



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

MEMORIAS DE CÁLCULO PRECIO DE ESCASEZ

**DOCUMENTO CREG-156A
26 DE DICIEMBRE DE 2016**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Contenido

1. ANTECEDENTES.....	282
2. MEMORIAS DE CÁLCULO DOCUMENTO CREG 156 DE 2016.....	283
2.1. Percentil 95 del histórico de precios de bolsa.....	283
2.2. Costo variable de generación con GNI en la planta más ineficiente.....	283
2.3. Costo variable de la planta térmica más costosa	284
2.4. Menú de Contratos	285
2.5. Nivelación de riesgo	287

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó el 12 de enero de 2017, la Resolución CREG 252 de 2016 en donde se publica un proyecto de resolución para definir el precio de escasez del mecanismo del Cargo por Confiabilidad (CxC).

La propuesta regulatoria consignada en la Resolución CREG 252 de 2016 plantea:

- En primer lugar, que para las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) que se asignaron de forma administrada hasta la vigencia 2018-2019 se mantenga el precio de escasez y la prima del CxC vigente. No obstante, se plantea la posibilidad de que los generadores que operan con combustibles líquidos puedan optar por un esquema en el que sus OEF se ejerzan a un precio de escasez calculado con el costo variable de la segunda planta más costosa del sistema y que evolucione ligado con las variaciones del precio internacional del Diesel oil. En la medida que estos generadores enfrentarían un riesgo menor, la prima que recibirían en esta opción sería menor que el cargo vigente.
- En segunda instancia, que para las OEF asignadas por largo plazo mediante las subastas del CxC o mecanismos especiales, tal como el que se diseñó para los generadores que utilizan el gas de la planta de regasificación seguirían vigentes el precio de escasez y la prima del CxC actual.
- Finalmente, que para las nuevas OEF que se asignen a través de un mecanismo de subasta se utilizará el nuevo precio de escasez, el cual se eligió entre un conjunto de posibles candidatos y fue el que mejor se desempeñó, frente a los criterios de evaluación planteados por la CREG. Se determinó que dicho precio variaría con los cambios del precio del gas natural en el mercado internacional, dada la reconfiguración del parque generador con la entrada de la planta de regasificación.

La propuesta regulatoria se fundamenta por un lado, en la relación implícita entre la prima del CxC y el precio de escasez y la asignación de riesgo entre los generadores y los consumidores que determina dicha pareja. Y por otro, en los cambios que se dieron en la matriz energética con la entrada de la planta de regasificación y en particular, en el hecho que en condición crítica las plantas que utilizan GNI entrarían en el despacho por mérito pues sustituirían la generación hidráulica.

En el Documento CREG 156 de 2016 que acompaña la Resolución CREG 252 de 2016 se presenta el análisis que sustenta la propuesta de la CREG. No obstante, se recibieron comunicaciones por parte de agentes interesados solicitando aclaración de los cálculos realizados. A continuación se listan las comunicaciones que se recibieron en la CREG con este motivo.

N	Radicado	Agente
1	E-2017-001336	Celsia S.A E.S.P
2	E-2017-001352	Asociación Nacional de Empresas Generadoras ANDEG

En atención a estas solicitudes se presenta en este documento, las memorias de cálculo que se utilizaron para calcular lo presentado en el Documento CREG 156 de 2016.

2. MEMORIAS DE CÁLCULO DOCUMENTO CREG 156 DE 2016.

Las alternativas para determinar un nuevo nivel del precio de escasez que se presentaron en el Documento CREG 156 de 2016 se construyeron a partir de información pública. En esta sección se precisan las fuentes de información y el procedimiento que se utilizó para el cálculo.

2.1. Percentil 95 del histórico de precios de bolsa

La primera alternativa propuesta en el Documento CREG 156 de 2016 corresponde al percentil 95% de la historia de los precios de bolsa. La información utilizada para el cálculo de esta alternativa corresponde al precio de bolsa horario desde el 1 de diciembre de 2006 hasta noviembre de 2016, publicados en el Portal Bi la página web del administrador del mercado.

<http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/ayuda.aspx>

Los precios de bolsa horarios se homogenizan en precios constantes de noviembre de 2016 utilizando el índice de precios al productor de la producción nacional, serie histórica empalmada base 2014=100 publicados por el Banco de la República.
<http://www.banrep.gov.co/es/ipp>

Una vez se tienen los precios de bolsa históricos en precios constantes, se procede a ordenarlos de forma ascendente y se calcula el percentil 95% de la serie, que correspondería al valor del precio de bolsa en el que se encuentra el 95% de las observaciones.

2.2. Costo variable de generación con GNI en la planta más ineficiente

La segunda alternativa propuesta por la CREG para la definición del precio de escasez, corresponde a utilizar el costo variable de la planta más ineficiente que utilice GNI.

Como se presentó en el Documento CREG 156 de 2016 el cálculo del costo variable de esta alternativa tuvo en cuenta los siguientes valores:

- Precio del gas natural de referencia en Estados Unidos que corresponde al Henry Hub publicado en por la agencia de información energética de Estados Unidos (EIA US Energy Information Administration), para la semana del 21 al 25 de noviembre fue de 2.81 USD/MBTU¹.
- Prima sobre el precio del gas que se debe pagar en el mercado por compras de gas en el corto plazo² más los costos de transporte y los de licuefacción y regasificación igual a 5.2 USD/MBTU³. Esta cifra que se construyó a partir de sondeo inicial que llevó a cabo la CREG en torno a dichos costos y el estudio realizado por David Ledesma.
- Costo de transporte desde el puerto de regasificación hasta las plantas por medio de gasoducto 1 USD/MBTU.
- Costos de operación y mantenimiento, así como los otros costos variables, podrían ser estimados conforme a lo establecido en la Resolución CREG 034 de 2001 igual a un valor de 64.87 COP/kWh y 16.35 COP/kWh respectivamente.
- Factor de conversión de Termobarranquilla 3 o 4, que es igual a 11.80 MBTU/MWh.

Con esta información se encuentra que el costo del gas natural importado puesto en la planta sería de 9 USD/MBTU, lo que corresponde a un costo de 106.57 USD/MBTU, lo que se convirtió a pesos colombianos (COP) con una tasa de cambio de 3110,3 COP/USD para un costo de 331.5 COP/kWh. A este valor se le suma los demás costos variables 81.22 COP/kWh para un total de 412.7 COP/kWh.

2.3. Costo variable de la planta térmica más costosa

La tercera alternativa propuesta para la determinación del nivel del precio de escasez corresponde al escenario en el que éste se fija utilizando el costo variable de la planta más costosa del sistema.

Para determinar el nivel posible de precio de escasez que se encontraría bajo esta alternativa, se utilizaron los datos correspondientes a los costos del combustible diésel oil y fuel oil reportado por los agentes a XM, los costos de operación y mantenimiento y otros costos variables, calculados de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

El cálculo de esta alternativa utilizó los siguientes datos:

¹ Este valor se usa a manera de ejemplo. Lo anterior significa que esta referencia no necesariamente será la que se utilizará para la definición del precio de escasez en caso que se recomiende esta alternativa. El valor utilizado se puede consultar en el siguiente enlace: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>

² De acuerdo con lo señalado en la comunicación E-2016-011648

³ Costos índices tomados del seminario “LNG Seminar for Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG”, adelanto por David Ledesma en diciembre de 2010.

- Costo promedio de combustible de referencia para el mes de noviembre de 2016 disponible en la página de XM⁴. De acuerdo con la información allí consignada el costo en dólares del fuel oil y el diésel oil es de 9.9 USD/MBTU y 17.8 USD/MBTU respectivamente.
- Costos de operación y mantenimiento, así como los otros costos variables, podrían ser estimados conforme a lo establecido en la Resolución CREG 034 de 2001 igual a un valor de 64.87 COP/kWh y 16.35 COP/kWh respectivamente.
- Finalmente se utilizará el factor de conversión de la planta más costosa de todas aquellas que respaldarían sus OEF con combustibles líquidos, que de acuerdo con la información reportada a XM sería Termodorada con un factor de 93.7755 MBTU/MWh. Para el cálculo del costo variable de la segunda más costosa se utilizó el factor de Termocentro que es 7.2683 MBTU/MWh. Estas dos últimas plantas operan con diésel oil.
- Impuesto al CO2 que para el caso diésel oil se tomó un valor de 152 COP/galón, que se traduce para el caso de la primera planta a un costo adicional de 10.59 COP/kWh y para la segunda de 7.78 COP/KWh.

Los resultados de los costos variables estimados también utilizan una tasa de cambio de 3110,3 COP/USD, lo que con los datos presentados anteriormente resultan en un costo de 623.4 para Termodorada y 484.3 para Termocentro antes del impuesto al CO2 y 634 COP/kWh y 492.2 COP/kWh respectivamente incluyendo el mencionado impuesto.

2.4. Menú de Contratos

En la propuesta regulatoria se plantea una opción transitoria para los generadores que tengan costos variables superiores al precio de escasez, es decir quienes operan con combustibles líquidos.

De acuerdo con lo expuesto en el Documento CREG 156 de 2016, este tipo de generadores podrá optar entre dos opciones, la pareja vigente del precio de escasez (PEv) y la prima resultante de la última subasta (Cx Cv) y la segunda opción es un precio de escasez igual al costo de la planta de generación más costosa (PEa), y una prima del CxC ajustada (Cx Ca), de tal forma, que el usuario quede indiferente.

Para la definición de la opción se partió del valor del precio de escasez en noviembre de 2016 es decir 357 COP/kWh y la prima del CxC de la última subasta realizada que es igual a 15,7 USD/MWh⁵.

⁴ El documento se puede descargar a través del siguiente enlace:
<http://www.xm.com.co/Pages/CostoPromedioReferenciaCombustible.aspx>

⁵ Este valor se traslada a pesos con una tasa de cambio de 3000 COP/USD.

A continuación, se estima el costo esperado para los consumidores por concepto del cargo por confiabilidad bajo los siguientes supuestos:

- Demanda diaria 190 GWh-día
- Ventana de tiempo 5 años
- Periodo crítico activo 6 meses (10% de la ventana de tiempo)
- Tasa de descuento 1% mensual
- Demanda descubierta en bolsa 20%

El costo esperado del cargo por confiabilidad vigente se calcula de forma mensual. En cada mes de multiplica el número de días del mes por la demanda diaria, este resultado corresponde a la demanda agregada mensual esperada que debe pagar el cargo por confiabilidad. A continuación se procede a multiplicar la demanda mensual esperada por el valor del cargo actual (i.e. CxCv= 15,7 USD/MWh). Este resultado es el costo mensual esperado en USD. Una vez se calcula el costo mensual para la ventana de tiempo (60 meses) se trae a valor presente el flujo de dinero estimado. Con los datos presentados anteriormente, el valor presente del CxC actual es cercano a 4.078 millones de USD.

$$CEA = \text{Costo Esperado Neto CxC Actual} = \sum_{t=0}^{60} \frac{CxCv * (\text{Demanda Esperada}_t)}{(1 + i)^t}$$

A continuación se calcula el costo incremental que debería asumir la demanda por el incremento en el precio de escasez de la opción. En esta etapa se calcula la variación entre el precio de escasez de la opción, es decir el de la segunda planta más costosa (i.e. 492.2 COP/kWh) y el precio de escasez de noviembre de 2016 (i.e. 357 COP/kWh) y este diferencial se multiplica por la energía que se encuentra descubierta en bolsa durante los meses de situación crítica. Es decir que se toma el 20% de la demanda total agregada de los 6 meses que se supone se activa la condición crítica y se multiplica por el diferencial de precios de escasez.

Finalmente, se encuentra el valor de la prima del CxC que resulta en un costo esperado neto de la opción igual al costo esperado del cargo por confiabilidad vigente. Con los datos utilizados y descritos anteriormente, la prima del cargo ajustada (CxCa) sería de 13.64 USD/MWh.

$$\begin{aligned} CEO &= \text{Costo Esperado Neto CxC Opción} \\ &= \sum_{t=0}^{60} \frac{CxCa * (\text{Demanda Esperada}_t) + 1(Si Pb > PEA) * 0.2 * \text{Demanda Esperada}_t * (PEa - PEv)}{(1 + i)^t} \end{aligned}$$

Dónde, la función $1(Si Pb > PEA)$ es igual a uno (1) durante los seis meses que se supone existe la condición crítica e igual a cero (0) en otro caso.

El anterior ejercicio se realizó bajo el supuesto de neutralidad al riesgo de la demanda. Para introducir la aversión al riesgo de los consumidores se realizó un ejercicio similar, pero introduciendo una función de utilidad con una aversión relativa al riesgo constante (CRRA).

Como se expuso en el Documento CREG 156 de 2016, la función de utilidad es la siguiente:

$$U(c) = \begin{cases} \frac{c^{1-\theta} - 1}{1 - \theta} & \theta > 0, \theta \neq 1 \\ \log(c) & \theta = 1 \end{cases}$$

El parámetro θ representa la aversión al riesgo relativo del agente. Cuando $\theta = 0$, el agente es neutral al riesgo y cuando tiende a infinito la aversión al riesgo también.

Partiendo de la expresión de la función de utilidad, se asumió una aversión al riesgo $\theta = 0.2$ y la variable c se construyó partiendo de un ingreso fijo de 1.000 millones de COP al que se le resta el costo esperado del cargo por confiabilidad actual (CEA), que en el primer caso corresponde al pago de la prima por la energía mensual y en el segundo caso, al costo esperado de la opción (CEO), en el que se suma el costo esperado del pago de la prima del CxC ajustada y el diferencial de precios entre el precio de escasez de la opción (PEa) y el precio de escasez vigente (PEv). La prima del CxC de la opción (Cx Cv) debe ser tal que iguale la utilidad para los consumidores en ambos casos.

Con esta metodología se encontró que la prima del CxC ajustada (Cx Ca) que iguala las utilidades en ambos casos es de 13.61 USD/MWh.

2.5. Nivelación de riesgo

La última alternativa consistió en definir un nivel de precio de escasez utilizando la misma metodología con la que se determinó la opción para las plantas con combustibles líquidos en la Resolución CREG 178 de 2015.

Para este ejercicio se toma la serie de precios de escasez diciembre de 2011 hasta noviembre de 2016. A continuación se divide la muestra en dos grupos, el primero va hasta diciembre de 2014 (i.e. momento en el que se observa una reducción significativa en el precio internacional del petróleo) y la segunda contiene el resto de los datos.

Paso seguido se realiza una comparación estadística de los promedios de las dos muestras. Para la primera se encuentra un precio de escasez promedio de 501 COP/kWh y en la segunda uno de 334.35, la comparación de las dos medias permite rechazar la hipótesis nula que establece que las dos medias son iguales. Ante este resultado, se calcula el mínimo nivel del promedio que debería tener la segunda

muestra para poder aceptar la hipótesis nula, lo que implicaría que el riesgo asumido por los generadores a la hora de aceptar la OEF se mantuvo igual.

Tabla 1. Prueba para nivel el riesgo del generador.

	Muestra 1	Muestra 2
Media	501,12	334,35
Tamaño	36	24
Varianza	574,88	1.153,52
S	20120,80	26530,97
N		58
f	0,02	0,04
F		0,06
Varianza estadístico		55,85
Desv est estadístico		7,47
Estadístico de prueba		22,31
		486

A partir de la metodología de la Resolución CREG 178 de 2015 se encontró que el P* que mantendría el mismo riesgo para los generadores con altos costos variables sería 486 COP/kWh, si la asignación se hubiera realizado en diciembre de 2011.