

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 120-2015-OS/CD**

Lima, 16 de junio de 2015

CONSIDERANDO:

1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 15 de abril de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 067-2015-OS/CD (en adelante "RESOLUCIÓN"), mediante la cual, entre otros, se fijaron los Precios en Barra y los peajes del Sistema Principal de Transmisión aplicables al periodo comprendido entre 1° de mayo de 2015 y el 30 de abril de 2016;

Que, con fecha 07 de mayo de 2015, la Empresa Edegel S.A.A. (en adelante "EDEGEL"), interpuso recurso de reconsideración (en adelante "RECURSO") contra la RESOLUCIÓN, siendo materia del presente acto administrativo, el análisis y decisión del citado recurso impugnativo;

2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, EDEGEL solicita en su RECURSO, el cual es sustentado mediante el estudio "Revisión del Precio Básico de Potencia y del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) – FITA 2015" elaborado por CENERGIA (en adelante "ESTUDIO"), lo siguiente:

- a) Se realice correctamente la fijación de los valores del Precio de Potencia de Punta (en adelante "PPM") a Nivel de Generación como consecuencia del cálculo incorrecto del Precio Básico de Potencia (en adelante "PBP").
- b) Se realice correctamente la fijación de los valores del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante "CUCSS") como consecuencia del cálculo incorrecto del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (en adelante "CUED").

2.1 MODIFICACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL DE GENERACIÓN

2.1.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDEGEL indica que en el Anexo N del Informe N° 206-2015-GART que sustenta el cálculo del Precio Básico de Potencia de la RESOLUCIÓN, algunas de las partidas de costos se han calculado mediante factores de actualización, sin considerar que se dispone de información específica que muestra las condiciones reales de mercado, en particular del sector inmobiliario que periódicamente publica los costos de terrenos para zonas específicas de Lima Metropolitana;

Que en ese sentido, indica EDEGEL, el cálculo del PPM se ha realizado sobre la base de factores de actualización que no reconocen los valores reales del mercado de un sector específico como el inmobiliario; por lo que a su criterio, señala deben incluirse los costos de terrenos que se encuentran en el ESTUDIO que sustenta el RECURSO,

para obtener un PBP correcto;

Que agrega EDEGEL, ha revisado el cálculo del Precio Básico de Potencia realizado por Osinergmin, encontrando las siguientes observaciones:

- El precio unitario de adquisición de terrenos considerado por Osinergmin, para el cálculo del Precio Básico de Potencia es de 21,08 US\$/m², valor que se encuentra por debajo de las condiciones reales de mercado, cuyo rango oscila entre los 60,0 US\$/m² en Chilca y 720,0 US\$/m² en Ate, según el reporte de mercado publicado por la empresa Colliers International;

El precio que se debe utilizar es de 60,0 US\$/m², con lo cual el costo de adquisición de terrenos (central + subestación) debería ser de 840 mil US\$, para la central operando con gas natural;

- Para el costo de seguro, como parte de la partida de Gastos Generales y Utilidades del Contratista, calculado por Osinergmin, solo se está considerando al turbogenerador, asignándole un valor de 725,53 mil US\$;

El costo de seguro debe ser una partida de costos independiente que considere la cobertura de todos los activos de la central, como es la práctica usual en el sector eléctrico;

Considerando el mismo ratio de cobertura de seguro de 1,68%, aplicado por Osinergmin en la Fijación Tarifaria, bajo la premisa anterior, el costo de seguros para la central termoeléctrica debe ser de 822,12 mil US\$ y para la conexión eléctrica de 39,02 mil US\$;

Que, por lo anteriormente expuesto, EDEGEL requiere que Osinergmin modifique el precio unitario de adquisición de terrenos para el cálculo del Precio Básico de Potencia y que amplíe la cobertura del seguro para todo el equipamiento, obras civiles y conexión eléctrica.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Sobre el Costo de Adquisición de Terrenos:

Que, en principio debemos indicar que en el Numeral 7.1.6 del Procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia (en adelante "PROCEDIMIENTO"), no reconoce el costo de adquisición del terreno para la construcción de la planta térmica, como parte de los montos de inversión a ser recompensada a la empresa generadora a través del PBP, lo que conceptualmente se basa en lo siguiente:

- El PROCEDIMIENTO, tiene como objetivo permitir a la empresa generadora recuperar la inversión efectuada, en base a un procedimiento simplificado, pero no el flujo de caja de una evaluación económica completa, que considera una tasa de descuento y un tiempo de vida económica de la planta térmica.
- En una evaluación económica completa, se debe considerar al final de la vida económica un valor remanente, que corresponde al valor económico final de los componentes de la planta térmica (equipos, obras civiles y terreno).

- Mientras que los equipos y obras civiles se deprecian en el tiempo, los terrenos no solo no se deprecian sino, como lo reconoce el propio ESTUDIO se aprecian.
- El PROCEDIMIENTO, considera una depreciación completa de los equipos y las obras civiles, por lo que el valor remanente final de estos componentes es considerado nulo.
- Considerar el costo del terreno en la remuneración PBP, llevaría al absurdo que el terreno se deprecia completamente y que su valor remanente al final de la vida económica es nulo.
- Por el contrario, al final de la vida económica de la planta térmica, a través de la remuneración del PBP la empresa generadora no solamente recupera su inversión y el margen adicional del costo de oportunidad reconocido en la tasa de descuento, sino que tendrá un activo fijo consistente en un terreno ubicado en una zona muy diferente al inicio de la construcción, por lo que el componente del costo del terreno es recuperado por la empresa generadora, sin necesidad de ser incluido en la remuneración del PBP;

Que, sin perjuicio de lo anterior, se debe precisar que en la determinación del PBP se ha considerado una remuneración asociada al terreno (costo de adquisición de terreno), que está vinculada a temas diferentes a la adquisición del derecho de propiedad del área superficial; y que, entre otros, comprende: “Gestiones de adquisición del terreno” y “Gestiones de adecuación (administrativa y técnica) durante la vida útil y al final en la fase de cierre”;

Que, en ese sentido, no se cierto que dentro del cálculo del PBP se considera un precio de terreno de 21,08 US\$/m², como argumenta EDEGEL, sino que se considera un monto que involucra los gastos no recuperables mencionados en el párrafo anterior, que en cada regulación se actualiza con el factor de ajuste de moneda nacional;

Que, finalmente, los valores de “Costo de Adquisición de Terreno” propuestos en el RECURSO y los cálculos adjuntos a dicho ESTUDIO no corresponden a gastos no recuperables asociados al terreno, por lo que no se requiere corregir el cálculo del PBP;

Que, en consecuencia la observación efectuada al componente adquisición de terreno, no tiene sustento de acuerdo al PROCEDIMIENTO;

Sobre el Costo de Seguros de Activos:

Que, conceptualmente debemos hacer las precisiones sobre el rol y responsabilidades del Contratista en un proyecto de generación, el cual comprenden los siguientes: el transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, sistemas de combustible y contraincendio (suministro y montaje);

Que, cabe precisar que las “Pruebas y puesta en marcha” es un rol del proveedor de los equipos principales con participación del personal del operador de la Planta Térmica; asimismo las “obras preliminares y cerco”, son actividades realizadas por contratistas menores, que es diferente al contratista principal, al inicio de la

implementación;

Que, asimismo el Contratista no es remunerado por el suministro del equipamiento correspondiente a la Turbina-Generador y a todo el equipamiento principal asociado, sin embargo, tiene participación en la manipulación de este importante y costoso equipamiento de formas, dimensiones y pesos importantes, que implican alto riesgo y que por lo tanto demandan la participación de empresas contratistas y personal técnico experimentado. Por esta razón, es que se ha identificado de manera diferenciada una compensación por seguros para cubrir los riesgos que demanda la manipulación de la Turbina-Generador y por tanto proporcional al costos del mismo;

