin**