

SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

Lima, 20 de marzo de 2013.

SCG-022-2012

Señor
Ing. Víctor Ormeño Salcedo
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Av. Canadá N° 1460
San Borja.-



Asunto: Opiniones y Sugerencias al Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra para el Período Mayo 2013 a Abril 2014

Referencia: Resolución N° 028-2013-OS/CD

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted, para remitirle adjunto las opiniones y sugerencias del Subcomité de Generadores al Proyecto de Resolución que fija los precios en Barra para el período comprendido entre mayo 2013 a abril 2014, publicado con la Resolución de la referencia.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

JUAN ANTONIO ROZAS MORY
Representante del Subcomité de Generadores del COES



OPINIONES Y SUGERENCIAS AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA PARA EL PERIODO MAYO 2012 A ABRIL 2013

El presente documento contiene las Opiniones y Sugerencias del Subcomité de Generadores del COES (en adelante "Subcomité") al Proyecto de Resolución que fija los precios en barra para el período mayo 2013 a abril 2014 publicada mediante Resolución N° 028-2013-OS/CD (en adelante la "Resolución").

1. PRECIO BASICO DE ENERGIA

1.1. Plan de Obras

- Se sugiere que se actualice la fecha de ingreso de la Central Eólica de Marcona de acuerdo a la información disponible en la supervisión de contratos de la GFE de Osinergmin. En la pre publicación se considera Mayo de 2013, mientras que en la supervisión de contratos figura Diciembre de 2013. El Regulador deberá presentar el sustento que justifica un adelanto en la fecha de ingreso de dicha Central.
- No se ha ubicado el sustento para el cambio de la fecha de la puesta en operación del Reactor Serie Chilca entre las SS.EE. Chilca Nueva - Chilca REP, se sugiere publicarlo para que la información se encuentre disponible a los interesados.
- Para la fecha de puesta en operación de la LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito.), en la pre publicación se afirma que se toma provisionalmente la fecha señalada por el SCT, sin embargo en la página en la página 26 de la absolución de SCT figura Jul. 2014, se sugiere revisar dicha fecha. El mismo caso sucede para la S.E. Los Industriales 220/60 10 kV – LDS.
- En el Plan de obras de transmisión se observa que la LT 220 kV Pomacocha – Carhuamayo y la ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Oroya nueva de 150 MVA a 250 MVA estuvieron previstas para Febrero de 2013, sin embargo a la fecha, estas instalaciones no se encuentran operativas, por lo que se sugiere al Osinergmin revise su fecha de ingreso.
- Por otro lado, en el archivo de datos del modelo Perseo "SINAC.EMB", aparece como operativos los embalses Pumamayo a partir de diciembre 2010 (código EM-3004) y Corani (código EM-2404) a partir de diciembre 2011; sin embargo, estos embalses aún se encuentran en fase de proyecto, teniendo como fecha probable de ingreso fuera del periodo de evaluación (Pumamayo para el 2016 y Corani sin fecha probable); esta información ya fue informada al OSINERGMIN por la empresa San Gabán S.A. con carta EGESG Nro. 148-2013-GG del

15.03.2013 como parte del proceso de fijación de tarifas y compensaciones de los sistemas secundarios de transmisión y sistemas complementarios de transmisión periodo mayo 2013 – abril 2017.

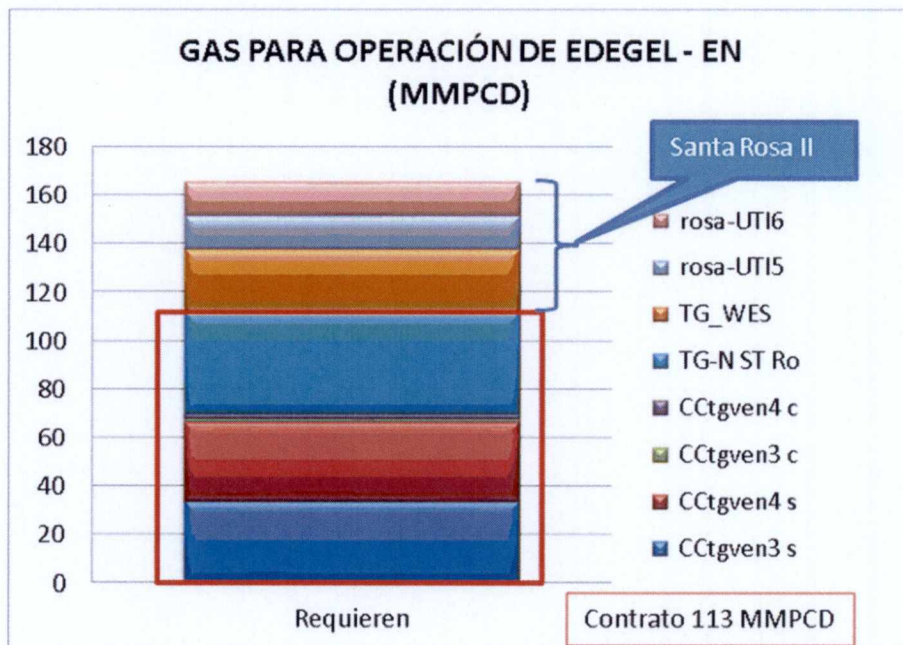
1.2. Costos Variable No Combustibles.

Osinergmin debe sustentar en el anexo B del informe técnico N° 0092-2013-GART, el motivo por el cual no hace uso de los costos variables no combustibles utilizados por COES, ya que estos costos forman parte de los precios spot (costos marginales) que luego son utilizados para las liquidaciones del mercado de corto plazo, durante el proceso de valorización de transferencias de energía. Por lo tanto se entiende que deberían de uniformizarse los criterios y utilizar la misma información en ambos procesos. El Regulador debe tener en cuenta además, que estos costos ya han sido aprobados por el COES en función del procedimiento N° 34 del COES.

1.3. Precio del Gas Natural

El Subcomité de generadores ha precisado el motivo por el cual se afecta sólo para las unidades UTI 5 y UTI6 al factor de tipo de contrato, el cual responde a que estas centrales no cuentan con suficiente capacidad de transporte de GAS para su operación, es decir el contrato de transporte de gas natural de EDEGEL no cubre la operación de las unidades mencionadas.

En la siguiente figura se muestra el balance del gas disponible por contrato para la generación de las unidades de Edegel, allí se puede observar la necesidad de la incorporación del precio de transporte de gas interrumpible.



Se sugiere al Osinergmin, revisar en el anexo K del estudio presentado por el Subcomité, para la inclusión de este factor.

1.4. Consumos específicos

En la pre publicación se observa que los Heat Rate utilizado en las unidades térmicas no son concordantes con los utilizados por el COES para el despacho diario, en el caso de las unidades térmicas a Gas Natural, distorsiona la optimización del GAS y el despacho para el horizonte de estudio, por ejemplo, para las unidades de ciclo combinado de Chilca y Kallpa se tiene las siguientes diferencias:

UNIDAD	OSINERGMIN (MMBtu/MWh)	Información del COES y Propuesta del SCG (MMBtu/MWh)	DIFERENCIA
Chilca – TG1	9.704	9.704	-
Chilca – TG2	9.876	9.876	-
Chilca – TG3	10.282	10.282	-
Kallpa – TG1	9.985	9.985	-
Kallpa – TG2	10.153	10.153	-
Kallpa – TG3	10.044	10.044	-
Chilca CC – TG1	6.749	7.076	-0.327
Chilca CC – TG2	6.749	7.076	-0.327
Chilca CC – TG3	6.749	7.076	-0.327
Kallpa CC – TG1	6.952	7.088	-0.136
Kallpa CC – TG2	6.952	7.023	-0.071
Kallpa CC – TG3	6.952	6.971	-0.019

Se sugiere considerar la información del COES ya que es la información utilizada para el despacho diario, aprobada por el COES según el procedimiento N° 34.

1.5. Reducción de los Programas de Mantenimiento

Mantenimientos Ejecutados del año n- 1 (2012)

OSINERGMIN argumenta que los mantenimientos que se ejecutaron durante el 2012 no reflejan la intención de la LCE. Apoya su argumento en resoluciones anteriores dictaminadas sobre este tema. Sin embargo el criterio de considerar mantenimientos programados no es acorde con la realidad del año n-1 no es consistente con los criterios de: a) Considerar la demanda ejecutada del año n-1. b) El ingreso de unidades de generación y transmisión el año n-1. e) Los parámetros de las unidades de generación del año n-1, actuando discrecionalmente entre un criterio y otro.

Mantenimientos del período 2014 - 2015

Así también. Sin mayor sustento en los programas de mantenimientos se eliminan mantenimientos con el supuesto que no son actividades de mantenimiento rutinario, aun cuando los propios agentes han informado sus propios planes de mantenimiento.

Al respecto se debe indicar que específicamente en el caso de las centrales de SN POWER PERÚ, no se ha considerado los mantenimientos programados previstos por la empresa generadora, a pesar de que dicha empresa como operadora de sus centrales conoce sus instalaciones y programa sus mantenimientos de acuerdo a requerimientos reales del equipamiento, los cuales deben ser considerados por el Osinergmin, tal como se hizo para las demás centrales hidroeléctricas en donde sí se tomó en cuenta los mantenimientos programados por las empresas.

1.6. Modelamiento de las Centrales Térmicas.

Se observa que la potencia de las unidades de la C.T. Ventanilla no suma la potencial total de la central (485 MW) el Osinergmin debe ajustar las potencias de las unidades, de manera que cuando operen todas sea consistente con la potencia total de la central, ya que de no hacerlo se estaría suprimiendo 12 MW de oferta al sistema.

Para la inclusión de los 12 MW, el Subcomité ha considerado como criterio la repartición en forma proporcional a las potencias de las unidades.

En este sentido, debería considerarse lo mostrado en el cuadro N° 2

Cuadro N° 2

Ventanilla Ciclo Combinado

	POTENCIA REAL (MW)
Venta TG3 ½ CC	237.2095
Venta TG3-F.D.	10.0116
Venta TG4 ½ CC	225.7860
Venta TG4-F.D.	11.9929
TOTAL	485.0000

Se observa también que se ha distribuido la potencia total de la C.T. Kallpa a las tres unidades con potencias iguales, lo cual es incorrecto ya que en el despacho diario del COES ya se cuenta con sus respectivas potencias los cuales deben ser considerados y ajustados a la potencia total al igual que las potencias de Chilca y Ventanilla.

1.7. Modelamiento de las Centrales Hidroeléctricas.

En el modelamiento de la C.H. Cheves en el modelo Perseo no representa adecuadamente la información hidrológica ni la topología del proyecto, al considerar que la referida central se encuentra “aguas abajo” de la C.H. Santa Rosa. Debemos

indicar que la C.H. Cheves se construye en la cuenca del río Huaura, donde recibe además los aportes que son trasvasados del río Checras.

El regulador, así mismo no está considerando el reservorio de regulación horario, el embalse de compensación en Picunche, ni los requerimientos de riego del valle, por lo que, en CD adjunto al presente informe se remite el archivo Excel que contiene la información necesaria para que OSINERGMIN pueda realizar las correcciones en la topología utilizada en el modelo.

1.8. Modelamiento de las Líneas de transmisión

Se ha observado que la línea LSE-045 Machupicchu – Cotaruse tiene como fecha prevista de ingreso en el modelo Perseo para Junio de 2014, mientras que en el plan de Obras figura como Enero de 2015, se sugiere al Regulador corregir la información en Perseo, por la información del Plan de Obras, la cual se encuentra apoyada por información reportada por los titulares de transmisión.

2. PRECIO BASICO DE POTENCIA

2.1. Costo de Conexión

El Osinergmin indica que el Subcomité de Generadores está duplicando los costos de aranceles, aduanas, transporte local, obras civiles y montaje electromecánico, lo cual es falso, ya que el costo total se ha disgregado hacia la estructura definida por el regulador.

En concreto lo que el subcomité de generadores ha realizado, es sobre el precio CIF y para efectos de la estructura de costos estandarizada, se ha determinado el precio FOB, el cual resulta ser un precio estimado y no relevante ya que el precio CIF definido en los módulos es invariable.

El Subcomité de Generadores ha entregado al Osinergmin todos los cálculos respectivos, que comprende la valorización para la conexión eléctrica utilizando únicamente los módulos estándares y la distribución respectiva en la estructura de costos de la fijación, por lo que es verificable que no existe ninguna duplicación de costos.

Además, el Osinergmin afirma que se aplicó el criterio de la fijación del año 2012, entonces se entiende que los costos de transporte local, obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio han sido actualizado mediante índices, lo cual ya no es coherente, pues los módulos estándares proporcionan estos costos y no han sido utilizados por el Osinergmin, es decir se percibe que los módulos estándares están siendo usados de forma convenientemente por el Osinergmin.

De insistir el Osinergmin en no considerar los módulos estándares en los rubros faltantes, se tendrá que entender entonces que la mejor fuente de información para los costos de transporte local, obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, será la incurrida por las empresas, así éstas presentarán los recursos necesarios para que el Osinergmin utilice la mejor información actualizada disponible.

Por otro lado el Osinergmin afirma que ha retirado otras partidas que supuestamente no tendría sustento, al respecto se debe aclarar que el subcomité a considerado los elementos básicos para la conexión y operación de la central, como ya se ha mencionado el discriminar algún(os) elemento(s) se atentaría contra la operación.

Por lo tanto el Osinergmin debe de sustentar el por qué no considera algunos elementos, que son fundamentales para la operación de la central.

2.2. Aplicación del Factor por Margen de Reserva

Según lo establecido en el numeral 1.1 del Artículo 2 del Anexo 2 de la Resolución OSINERGMIN N° 028-2013-OS/CD para la actualización del precio de potencia de punta a nivel de generación (PPM), el cual está afectado por el factor de actualización del MRFO (FMR) que será calculado de acuerdo a la potencia firme y al ingreso en operación comercial de las Centrales de Reserva Fría de Generación. Se observa que:

Esta fórmula de actualización vulnera el artículo 6 del Decreto Legislativo 1041, por las razones que a continuación exponemos:

1. Como es de su conocimiento, el artículo 6 del Decreto Legislativo 1041 (según ha sido modificado, el "D.L. 1041") creó la compensación **ADICIONAL** por seguridad de suministro estableciendo que:
*"OSINERGMIN regulará el pago de una **compensación adicional** para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro (...)"*. (Resaltado agregado)
2. Las centrales de reserva fría se remuneran por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el artículo 6 del D.L. 1041. Específicamente, el artículo 1 del Decreto Supremo 001-2010-EM establece que:
 - 1.1. **Las centrales eléctricas que presten servicio de reserva fría, que se otorguen en concesión como resultado de procesos de licitación conducidos por PROINVERSION, se remuneran por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el Artículo 6º del Decreto Legislativo N° 1041.**
 - 1.2. **Los costos de inversión, operación y mantenimiento que resulten de las licitaciones referidas en el numeral anterior, deberán**

considerarse por OSINERGMIN como parte de la compensación adicional a que se refiere el Artículo 6º del Decreto Legislativo N° 1041 (...). (resaltado agregado)

3. El pretender descontar el porcentaje que, de la máxima demanda, representa la suma de las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación significa la reducción del Precio Básico de la Potencia y, con ello, la eliminación del carácter de compensación **ADICIONAL** otorgado por **LEY** a la compensación por seguridad de suministro.
4. El D.L. 1041 no ha modificado de manera alguna la forma de determinación del Precio Básico de la Potencia sino ha creado una compensación adicional a cargo de los usuarios.

Entonces, si bien el OSINERGMIN puede fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo, no puede hacerlo contraviniendo lo dispuesto en el D.L. 1041. En otras palabras, el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional desde el 1 de mayo de 2013 hasta el 30 de abril de 2017 debería ser de 33,3% sin descontar las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación. De lo contrario, reiteramos, se modifica ilegalmente el carácter adicional de la compensación ADICIONAL por seguridad de suministro. En efecto, en la práctica, es como si las Reservas Frías de Generación estuviesen siendo pagadas a través del Precio Básico de la Potencia en Punta cuando lo que corresponde, conforme con las leyes aplicables, es que sean pagadas por la compensación ADICIONAL por seguridad de suministro.

El régimen de Reserva Fría de Generación es un régimen especial e implica un pago a cargo de los usuarios adicional al pago del Precio Básico de la Potencia en Punta.

Cabe indicar que la aplicación de esta nueva metodología de cálculo del Precio Básico de Potencia (PBP) genera desincentivos a la inversión en centrales hidráulicas haciéndolas más caras y dificultando aún más la inversión en este tipo de tecnología. Además, genera incentivos para retirar a las centrales ineficientes que están distribuidas geográficamente, poniendo en riesgo el suministro de energía en las zonas sur y norte que tienen poca reserva.

Asimismo este factor de actualización del MRFO generaría que se incumpla con lo que se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en la Tercera Disposición Complementaria de la misma Ley en donde se establece que los precios en barra no debe diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones.

Por lo tanto, OSINERGMIN debe eliminar el factor de actualización del MRFO (FMR) de la fórmula de actualización del precio de potencia de punta a nivel de generación (PPM) por las razones expuestas anteriormente.



Fecha : 21/03/2013

Hora : 10:29 AM

CARGO DE DOCUMENTO INGRESADO

Trámite	2013 - 57637 - Osinergmin Central - 1 2013/03/21 10:29 AM
Remitente	SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES
Documento	CARTA Nro. SCG-022-2012
Dirección	AV. VICTOR ANDRES BELAUNDE 280 PISO 2
Asunto	REMITE OPINIONES Y SUGERENCIAS DEL SUBCOMITE DE GENERADORES AL PROYECTO DE RESOLUCION QUE FIJA PRECIOS EN BARRA PARA PERIODO MAYO 2013 A ABRIL 2014
Observación	ADJ. 1 CD CON CONTENIDO
Oficina de Destino	GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA

DIGITALIZADO

Recuerde que para un próximo trámite debe señalar el número de expediente 201300057637

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222 - Telef. 2193400

PMORENO