Que, por lo expuesto, el presente extremo del RECURSO de solicitar que el costo de seguro debe ser una partida de costos independiente que considere la cobertura de todos los activos de la central, se basa en el ejercicio equivocado de extender la aplicación de la compensación por seguros que se emplean para cubrir riesgos por manipulación de equipos principales (cuyos costos de suministro no están en el alcance del contratista), a componentes como: transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, sistema de combustible y sistema contra incendio; cuyos costos reconocidos en el cálculo del PBP, ya incluyen los gastos previstos por seguros para garantizar diferentes tipos de riesgo asociados a las actividades que son responsabilidad directa del Contratista;

2.1.3. CONCLUSIÓN

Que, en consecuencia, corresponde declarar infundado el extremo del RECURSO.

2.2 MODIFICACIÓN DEL CARGO UNITARIO POR COMPENSACIÓN POR SEGURIDAD DE SUMINISTRO

2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, EDEGEL indica que la Resolución N° 651-2008-OS/CD, que aprobó el Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, establece en su numeral 6.3 que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro será el resultado de multiplicar la potencia efectiva total de la unidades duales al 31 de marzo del año de publicación de la resolución de precios en barra, por el Costo Unitario Eficiente por Dualidad;

Que, EDEGEL agrega que en el Anexo P del Informe N° 206-2015-GART que sustenta el cálculo del CUCSS que se fija en la RESOLUCIÓN, se han considerado dos escenarios, el primero con la unidad de punta operando sólo con gas natural, y el segundo, con la unidad de punta operando con gas natural y petróleo diésel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente);

Que, EDEGEL indica que para la determinación de los costos de inversión en el segundo caso (operación dual) se incluyen además, los costos adicionales en el caso de operación con gas natural, tales como las instalaciones para garantizar el suministro de

petróleo diésel 2 vía camiones cisterna, entre otras, instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2 e instalaciones auxiliares. Señala también que el cálculo del CUCSS sobre la base de un CUED no reconoce los valores de mercado;

Que, EDEGEL indica que el desarrollo exhaustivo de los conceptos que a su criterio deben incluirse para el cálculo del CUED a efectos de obtener un CUCSS correcto se encuentran en el ESTUDIO, que forma parte de su RECURSO;

Que, finalmente EDEGEL agrega que ha verificado el valor del CUED calculado por Osinergmin, encontrando las siguientes observaciones:

1. Las centrales termoeléctricas que operan en condiciones de dualidad, aproximadamente cada 3 años calendarios requieren realizar el mantenimiento de los sistemas de equipos auxiliares, entre ellos, el sistema de combustible diésel;

Concluido este mantenimiento en la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, el fabricante recomienda realizar pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad, debiendo ser que los costos de combustible de dichas pruebas formen parte de los costos fijos de operación y mantenimiento y se incluyan en la regulación tarifaria del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro;

En ese sentido, el cálculo de la dualidad debe considerar este costo fijo anual que asciende a 150,83 mil US\$;

2. Para la planta dual que opera con dos tipos de combustible, gas natural y diésel, Osinergmin ha considerado para efectos del costo de terrenos un área igual a una planta a gas natural, lo cual no es correcto debido a que la planta dual cuenta con mayores instalaciones para tratamiento de combustibles, tanques de almacenamiento, entre otras instalaciones, necesarias para una operación adecuada, segura y confiable;

En tal sentido, la partida de costo por adquisición de terreno, para la planta a gas natural debe ser 840 mil US\$ y para la planta dual debe ser 882 mil US\$;

3. El costo de seguros, aplicado por Osinergmin en el cálculo del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, considera montos iguales tanto para la planta a gas natural como para la planta dual y ascienden a 725,53 miles de US\$; no obstante que una unidad dual requiere mayor equipamiento los cuales deben formar parte del seguro a contratar, alcanzando un costo de póliza de seguro mayor;

Se propone que el costo de seguro sea una partida independiente y considere la cobertura de todos los activos de la central dual;

En ese sentido, el cálculo del Costo Unitario Eficiente por Dualidad debe considerar como costo por seguro para la central a gas el valor de 822,12 mil US\$, en tanto que para la central termoeléctrica en condición de dualidad debe ser de 958,69 mil US\$ y para la conexión eléctrica debe ser 39,02 mil US\$;

4. Similar situación al punto anterior se tiene en la partida de costo de supervisión, es decir, el costo de supervisión considera montos iguales tanto para la planta a

gas natural como para la planta dual, sin embargo, la central dual requiere de actividades de supervisión adicionales para instalaciones como suministro de petróleo diésel 2, planta des-mineralizadora, reservorio de almacenamiento de agua cruda, reservorio de almacenamiento de lodos, entre otros;

En ese sentido, el costo de supervisión para la central termoeléctrica dual debe ser de 873,65 mil US\$, considerando que la central dual requiere mayor equipamiento que una central a gas;

5. Finalmente, en la partida de Gastos Generales y Utilidades, el factor porcentual del procedimiento se debe aplicar también a las partidas de Pruebas y Puesta en marcha así como las Obras Preliminares y Cerco Perimétrico. En ese sentido, los Gastos Generales y Utilidades para una unidad a gas debe ser 607,49 mil US\$ y para la unidad dual debe ser de 967,49 mil US\$;

Que, por lo anteriormente expuesto, requiere que Osinergmin reconozca el costo de combustible para pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad dual, modifique la partida de costo por adquisición de terreno para una planta dual, modifique el costo por seguro para la planta dual, modifique el costo de supervisión para una planta dual y modifique la partida de Gastos Generales como resultado de las modificaciones anteriores;

2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en principio se indica que el análisis de cada uno de los extremos indicados anteriormente se detalla a continuación en el mismo orden:

Sobre el Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor:

Que, se debe indicar que conceptualmente la determinación del Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento (CFOyM) de una central de generación, no se puede realizar en forma independiente y desligada del Procedimiento para determinar los Costos Variables No Combustibles;

Que, al respecto, la metodología que se debe seguir para determinar el Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento y los Costos Variables No Combustibles, es la que está descrita en el Procedimiento Técnico COES PR-34 (en adelante "PR 34"), la misma que se utiliza para determinar los costos de mantenimiento para cada Turbina-Generador que opera en el COES;

Que, a forma de resumen el PR 34 indica conceptualmente que la mencionada metodología se basa en construir una curva de costos, acumulando así información de Costos de Mantenimiento para varios casos de diferentes Horas de Operación equivalente; resultado de esta acumulación se obtienen varios puntos para conformar la curva de costos de mantenimiento;

Que, en ese sentido, de lo anterior también se debe precisar que, tal como indica el PR 34, los costos involucrados en los trabajos de mantenimiento, incluyendo el consumo de combustible durante las pruebas, ya están considerados en estas determinaciones, por lo que estos costos que menciona en el RECURSO deben ser recuperados en el

CVNC de las centrales térmicas y no por el pago de Precio de Potencia;

Que, por lo tanto, según revisión del ESTUDIO, el presente RECURSO presenta un cálculo equivocado, que no sigue la metodología del PR 34, que es de pleno conocimiento de EDEGEL y todos los operadores del COES;

Que, sin perjuicio de lo anterior, los valores propuestos por EDEGEL respecto al “Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor”, además no tienen sustento puesto que su ESTUDIO no argumenta el fondo de la observación, es decir no demuestra por qué los costos de las pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad Turbina-Generador (el costo del combustible de estas pruebas), deben formar parte de los costos Fijos de Operación y Mantenimiento;

Que, en consecuencia la presente observación no tiene el sustento suficiente de acuerdo a los procedimientos para determinar el PBP y el CUCSS.

Sobre el Costo de Adquisición de Terrenos

Que, en principio debemos precisar que el PROCEDIMIENTO, considera que la unidad de punta emplea combustible diesel 2 y en consecuencia el terreno disponible ya incluye espacio para los tanques de almacenamiento de combustible. Por esta razón, para determinar el CUCSS se ha considerado los requerimientos adicionales para tener un combustible alternativo al diesel 2, como es incluir la Estación de Regulación y Medición ERM de gas natural, que se ubicará en los terrenos ya previstos para la unidad punta;

Que, asimismo, aunque el presente extremo del RECURSO carece de sustento respecto a considerar una mayor superficie de terreno, también debe reiterarse que no corresponde considerar ningún concepto por costo adicional atribuible al terreno, pues éste no es perdido por la empresa operadora tal y como se indica en la respuesta del ítem 1 del numeral 2.1.2 (Sobre el Costo de Adquisición de Terrenos) del presente recurso;

Que, sin perjuicio de lo anterior, los valores propuestos por EDEGEL respecto al “Costo de Terrenos” para una central a gas natural y para una planta de generación dual, además no tienen sustento puesto que su ESTUDIO no argumenta el fondo de la observación, es decir no demuestra por qué se debe asignar un dimensionamiento mayor para una central dual (5% del dimensionamiento de una central a gas, es decir 700 m² adicionales) para la infraestructura complementaria;

Sobre el Costo de Seguros de Activos:

Que, al igual que en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.1.2 (Sobre el Costo de Seguros de Activos) de la presente resolución, debemos precisar que el costo de los seguros normales por los equipos adicionales del CUED ya están incluidos en los gastos generales del Contratista, cubriendo sus responsabilidades usuales;

Que, en consecuencia la presente observación carece de sustento de acuerdo a los

procedimientos para determinar el PBP y el CUED;

Sobre el Costo de Supervisión:

Que, al respecto, es importante indicar que la mayoría de los componentes listados, originalmente ya están siendo incluidos en las características técnicas de la planta térmica de referencia para operación en punta, y por tanto ya se han considerado desde las primeras versiones de los cálculos para la determinación del PBP, en las que se considera que el combustible es petróleo diésel y en consecuencia las instalaciones para garantizar el suministro de petróleo y las instalaciones auxiliares ya están siendo consideradas y se han mantenido en los alcances de las obras a ser supervisadas. Por lo que no hay mayor trabajo de supervisión por estas instalaciones;

Que, por tanto, cuando se pasa a evaluar las plantas con facilidades para operación dual, las únicas instalaciones adicionales son las que corresponden a la alimentación regulada de gas natural;

Que, sin perjuicio de lo anterior, EDEGEL no presenta en su ESTUDIO un sustento de las actividades y recursos adicionales, ni análisis de mayores costos por los trabajos adicionales que realizaría el supervisor, por lo que el presente extremo del RECURSO es incompleto y carece de sustento;

Sobre los Gastos Generales y Utilidades del Contratista:

Que, tal como se ha señalado en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.1.2 (Sobre el Costo de Seguros de Activos) de la presente resolución, las “Pruebas y puesta en marcha” es un rol del proveedor de los equipos principales con participación del personal del operador de la Planta Térmica; asimismo las “obras preliminares y cerco”, son actividades realizadas por contratistas menores, diferentes al contratista principal, al inicio de la implementación, después que se tiene asegurado el terreno para la planta térmica;

Que, en consecuencia no corresponde responsabilidades del Contratista para estos componentes de costo, por lo tanto la presente observación carece de sustento de acuerdo a los procedimientos para determinar el PBP y el CCUSS;

2.2.3. CONCLUSIÓN

Que, en consecuencia, corresponde declarar infundado el extremo del RECURSO.

Que, finalmente, se han expedido los informes N° [371-2015-GART](#) y N° [389-2015-GART](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Coordinación Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, respectivamente, 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 3º, numeral 4, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 120-2015-OS/CD**

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 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° 17-2015.

RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Edegel S.A.A. contra la Resolución N° 067-2015-OS/CD, de conformidad con lo señalado en los numerales 2.1 y 2.2 de la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes N° [371-2015-GART](#) y N° [389-2015-GART](#), en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

JESUS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo