



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL COSTO  
DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL  
DEJADO DE EXPORTAR  
-Resultados Proceso de Consulta-**

**DOCUMENTO CREG-026**  
**Abril 5 de 2013**

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

## Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	13
2.	COMENTARIOS RECIBIDOS.....	14
2.1	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD DE GAS NATURAL DEJADO DE EXPORTAR (CODE) .....	15
2.2	PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL GAS NATURAL Y MECANISMO DE PAGO.....	24
2.3	CONTRATOS.....	29
2.4	ARMONIZACIÓN REGULATORIA.....	35
2.5	MECANISMO DE PAGO AL EXPORTADOR.....	38
2.6	PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN.....	39
2.7	APROBACIÓN DEL CODE POR PARTE DE LA CREG.....	40
2.8	OTROS .....	43
3.	ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009 .....	44



## COSTO DE OPORTUNIDAD DE EXPORTACIÓN

### 1. ANTECEDENTES

Motivado entre otros por la necesidad de promover las exportaciones de gas natural y establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de gas natural, en 2011, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2100 “por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”. Esta norma determinó en su artículo 4 la obligación de atención prioritaria de la demanda de gas para consumo interno, y en el parágrafo del citado artículo señaló que,

*“Los Agentes Exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquél que lo modifique o sustituya. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos de exportación con Respaldo Físico, las cantidades de gas objeto de interrupción se reconocerán al costo de oportunidad de que trata el Artículo 27 de este Decreto”.*

Asimismo, el Decreto 2100 de 2011 definió el concepto de demanda esencial y determinó en el parágrafo 1 de su artículo 5 que cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquél que lo modifique o sustituya y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados.

El Decreto 2100 de 2011 estableció en sus artículos 22 y 23 que la actividad de exportación de gas no constituye una actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible y que el precio del gas destinado a la exportación será pactado libremente entre las partes.

Igualmente, el Decreto determina en su artículo 27 que:

*“Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda”.*

El citado artículo indica igualmente que el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro y que el reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor comercializador por no honrar su Contrato Firme de exportación.

El mismo artículo 27 indica que la CREG determinará, adicionalmente, "el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente".

Conforme a lo anterior, la CREG sometió a consulta de los agentes y demás interesados la Resolución 077 de 2012, en la cual se estableció la propuesta de metodología para determinar el Costo de Oportunidad dejado de Exportar.

El presente documento desarrolla y da respuesta a los comentarios recibidos por la Comisión y presenta la metodología definitiva para determinar el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (en adelante CODE).

## 2. COMENTARIOS RECIBIDOS

Durante el proceso de consulta, se recibieron comentarios de los siguientes agentes:

AGENTE	RADICADO CREG
EMGESÁ	E-2012-008493
	E-2012-008704
NATURGAS	E-2012-008567
EPM	E-2012-008574
ANDEG	E-2012-008584
GECELCA	E-2012-008586
ANDESCO	E-2012-008591
ARCTAS COLOMBIA S.A.S	E-2012-008595
ACP	E-2012-008601
GAS NATURAL	E-2012-008606
ECOPETROL	E-2012-008616
	E-2012-008639
TGI	E-2012-008625
LLANOGAS	E-2012-008634
ACOLGEN	E-2012-008638
ANDI	E-2012-008863

A continuación se presenta un resumen de los principales comentarios recibidos por parte de los diferentes agentes; los comentarios han sido organizados por tema y cuentan con la respectiva respuesta por parte de la Comisión.

## 2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD DE GAS NATURAL DEJADO DE EXPORTAR (CODE)

### 2.1.1 EMGESÁ Radicado CREG E-2012-008493 y E-2012-008704

"(...)

- *Es importante considerar y acotar el valor máximo de cada uno de los términos. En particular se sugiere acotar el valor del costo de compensación (CCOMP) y el costo de valor de la parada (CVP).*
- *Se propone que el costo de compensación CCOMP sea el valor mínimo entre el costo de compensación del contrato y el costo de oportunidad de sustitución para la demanda. Para acotar el costo de valor de la parada CVP se propone desagregar en los siguientes conceptos: transporte licuefacción regasificación y almacenamiento.*
- *Por otra parte se sugiere que la resolución definitiva incluya un criterio de mínimo costo para interrumpir los contratos de exportación. De tal forma que se garantice que los primeros contratos a interrumpir sean los de mínimo costo.”*

### 2.1.2 EPM Radicado CREG E-008574

"(...)

- *El Costo de Oportunidad del gas natural dejado de Exportar (CODE), se determinará de manera individual por cada contrato de exportación mediante resolución particular, para lo cual el agente exportador deberá presentar la solicitud de aprobación con la información requerida para el cálculo de los componentes del CODE de su contrato de exportación. Ahora, este costo está en función del costo de compensación del contrato de exportación como establece la respectiva fórmula, el cual podría depender del tipo de sustituto o en general de las condiciones mismas del contrato, por lo que podría no hablarse de un único CODE, o simplemente no tener un valor fijo predeterminado, circunstancia no prevista en la Resolución.*

*“Se advierte además, que las variables que conforman el CODE, especialmente las relacionadas con los costos de compensaciones pactados y costos variables de parada, pueden ser objeto de indexación, aspecto también pendiente de considerar. En el caso de los costos de compensación se debe tener en cuenta que los mismos podrían estar asociados a los costos del sustituto al momento de hacer efectiva la Interrupción del contrato y en este orden de ideas, debería quedar claro en el CODE cuál sería el precio de referencia de este sustituto.*

- *La fórmula establecida para el cálculo del costo de oportunidad, CODE = PExp + CComp - CVP, trae consigo un incentivo para que la variable CVP sea baja; por*

*tanto es importante la validación o auditoría de la información que soporta dicha variable antes de dejar en firme mediante aprobación de la Comisión, el(s) respectivo(s) CODE del contrato de exportación.”*

### **2.1.3 NATURGAS RADICADO CREG E-2012-008567**

*“(...) Consideramos que se deben excluir los costos variables de parada de la fórmula general del CODE por cuanto estos se incluyen en la variable del costo de compensación que se estructura en el contrato de exportación. No obstante lo anterior es necesario que explice los factores que componen el costo variable de parada.*

*La compensación debe ser transparente en cuanto a su causación y aplicación. Es decir, independiente de los hechos que la originan, ésta debe aplicar simétricamente para todos los casos.”*

### **2.1.4 ANDEG Radicado CREG E-2012-008584**

*“(...) el contexto de aplicación del Costo de Oportunidad del gas natural de exportación está asociado a un evento de escasez enfrentado por Agentes Operaciones a un evento de escasez enfrentado por Agentes Operacionales sin contratos de suministro en firme.*

*En atención de lo anterior, el diseño de la metodología debe utilizar de forma exhaustiva el alcance conceptual de Costo de Oportunidad establecido sobre el particular en las ciencias económicas. Para tal fin, acudimos a la definición presentada por James M. Buchanan en The New Palgrave Dictionary of Economics, del cual destacamos los puntos que enumeramos a continuación, y citamos en el numeral 1 del Anexo 1 de esta comunicación.*

- a. *El concepto de costo de oportunidad expresa la relación básica entre escasez y elección.*
- b. *Sin ningún bien o servicio es escaso, las demandas de todos los individuos, en todos los períodos, se pueden satisfacer.*
- c. *Una vez se introduce la condición de escasez, no todas las demandas se pueden satisfacer y se requiere una elección entre las alternativas.*
- d. *La elección implica rechazo y elección de alternativas.*
- e. *Así, el costo de oportunidad es la evaluación colocada a las alternativas rechazadas con mayor valoración.*

*De otro lado, Buchanan resalta que la mayor confusión en el análisis y aplicación de la teoría de costo de oportunidad yace en el intento de extender los resultados de procesos de interacción de mercado idealizadas, para la definición de reglas de decisión en contextos fuera de mercado. En general, el mensaje de Buchanan tiene por objeto aclarar que en un mercado en competencia, la condición de equilibrio que se deriva de la igualdad entre precio y costo de oportunidad marginal tiene como efecto únicamente el ajuste de cantidades de las firmas en el mercado, y no corresponde a una regla de comportamiento por parte de estas, según la cual, la valoración de los bienes producidos*

*se valoran al costo marginal, y por lo tanto no se considera los resultados del proceso competitivo en la formación de precio (...)*

*De lo anterior, es fundamental destacar que la valoración del costo de oportunidad nunca hace referencia a la valoración de los costos incurridos o no, por una firma en el proceso productivo sino el valor de las alternativas rechazadas de mayor valor dentro del proceso competitivo de un mercado.*

*(...) De otro lado, y en la medida que la normatividad garantiza que la demanda de gas natural doméstica sea atendida si nomina el gas durante la condición de escasez declarada, la valoración de la mejor alternativa rechazada esta del lado del Agente Exportador de sustituir el gas dejado de exportar valorado en el mercado spot de Gas Natural Licuado o el precio de un bien sustituto para satisfacer la demanda externa.*

- d. *Tomando en consideración lo anterior, la propuesta presentada en la Resolución CREG 077 de 2012 para la determinación del costo de oportunidad dejado de exportar (CODE) difiere del concepto ya presentado del Costo de Oportunidad en la medida que:*
  - i. *Incorpora el precio de exportación del contrato, que no corresponde a la valoración del evento de suspensión de compromisos de exportación sino de la exportación efectiva. Por lo tanto, la valoración de la mejor alternativa asociada al evento de suspensión esta asociada al valor de la alternativa para asegurar la atención de la demanda externa.*
  - ii. *Establece un Costo Variable de Parada asociado a costos del proceso de producción, que hace evidente la confusión conceptual planteada por Buchanan, en el sentido que el precio es una valoración del costo de oportunidad marginal y no una regla asociada a las cantidades a producir por parte de la firma.*
  - iii. *Finalmente y limitando el alcance de lo contenido en el artículo 26 del Decreto 2100 de 2011, la definición del CODE sigue el esquema de una solicitud tarifaria, lo que sin duda, constituye un costo de transacción para el libre desarrollo de este tipo de transacción.*
- e. *Para contribuir en la construcción de una alternativa que asegure una adecuada definición del Costo de Oportunidad de interrupción de exportaciones, retomamos las alternativas del punto c. con miras a analizar su efecto. En este sentido presentamos las siguientes aclaraciones con respecto a los precios del mercado spot de LNG y las alternativas sobre combustibles sustitutos:*
  - i. *Los precios del mercado spot de LNG y aquellos de los contratos son substancialmente diferentes como se expone en el reporte US LNG Exports: Truth and Consequence publicado por el James A. Baker Institute for Public Policy de Rice University, que se presenta en el Anexo 2 de esta comunicación.*
  - ii. *Tomando en consideración lo anterior, para efecto de definir el precio spot de LNG del mercado del Atlántico es necesario establecer un marcador. Platts ofrece los siguientes: DES Southwest Europe Market (SWE) y DES Northwest Europe Market ajustado por costos del transporte. Platts para este último ítem ofrece los marcadores presentados en el Anexo 3.*

- iii. En todo caso y como lo apunta el estudio citado, el impacto de las exportaciones de gas natural de Estados Unidos asociados al shock de oferta generado por el shale gas puede hacer converger los precios globales de LNG. Lo anterior solo indica que para efecto de marcador de LNG servirá de base el arbitraje y los precios relativos que enfrenta la demanda:

*... the opening LNG exports from the US will inevitably link global markets to storage opportunities in the US. The US has the most well-developed storage market in the world, and this is, in fact, a key factor that contributes to market liquidity. By providing a link for the rest of the world to US storage capacity, the liquidity benefits could easily spill over to European and Asian markets. In fact, it would be surprising to see Asian utilities taking storage positions in the US to hedge seasonal price fluctuations. This could, in fact, accelerate the dissolution of current regional pricing paradigms, and provide more opportunities for seasonal arbitrage opportunities.*

- iv. La valoración del costo de oportunidad a partir del marcador de un combustible sustituto puede orientarse de la siguiente manera:

- De un lado, valorar el costo de oportunidad a paridad del precio del petróleo, tomando como referencia Brent. La ventaja de esta alternativa es que de alguna manera, vincularía en equivalente la valoración de los contratos de suministro de LNG transados en el mercado internacional.
- La otra alternativa, es valorar el costo de oportunidad a paridad del precio de diesel, tomando como referencia Platts US Gulf Coast No. 2.
- La ventaja de la segunda alternativa es que asegura el cubrimiento de escenarios de estrechez en el mercado de LNG, que como se vio con el marcador DES Japan/Korea, que puede alcanzar niveles superiores al de paridad de petróleo.

Otra alternativa que puede utilizar la Comisión para valorar el costo de oportunidad en discusión, es tomar como techo el costo de racionamiento de gas natural, que es una valoración administrada de la disposición a pagar de la demanda ante el evento de escasez.

Una alternativa final, que invitamos a la Comisión a analizar, es dejar que el costo de oportunidad sea definido por el mercado. La propuesta se fundamenta en que la solicitud de cantidades de gas proveniente de la suspensión de exportaciones está basada en una valoración de precios relativos a partir de los marcadores de acceso público."

#### 2.1.5 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586

(...) sugerimos que el precio techo se defina utilizando como referencia el consumo térmico específico de una unidad eficiente a gas de ciclo simple.

Este precio techo permitiría a la demanda nacional valorar efectivamente y con suficiencia de información los riesgos al momento de participar en los mecanismos de mercado que se implementen para la adjudicación de cantidades de gas disponibles."



### 2.1.6 ANDESCO E-2012-008591

*"Andesco solicita que para la definición del costo de la compensación- CComp, el Regulador incluya reglas que incentiven la definición del mínimo costo de la compensación por parte de los agentes productores-comercializadores que suscriban contratos de exportación de gas natural."*

*"Si bien el gas de exportación es una alternativa de contratación para los agentes de la demanda nacional que ofrece flexibilidad, consideramos que éste debe ser también un esquema realizable económicamente para los agentes locales o que viabilice su uso en condiciones de extrema necesidad."*

### 2.1.7 ARCTAS Radicado CREG E-2012-008595

*"(...) los costos variables hacen parte de las consideraciones y negociaciones de las compensaciones pactadas en los contratos ante una eventual interrupción de las exportaciones y en esa medida no deberían hacer parte de la fórmula del CODE como un elemento distinto."*

*"En ese sentido consideramos que la fórmula del CODE debería solo tener en cuenta los primeros dos componentes descritos en el artículo 2 del Proyecto de Resolución en tanto, que los costos variables hacen parte del valor de las compensaciones que pactan las partes en los contratos de suministro de gas con destino a la exportación."*

### 2.1.8 ACP Radicado CREG E-2012-008601 y ECOPETROL Radicados CREG E-2012-008616 y E-2012-008639

*"(...) PExp: Debe quedar claro en la resolución que es el precio de venta del gas pactado en el respectivo contrato de venta de gas con destino a exportación **aplicable a la fecha en que se debe interrumpir el suministro** con destino a la exportación, independiente, que se trate de campos productores que se encuentren en el régimen de precios regulados.*

*CComp: Debe dejarse claro en la resolución que es la compensación que se encuentre pactada en los respectivos contratos de suministro de gas con destino a exportación **aplicable a la fecha en que se debe interrumpir el suministro**. En caso de interrupción, los Productores-Comercializadores deberán honrar sus contratos de exportación pagando las respectivas compensaciones pactadas.*

*CVP: Es importante anotar que la dinámica de la negociación del costo de compensaciones entre el Productor-Comercializador y el comprador internacional, se incluyen entre otros factores, los efectos económicos de la interrupción y los costos asociados en que debe incurrir o no el comprador del gas en los eventos de interrupción, los cuales también dependen de otras variables como la duración de la interrupción, las cantidades interrumpidas (parcial o total), los mercados que atiende, etc.*



De acuerdo a lo anterior, el CVP se tiene en cuenta en el momento de negociar y establecer el costo de las compensaciones del contrato (CComp). Por tanto, solicitamos eliminar de la fórmula del CODE el componente de CVP. (...)"

### 2.1.9 GAS NATURAL Radicado CREG E-2012-008606

"(...) La incorporación en dicho cálculo de las compensaciones pactadas sería inadecuada en la medida en que el agente exportador no tenga incentivos para limitar el monto de la compensación que paga a la demanda foránea, por ejemplo, si para todos los casos, dicha compensación es asumida por la demanda doméstica.

Bajo una condición monopólica en la que el productor que atiende el 70% de la demanda nacional atiende también los compromisos de exportación, y considerando que el valor de la compensación a la demanda externa se convierte en parte de la señal económica para valorar la oferta marginal que se requiera para atender la demanda nacional, resulta inconveniente que el productor pueda definir el valor de la compensación.

Es necesario tener en cuenta que en los contratos de exportación se pueden haber pactado compensaciones para las interrupciones originadas en determinaciones del gobierno nacional, con valores inferiores a los establecidos para la interrupción del contrato por causas atribuibles al exportador. Incluso, es posible que dicha causal sea prevista como eximiente de responsabilidad por parte del exportador, caso en el cual la compensación debería ser igual a cero, tal como se señala en el Documento CREG 038 de 2012.

Con base en lo anterior, se solicita la Comisión que el valor de la compensación considerado para determinar el costo de oportunidad del gas dejado de exportar, se determine como el mínimo valor entre el costo económico del combustible sustituto que debe emplear la demanda externa ante restricciones a la exportación y las compensaciones pactadas en los contratos bilaterales para el caso de interrupciones originadas en disposiciones del Gobierno Nacional.

Así mismo, que la compensación para efectos de determinar el CODE no podrá ser superior al valor pactado en los contratos de exportación para las compensaciones por interrupciones atribuibles al exportador.

Por último y con el propósito de garantizar la transparencia en la aplicación de la metodología propuesta, se considera necesario que el proyecto de resolución establezca que en el evento en que el Contrato de Exportación se celebre entre empresas vinculadas económicamente, el precio de venta y las compensaciones pactadas deben corresponder a las del mercado, so pena de que la CREG las acote."

### 2.1.10 TGI Radicado CREG E-2012-008625

"...)

- En la definición de la determinación del costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (CODE) se deben considerar aquellos eventos en los cuales,



estando comprometido el abastecimiento de la demanda nacional, el agente exportador consigue gas en el mercado internacional para honrar el contrato de exportación. En dicho caso, sugerimos respetuosamente que el CODE debería definirse en función del precio del gas adquirido en el mercado internacional, del precio del gas de exportación y del costo variable de parada (CVP), verificando que el valor resultante sea igual o menor al CODE propuesto en la resolución CREG 077 de 2012."

#### **2.1.11 ACOLGEN Radicado CREG E-2012-008638**

"(...) Propuesta: Teniendo en cuenta que el CODE declarado por el agente exportador puede ser una barrera para acceder al gas de exportación, es importante que la CREG defina mecanismos de verificación, validación o auditoría de la información que soporta dicha variable.

Suponemos, tal como sucede en los contratos en Colombia, que la compensación por incumplimiento que recibe un Remitente busca remunerarle sus costos de parada, en este sentido vemos que sería recomendable que la CREG evalúe la posibilidad de reconocer dichos costos por aparte. En todo caso, también en este caso, vemos con preocupación que estas variables pueda llegar a unos niveles tan altos que, artificialmente, puedan implicar un CODE tan elevado que no dé lugar a la interrupción del contrato de exportación.

En relación con el artículo 4 - Costo Variable de Parada CVP solicitamos precisar los criterios que utilizará la Comisión para asegurar que los valores finales a aprobar sean los eficientes y aclarar el alcance de los sobrecostos por paradas de procesos industriales (por ejemplo, si se refiere a cualquier tipo de proceso que tenga el cliente internacional). Complementariamente a lo anterior, consideramos que los costos de parada deberían quedar relacionados en el contrato."

#### **2.1.12 ANDI Radicado CREG E-2012-008863**

"(...) el costo de la compensación debe tener como referente adicional la posibilidad que tiene el exportador de cumplir el compromiso adquirido vía sustitución con un producto idéntico en el mercado internacional.

Es decir, el valor de la compensación debería ser el Mínimo entre el valor calculado mediante la propuesta regulatoria y el valor del GNL en el mercado internacional menos los costos dejados de incurrir al realizar dicha sustitución.

En otras palabras, el valor de la compensación debe ser inferior al costo de importación de gas."

#### **2.1.13 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586**

"(...) Consideramos que la propuesta planteada podría funcionar para los contratos de exportación firmados hasta la fecha. No obstante, para nuevos contratos proponemos que



*el CODE debería quedar acotado al precio de escasez de la energía establecido según la Resolución CREG 071 de 2006, para evitar que se pacten precios de venta (pe. precio de combustible líquido del país importador), penalizaciones o compensaciones onerosas para la demanda nacional."*

## 2.1.14 RESPUESTA

De acuerdo con lo comentarios recibidos acerca de la metodología del cálculo del costo de oportunidad, se procede a dar respuesta conforme a cada uno de los temas tratados:

### 2.1.14.1 Definición Costo de Oportunidad

La CREG por medio de la Resolución 077 de 2012 estableció la metodología para determinar el costo de oportunidad del gas natural objeto de interrupción, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 27 del Decreto 2100 de 2011. Este artículo determina lo siguiente:

**"Artículo 27. Costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción.** Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para atender el consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.

*El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor comercializador por no honrar su Contrato Firme de exportación. La CREG, adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente." (Subrayado fuera de texto)*

De acuerdo con lo establecido anteriormente, es claro que el costo de oportunidad debe incluir el precio que deja de recibir el productor y/o el productor-comercializador por la interrupción de la exportación, más las compensaciones que debe pagar éste por dicha interrupción del suministro. A partir de lo anterior la CREG determinó la metodología de cálculo del costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar, teniendo en cuenta que existen diferencias con la definición económica del costo de oportunidad, el cual se define como el valor de un bien o servicio en su mejor uso alternativo.

En los comentarios se plantearon propuestas para la definición del costo de oportunidad de acuerdo con:

1. Precio del mercado spot de LNG (marcador)
2. Precio del combustible sustituto de la demanda externa (Indicador petróleo, diésel)
3. Costo de racionamiento del gas natural en el mercado local
4. Precio definido por el mercado al momento de la suspensión
5. Precio de escasez de la energía eléctrica

Si bien es cierto que algunas de las alternativas antes mencionadas pueden acercarse a la valoración del costo de oportunidad del gas natural, conforme lo establece la teoría económica, estas alternativas no garantizan el cumplimiento de lo establecido en el Decreto, ya que con la definición de algún valor de referencia diferente al precio de venta en la exportación no podría garantizar que el agente exportador reciba el precio que está dejando de percibir por la suspensión.

Respecto a la solicitud de acotar cada uno de los componentes que conforman el CODE, esto no sería procedente, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 23 del Decreto 2100 de 2011 sobre la libertad de precios de exportación e importación de gas natural. Una determinación en los componentes del CODE por parte de la CREG limitaría la libertad de negociación entre las partes en la definición de los precios de exportación.

En cuanto a la definición de un criterio de mínimo costo para interrumpir los contratos de exportación, manifestamos que conforme lo establece el parágrafo 1 del artículo 26 del Decreto 2100, es el Ministerio de Minas y Energía quien decide los criterios bajo los cuales se interrumpirán las exportaciones.

Se manifiesta también que efectivamente no habrá un único CODE ya que éste será calculado por cada uno de los agentes exportadores por cada contrato suscrito conforme se establece en la resolución.

#### **2.1.14.2 Compensación**

##### Acotar el costo de la compensación

Respecto a la propuesta de que el costo de compensación se determine como el valor mínimo entre el costo de compensación del contrato y el costo de oportunidad de sustitución de la demanda, le manifestamos que si se considera esta propuesta puede ocurrir que el valor mínimo dé como resultado, el costo de sustitución de la demanda interna y por lo tanto no se estaría cumpliendo con lo establecido en el artículo 27 del Decreto 2100, donde el CODE debe incluir, entre otros, el costo de compensación que debe pagar el productor y/o el productor-comercializador por no honrar su contrato firme de exportación, tal y como lo mencionamos anteriormente en este documento.

Además, considerando que las compensaciones se determinan a partir de la negociación bilateral entre las partes, se concluye que no existe como tal un mercado de compensaciones.

#### Valor de la compensación

Respecto a los comentarios que se refieren a que las compensaciones deben ser iguales para todas las causales de suspensión atribuibles al agente exportador, manifestamos que en la Resolución se establece que las compensaciones son aquellas pactadas en el contrato de exportación por la no entrega del producto por todas las causas posibles atribuibles al agente exportador. Es decir, estas serán las mismas, independientemente de los hechos que la originan. Se excluyen las situaciones que tengan como origen causas de fuerza mayor y/o caso fortuito.

Respecto a incentivar un mínimo costo de la compensación, manifestamos que en condiciones normales del mercado, el agente exportador es quien presenta un riesgo mayor que el de los agentes compradores, por lo que tendría incentivos para mantener un valor bajo de compensación por incumplimiento, teniendo en cuenta que este valor también sería aplicable a interrupciones atribuibles al agente exportador. Por lo tanto, no tendría incentivos para establecer un valor alto de las compensaciones.

#### **2.1.14.3 Costo variable de parada**

En relación con la solicitud de acotar los costos variables de parada, desagregar cada uno de los costos en los que se puede incurrir y realizar auditorías de estos, manifestamos que acotar y establecer auditorias presenta dificultades, ya que cada costo variable depende de las características particulares de cada proyecto de exportación. Es por esta razón que dentro de la propuesta regulatoria (Res. 077/2012) se determinó que los productores y/o productores-comercializadores fueran quienes declararan libremente el valor de estos costos teniendo en cuenta las particularidades del contrato y del proyecto de exportación.

Respecto a la solicitud de eliminar el componente del costo variable de parada de la fórmula del CODE, aceptamos los comentarios respecto a que estos costos hacen parte de las negociaciones de las compensaciones donde se consideran los efectos económicos de la interrupción, y por lo tanto afecta la determinación de las compensaciones. Conforme a lo anterior se eliminarán los costos variables de parada en la Resolución definitiva.

#### **2.1.14.4 Mecanismo de verificación**

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de acuerdo con sus objetivos y funciones, será la encargada de vigilar la aplicación en debida forma del CODE aprobado por parte de la Comisión.

### **2.2 PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL GAS NATURAL Y MECANISMO DE PAGO**

#### **2.2.1 EMGESÁ Radicado CREG E-2012-008493 y E-2012-008704**

“(...)



- *Se sugiere definir el mecanismo en el que se garantiza la entrega de este combustible incluyendo transporte de gas y distribución según el caso.*
- *En relación con los tiempos se sugiere analizar la posibilidad de que previo a que se ejecute la limitación de la exportación se pueda contar con al menos uno o dos meses de manera que se le pueda informar al cliente de exportación con un tiempo prudencial la posible suspensión del suministro y por ende se minimice la ejecución del costo de oportunidad respectivo a través de un sustituto con costos más eficientes.”*

#### **2.2.2 EPM Radicado CREG E-2012-008574**

*“(...) quedan pendientes dos aspectos esenciales, el procedimiento de asignación y priorización de la entrega de estas cantidades a la demanda nacional y la definición de su pago. Solicitamos, en consecuencia, que se definan de manera Integral todos los aspectos concernientes, para que los agentes puedan conocer con anterioridad todas las implicaciones y los procedimientos relacionados con la utilización del gas de exportación, su asignación, su costo y el modo de pago a los agentes exportadores.”*

#### **2.2.3 EPM Radicado CREG E-2012-008574**

*“(...)*

- *Al momento de Interrumpir las exportaciones de gas natural para dar prioridad al consumo interno según las condiciones establecidas, falta definir la operatividad del mecanismo para realizar la asignación del gas a las respectivas demandas. Ante la existencia de varias exportaciones, no se indica el criterio a aplicar para establecer un orden en la Interrupción de los respectivos contratos.*
- *En cuanto a la asignación de gas, no se especifica cómo se evalúa y decide la misma, al no tener en cuenta el CODE, la disponibilidad de transporte, opciones de Importación, mercado de cortes, entre otros, ya que la opción más económica para el sistema podría no ser la utilización de este gas de exportación. En el caso particular de la capacidad de transporte, sería importante tener claridad ex ante, por parte de los agentes operacionales, sobre el procedimiento de coordinación suministro-transporte y en especial qué sucedería con la asignación a algunos agentes que requieran del gas natural y que no tengan vigentes contratos de transporte o que no tengan posibilidad de contratarlo porque no existe capacidad primaria en los tramos de gasoducto del Sistema Nacional de Transporte.”*

#### **2.2.4 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586**

*“(...) Sería conveniente definir la metodología de asignación del gas natural dejado de exportar, para que a través de un ente como puede ser un gestor de mercado se apliquen los criterios de entrega, los cuales, consideramos deben priorizar a las plantas térmicas que respaldan las OEF con gas natural.*

*El mecanismo de interrupción debería ser revisado para aquellos casos en el cual existen varios contratos de exportación para el mismo campo y la interrupción solo es parcial y existen diferentes condiciones comerciales en cada uno de estos contratos.”*

#### **2.2.5 ANDESCO E-2012-008591**

*“La Asociación considera adecuado que el Regulador defina el mecanismo de asignación y priorización del gas de exportación para los diferentes campos del país (On- Shore y Off-Shore), una vez se suscriban los contratos de exportación por parte de los agentes productores.*

*Lo anterior, dado que en la actualidad no es claro el esquema de comercialización de gas para los agentes que requieran hacer uso del gas de exportación. Debe detallarse el mecanismo de asignación de gas para usuarios que por sus perfiles de demanda requieran de este tipo de producto, y para usuarios que no cuentan con contratos en firme.*

*De otro lado, ante la declaración de producción para el mediano plazo que se publicó a través de la Resolución MME 124219/12, y que evidencia declinación de la oferta interna y déficit de suministro de gas en Colombia a partir del año 2017-teniendo en cuenta escenario medio de demanda UPME-, conviene que la Comisión determine cuál es el esquema de asignación del gas de exportación para atención de la demanda interna cuando se presente déficit de oferta nacional en el mediano plazo.”*

#### **2.2.6 ARCTAS Radicado CREG E-2012-008595**

*“(...) Consideramos que el Proyecto de Resolución debería establecer un marco regulatorio que involucrara todos los aspectos en relación con la interrupción de las exportaciones de gas que permita tener reglas específicas, concretas y claras, las cuales se traducen en un escenario de estabilidad regulatoria que es propicio para incentivar los proyectos de exportación.*

*Creemos que contar desde ya con el mecanismo de pago del costo de oportunidad no sólo genera un marco regulatorio más completo, sino que incentiva los proyectos cuya estructuración económica depende en parte de contar con esta regulación.”*

#### **2.2.7 ACP Radicado CREG E-2012-008601 y ECOPETROL Radicados CREG E-2012-008616 y E-2012-008639**

*“(...) respecto de la interrupción de las exportaciones, debemos manifestar que los actos administrativos emanados del Ministerio de Minas y Energía mediante los cuales se ordena priorizar la demanda interna de gas natural frente a las exportaciones deben ser claros, concretos y específicos, puesto que de ellos dependerá que los agentes que representan la demanda esencial reciban efectivamente el gas y que los Productores - Comercializadores puedan entregar el gas natural dejado de exportar a quien corresponda.”*



### 2.2.8 TGI Radicado CREG E-2012-008625

"(...)

- *Es pertinente que en la resolución aparte que determine el mecanismo mediante el cual se realizará el pago del CODE, la CREG establezca las reglas para priorizar la atención en caso de que la demanda nacional de gas no abastecida supere al volumen del gas de exportaciones. Así mismo, determine cómo sería el orden de interrupción de los contratos de exportación en caso que esté vigente más de un contrato de ésta clase.*
- *Es necesario determinar si la demanda de exportación va a ser incluida en la demanda de gas térmica para efectos de la remuneración de confiabilidad prevista en la resolución CREG 054 de 2012 en consulta.”*

### 2.2.9 ACOLGEN Radicado CREG E-2012-00863

*“El artículo 27 del Decreto MME 2100 de 2011 establece:*

*“Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda” (subrayado y resaltado fuera de texto)*

*Al respecto y teniendo en cuenta que existirán varios contratos de exportación, es necesario que se aclare cómo se elige qué agente “compra” gas y de cuál contrato, dada la multiplicidad de costos que se generarán cuando sea necesario interrumpir varios o todos los contratos de exportación para atender la demanda interna (suponiendo que ésta sea la demanda esencial).”*

### 2.2.10 RESPUESTA

#### 2.2.10.1 Coordinación del suministro

Respecto a los procedimientos operativos que se deben establecer para la coordinación del suministro-transporte, estos deberán realizarse conforme se establezca en los reglamentos operativos de coordinación técnica.

El procedimiento operativo de coordinación suministro-transporte se realizará por medio del CNO gas, de acuerdo con lo establecido en el inciso primero del artículo 21 del Decreto 2100 de 2011.

**“Artículo 21. Protocolos y Acuerdos Operativos.** Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que se deben regir

para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007..."

#### **2.2.10.2 Limitación de las exportaciones**

Respecto a la limitación de las exportaciones, el Decreto 2100 del 2011 establece lo siguiente:

**"Artículo 26. Libertad de Exportaciones de Gas.** Los Agentes Exportadores podrán asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en los Artículos 11 y 14 de este Decreto.

**Parágrafo 1.** El MME limitará la libre disposición del gas para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a los Agentes Exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas combustible para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las Reservas de Gas Natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas. Dicho indicador será calculado y publicado por el MME el julio 30 de cada año.

**Parágrafo 2.** Mientras se mantengan las condiciones que den lugar a la limitación prevista en el Parágrafo 1 de este Artículo, los productores, los productores comercializadores o los Agentes exportadores no podrán suscribir o perfeccionar compromisos de cantidades de gas natural relacionados con nuevos contratos de exportación o incrementar las cantidades de gas natural inicialmente acordadas en los contratos de exportación ya existentes."

De acuerdo con lo anterior, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía limitar la libre disposición del gas para efectos de exportación por lo que deberá el 30 de julio de cada año diseñar el indicador correspondiente, teniendo en cuenta las reservas de gas natural, el comportamiento de la demanda, las importaciones y exportaciones de gas.

En relación con la inclusión de la demanda de exportación en la demanda de gas no térmica para efectos de la remuneración de confiabilidad, manifestamos que este tema no será objeto de esta resolución y se considerará dentro de la metodología que determine la CREG para la remuneración de la confiabilidad de gas.

#### **2.2.10.3 Asignación del gas de exportación**

Los comentarios relacionados con este punto se tendrán en cuenta y serán objeto de análisis dentro del tema correspondiente, ya que el objeto de esta propuesta es determinar la metodología del CODE. Sin embargo, con el fin de desarrollar una regulación integral para el sector de gas natural, la CREG deberá establecer un



mecanismo administrado para la asignación del gas en las situaciones donde se vea comprometida la demanda interna. Mientras esta propuesta es estudiada y aprobada, será el ministerio el encargado de administrar y hacer las asignaciones correspondientes.

#### 2.2.10.4 Mecanismo de pago

Respecto a la definición del pago, se manifiesta que la CREG en resolución aparte determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago del CODE, por lo que la resolución definitiva sólo incluirá lo relacionado con la metodología de cálculo del costo de oportunidad de exportación, teniendo en cuenta que la CREG espera desarrollar una regulación integral que determine un mecanismo administrado para la asignación del gas en las situaciones donde se vea comprometida la demanda interna, en el cual se considere un mecanismo de pago cuando se corten las exportaciones.

### 2.3 CONTRATOS

#### 2.3.1 EMGEZA Radicado CREG E-2012-008493 y E-2012-008704

“(…)

- *Teniendo en cuenta la prioridad al abastecimiento nacional se sugiere que los contratos que se permitan firmar para exportación estén armonizados con los periodos de contratación de la demanda nacional es decir que los contratos de exportación para el 2014 no se suscriban antes de que se desarrolle y aplique el mecanismo regulatorio de comercialización definitivo para la demanda nacional.”*

#### 2.3.2 EPM Radicado CREG E-2012-008574

“(…)

- *El Decreto MME 2100 de 2011 determina en el Artículo 27 que “(...) Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de Interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda”, Ante esto surge la siguiente inquietud: ¿Para que un agente operacional pueda hacer uso de este gas proveniente de la interrupción de la exportación, el mismo está condicionado a la preexistencia de un contrato en cualquier modalidad? O aún sin contar con éste, puede recibirse asignación del gas según el orden de prioridad que corresponda en virtud de lo dispuesto en el Artículo 4º del mencionado decreto para la atención de la demanda nacional? Si se recibe el gas dejado de exportar y no existe un contrato con el agente exportador, ¿cómo procede un agente operacional para hacer los respectivos pagos?”*

#### 2.3.3 ANDEG Radicado CREG E-2012-008584

“(...) es fundamental que la Comisión aclare con suficiencia que dicho valor no está vinculado a la constitución de contrato de suministro en firme, como el contrato de Opción de Compra de Gas – OCG, en la medida que el riesgo e incertidumbre asociado por la potencial suspensión de exportaciones no son los mismos para cada uno de los tipos de contratos, firmes o interrumpibles. En la

*medida que la valoración de la prima asociada al suministro de gas natural de una OCG, internaliza la probabilidad de ejecución de la opción, no tendría sustento alguno, que en un contrato de largo plazo de suministro en firme, el precio de ejercicio o entrega, sea equivalente al costo de oportunidad de suspensión de exportaciones, cuando la condición previa de suministro esta claramente establecida contrario al escenario de suministro de una demanda con contrato de suministro interrumpible.*

*En la misma línea, es importante que la Comisión aclare que los contratos de suministro en firme, como por ejemplo una OCG, constituidos previamente a la expedición de la resolución definitiva, no son sujeto de modificación en la medida que este marco regulatorio no le es aplicable.”*

#### **2.3.4 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586**

*“(...) Entendemos que el CODE no aplicaría para contratos de Opción de Compra de Gas (OCG), puesto que en los mismos se ha pactado el valor de la prima y precio de ejercicio a cancelar que incluyen todos los riesgos estimados por las partes para la entrega y recibo del gas una vez ejercida la opción. Así mismo, sería adecuado aclarar que el CODE no aplica para contratos de exportación bajo la modalidad interrumpible.*

*Los contratos de exportación mediante LNG tienen la característica que el país importador podría disponer de tanques de almacenamiento, por lo que la interrupción del suministro se vería atenuada por los días de autonomía, momento en el cual no estaría suspendido el servicio y no habría lugar al pago de compensaciones.”*

#### **2.3.5 ANDESCO E-2012-008591**

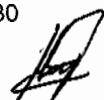
*“(...) Andesco considera que en los contratos de exportación debe ser claramente definida la condición de interrupción o disminución del gas de exportación, en las cantidades necesarias para atención de demanda interna cuando se presente déficit de oferta nacional.”*

#### **2.3.6 GAS NATURAL Radicado CREG E-2012-008606**

*“En el texto de la resolución debe señalarse de manera expresa que, la compensación del costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (CODE) sólo es aplicable cuando para la atención de la demanda interna se deban interrumpir compromisos de exportación con respaldo físico, tal como lo dispone el parágrafo del artículo 4º del Decreto 2100 de 2011.*

*Así mismo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 27 del Decreto antes mencionado, debe precisarse que el CODE sólo se reconocerá a los contratos de exportación que se celebren bajo la modalidad firme y que tengan claramente definidos los períodos de suministro.*

*Por otra parte, se considera necesario que se complemente la propuesta regulatoria en el sentido de establecer que para el pago efectivo del CODE, el Agente Exportador debe*



*demonstrar fehacientemente ante el Ministerio de Minas y Energía o ante los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro, según lo defina el Reglamento, que para la fecha en que el Ministerio ordenó la suspensión de los compromisos de exportación para atender la demanda nacional, el Agente efectivamente venía exportando el producto o, en su defecto, que -de acuerdo con el contrato- la época de la suspensión de la exportación coincide con el período de suministro pactado contractualmente.*

*Finalmente, el parágrafo del artículo 7º del proyecto debe complementarse disponiendo que no se reconocerá ningún CODE de contratos de exportación sobre los cuales el agente exportador no haya presentado solicitud de aprobación a la CREG, como tampoco, cuando la solicitud no haya sido efectivamente aprobada por la Comisión mediante una Resolución que se encuentre en firme y vigente.*

*Lo anterior, por cuanto de la actual redacción del proyecto no es posible concluir claramente lo que sucederá en el caso en que por disposición del Gobierno sea necesario hacer uso del gas sobre el cual solo existe un simple documento de intención de exportación. Como es apenas lógico, en tales eventos no debe haber lugar a la aplicación del CODE, por cuanto aún no existe un compromiso de exportación en firme que deba ser interrumpido, supuesto éste que constituye el fundamento de la propuesta regulatoria.”*

#### **“Asignación de responsabilidades frente a la casuística de interrupción de las exportaciones**

*“En particular, es necesario diferenciar las situaciones en las que las condiciones que dan origen a una insalvable situación de emergencia, situación de grave emergencia transitoria y no transitorias o racionamiento programado de gas natural, recaen en un agente en particular por ser previsible y gestionable, de aquellas en las que dichas condiciones representan una fuerza mayor o caso fortuito.*

*Desde nuestro punto de vista, en el primer caso, serán los agentes operacionales responsables de no atender la demanda, quienes deberán adquirir las cantidades de gas que se dejen de exportar para atender la demanda nacional y asumir los costos derivados de dicha situación. En el segundo caso, tales costos deben ser asumidos por la demanda final beneficiada.*

*De la misma forma, es necesario distinguir entre los casos en los que la demanda se encuentra cubierta con contratos firmes, de aquellos en los que la demanda no está contratada en firme. En particular, en el caso de una restricción de oferta nacional que obligue a la interrupción de exportaciones, se deberá asignar el gas teniendo en cuenta las prioridades definidas en las reglas para las situaciones de insalvable restricción en la oferta de gas natural o ante situaciones de grave emergencia transitoria y no Transitorias o racionamiento programado de gas natural, y asignar los costos de compensación en función de las responsabilidades de gestión en cabeza de cada agente, señaladas en el párrafo anterior.”*

### 2.3.7 LLANOGAS Radicado CREG E-2012-008634

*"(...) LLANOGAS S.A. ESP considera necesario que se armonice explícitamente la propuesta regulatoria con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 en particular con el alcance que tiene el derecho al reconocimiento de este costo de oportunidad, es decir, el mencionado decreto limita los contratos de exportación que pueden ser sujetos al reconocimiento del costo de oportunidad específicamente a aquellos que sean suscritos bajo la modalidad firme.*

*Si bien, eventualmente podría suponerse que, un contrato de exportación interrumpible no tendría pactadas cláusulas de compensación, LLANOGAS S.A. ESP considera que el texto de la resolución debe ser explícito en indicar que el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (CODE) solo sería podria ser calculado y aprobado por la CREG para contratos de exportación en firme, porque de lo contrario podría haber espacio para interpretaciones en el sentido de solicitudes de aprobación de un CODE para exportaciones interrumpibles.*

*En este sentido, sugerimos que esta precisión se haga en los siguientes apartes del proyecto de resolución:*

- *Artículo 1: La solicitud solo podría ser presentada por aquellos productores que tengan suscritos contratos de exportación en firme o para aquellas cantidades comprometidas bajo esta modalidad.*
- *Artículo 3: El precio de exportación que se utilice en la fórmula deberá corresponder al precio pactado para exportaciones en firme.*
- *Artículo 4: La compensación deberá estar relacionada con contratos o cantidades de exportación de gas en firme.*
- *Este mismo comentario deberá ser considerado por la CREG al momento de expedir la propuesta relativa al mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo de oportunidad al agente exportador."*

### 2.3.8 ACOLGEN Radicado CREG E-2012-008638

*"En el artículo 5 del proyecto de resolución, es necesario aclarar si esta resolución es válida para contratos firmados a partir de una fecha específica en el futuro o si rige para contratos ya firmados al momento de emitirse la resolución en estudio.*

### 2.3.9 RESPUESTA

#### 2.3.9.1 Elaboración de contratos

Respecto a la definición del periodo en el cual se deban suscribir los contratos de exportación, manifestamos que según el Decreto 2100 de 2011 las exportaciones son libres por lo que cualquier determinación al respecto, como limitar la fecha de suscripción de los contratos de exportación, excedería las competencias de la CREG.

Es también necesario aclarar que el CODE rige a partir de su entrada en vigencia, por lo tanto serán objeto de determinación de este costo, aquellos contratos de exportación en firme que sean suscritos con posterioridad a la vigencia de esta resolución. Lo anterior, teniendo en cuenta el principio jurídico de la ley en el tiempo, en donde se establece que las leyes rigen a futuro, entendiendo que si se hubiera querido cobijar a los contratos vigentes con la figura del CODE, hubiera sido necesario establecer un período de transición, en donde se determinara claramente la forma y los mecanismos a ser utilizados para la implementación de la figura.

### 2.3.9.2 Aplicación CODE

Conforme al artículo 27 del Decreto 2100 de 2011, es claro que el CODE aplica para los compromisos en firme de exportación y no trae restricción alguna para el reconocimiento del CODE teniendo en cuenta los períodos de suministro estipulados en los contratos de exportación.

Respecto a las inquietudes planteadas por EPM en relación con la preexistencia de un contrato en cualquier modalidad para acceder al gas de exportación, se aclara que este artículo 27 no determina cuándo es viable que un agente que no cuenta con contrato en firme o que garantice firmeza pueda acceder al gas dejado de exportar. Por tanto, entiende la CREG que al no existir en el reglamento tal definición, no corresponde a la CREG limitarlo, estableciendo por ejemplo que sólo pueden acceder al gas dejado de exportar, los agentes que cuenten con contratos de suministro interrumpible.

De otro lado, el Decreto es claro en señalar que los agentes que atienden demanda esencial tienen la obligación de contar con contratos en firme o que garanticen firmeza, y que en caso de no tenerlos y se presenten las situaciones regladas por el Decreto 880 de 2007 y sus modificaciones, deben asumir directamente los costos en que incurren los Agentes que por ello resulten afectados<sup>1</sup>, esto es los agentes exportadores que vean suspendidas sus exportaciones. Así, entiende la CREG que sin importar si cuentan o no con contratos, los agentes que no cuenten con contratos en firme o que garanticen firmeza para atender su demanda esencial, pueden acceder al gas dejado de exportar, cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias o racionamiento programado de gas natural, asumiendo directamente y sin poder trasladar a sus usuarios, los costos en que incurren los agentes exportadores, esto es, asumiendo el CODE definido por la CREG.

En relación con la existencia de un contrato entre el agente operacional y el agente exportador, se manifiesta que este comentario se tendrá en cuenta en el desarrollo de la propuesta regulatoria que defina el mecanismo para el pago.

En relación con las OCG, la Resolución CREG 118 de 2011, establece que sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones derivadas de los Contratos de Opción de Compra de Gas-OCG, los Productores-Comercializadores podrán comercializar las cantidades de gas comprometidas en éstos, mediante contratos de firmeza condicionada o contratos de suministro en la modalidad interrumpible.

---

<sup>1</sup> Decreto 2100 de 2011, artículo 5

Posteriormente, y considerando que “teniendo en cuenta las directrices de política contenidas en el Decreto 2100 de 2011, se hace necesario expedir disposiciones en relación con los contratos de opción de compra de gas, que permitan a la demanda nacional disponer de gas natural asociado a exportaciones, especialmente para agentes que requieren flexibilidad en los mecanismos contractuales para proveerse de este bien”, la Comisión expidió la Resolución 167 de 2011, en donde en su artículo 1º, se estableció que:

*“Los agentes nacionales que requieran gas natural para la atención de la demanda interna podrán celebrar contratos de Opción de Compra de Gas – OCG- asociados a exportaciones, mediante negociaciones bilaterales y sin limitación alguna de vigencia”.*

Así, la regulación vigente determina que pueden suscribirse contratos de OCG asociados a exportaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante precisar que conforme a la regulación vigente, los agentes nacionales que sean parte de un contrato OCG para la atención de la demanda interna cuyas cantidades provengan de gas comprometido en un contrato de exportación, no puede ver cortado el suministro del combustible y por tanto, a ese contrato (OCG) no le es aplicable la regulación que se expida sobre el CODE. Lo anterior, dadas las características del contrato OCG suscrito conforme a las reglas regulatorias contenidas en la Resolución CREG 118 de 2011.

Finalmente, debemos llamar la atención, que en este momento se encuentra en comentarios, la Resolución CREG 113 de 2012<sup>2</sup>, en donde se propone modificar la definición y características del contrato OCG, aspecto que deberá ser revisado en el momento en que ese hecho ocurra y evitar inconsistencias con lo contemplado en la normativa referente al CODE.

### **2.3.9.3 Características del contrato**

Respecto a que el país exportador pueda contar por ejemplo con tanques de almacenamiento, por lo que en una posible interrupción del servicio tendría unos días de autonomía, es importante mencionar que todo este tipo de condiciones estarán determinadas dentro del contrato de exportación que sea suscrito entre las partes y se entiende que si no hay interrupciones en el servicio no hay pago por compensaciones.

En el caso que existan alternativas de respaldo previstas por el agente importador, estas pueden estar fuera del contrato de exportación y por lo tanto no se considerarían dentro de la metodología del CODE.

---

<sup>2</sup> Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural”

## 2.4 ARMONIZACIÓN REGULATORIA

### 2.4.1 EMGESÁ Radicado CREG E-2012-008493 y E-2012-008704

*"(...) por último se recomienda un análisis integrado que incluya: Esquema de remuneración y operación de GNL mecanismo completo de la forma en la que operaría comercialmente el mercado de gas incluyendo entre otros: i) El mercado secundario ii) GNL iii) Mecanismo de comercialización definitivo iv) Manejo de excedentes de exportación para la generación térmica v) Prioridad de asignación del gas dejado de exportar entre otros de tal forma que se aclare cómo se articulan los aspectos mencionados que son fundamentales para un adecuado desarrollo y operación del sector de gas natural."*

### 2.4.2 NATURGAS RADICADO CREG E-2012-008567

*"(...) Armonización regulatoria con el mecanismo de Comercialización Definitivo. Es indispensable que esta propuesta esté armonizada con: i) las disposiciones generales que regirán el mecanismo definitivo de comercialización y que este mecanismo se oriente a posibilitar la suscripción de contratos en firme, ii) que contribuya en generar una seguridad en el abastecimiento, iii) que se respete la firmeza contractual, y iv) que la compensación se constituya en una elemento excepcional y de última instancia para mantener la continuidad en la prestación del servicio.*

*Gestor del Mercado. Si se regula este tema y se pone en práctica su aplicación, este agente podría gestionar el mercado spot, el secundario y el de cortes de manera coordinada con la regulación que regirá la compensación.*

*Estandarización de contratos. Se debe buscar que la regulación que regirá la compensación se configure como un mecanismo eficaz y dinámico cuando se necesite aplicar, de tal manera que podría ser útil estandarizar algunas de las obligaciones de los agentes.*

*Resolución CREG 100 de 2003. Reiteramos la necesidad de ajustar esta resolución de tal manera que a los distribuidores-comercializadores les sea posible trasladar a la demanda los valores que se causen como consecuencia de una interrupción en la exportación."*

### 2.4.3 ANDESCO E-2012-008591

*"(...) Se considera que la reglamentación del esquema de compensación del gas de exportación debe estar incluida en el contexto de definición de las reglas del mercado de gas de largo plazo que se encuentra estructurando la Comisión. En este sentido, esta reglamentación deberá ser acorde con las siguientes normativas:*

- *Estandarización de contratos.*

*La regulación debe propiciar el uso de diversas modalidades contractuales, incluyendo la utilización por parte de la demanda nacional del gas de exportación como alternativa comercial. Adicionalmente, la regulación deberá procurar la simetría en el pago de compensaciones entre los diferentes agentes de la cadena de gas natural.*

- *Mercado Secundario*

*Es adecuado que la regulación prevea el mecanismo de información necesario para que la oferta y de demanda dispongan de la información oportuna respecto a las disponibilidades de capacidad de suministro en el mercado primario y secundario, incluyendo las cantidades de gas de exportación que puedan contratarse bajo la OCG u otros esquemas.*

*Por lo anterior, se sugiere que antes de tener que acudir a interrupciones a las exportaciones, se defina un mecanismo en el que los agentes nacionales puedan acceder a los excedentes de los productores sin tener que asumir compensaciones, lo cual podría definirse en el Mercado Secundario u otro mecanismo similar.”*

#### **2.4.4 GAS NATURAL Radicado CREG E-2012-008606**

*“(….) Coordinación de propuesta regulatoria de la Res. 077 con otras determinaciones regulatorias a definirse en el corto plazo*

#### ***Estandarización de contratos***

*En el marco de reformas que ha venido estudiando la CREG para el mercado de comercialización mayorista de gas, se ha discutido la necesidad de estandarizar los contratos de suministro y transporte.*

*Una de las conclusiones del grupo de consultores que ha desarrollado este trabajo, es la necesidad de precisar la definición de términos de aplicación en los contratos bilaterales, como eventos eximentes y casos de fuerza mayor y caso fortuito.*

*En la medida en que estas definiciones determinarán la asignación de los costos del gas dejado de exportar, y que los contratos de suministro y transporte se convierten en contratos de adhesión más que de negociación bilateral, es necesario que se determine claramente cuáles son los eventos que se considerarán como situaciones de fuerza mayor o caso fortuito y cuáles serán considerados adicionalmente como eventos eximentes, tal como se plantea en el anexo 3 (apéndice B) del documento publicado con la Circular 080 de 2011<sup>3/4</sup>.*

*En esa medida, es necesario que en la expedición de la Resolución definitiva, se tengan en cuenta los cambios que se introducirán con la estandarización de contratos y con la definición del esquema de contratación mayorista y del mercado spot y de desvíos.*

#### ***Valor de la compensación por producto firme no entregado***

<sup>3</sup> SUÁREZ ZAPATA PARTNERS. Apéndice Comentarios sobre fuerza mayor y caso fortuito y eventos eximentes Pg. 4

<sup>4</sup> Op. Cit. Pg. 5. De acuerdo con lo planteado en este documento, un evento sería considerado como eximiente en los casos en que se pruebe que el incumplimiento no se debe a una conducta negligente, descuidada o inclusive voluntariamente dañosa –noción de la culpa y/o dolo-, o probando que el incumplimiento de su obligación se ha debido a una causa extraña que escapa a su control, como son la fuerza mayor o caso fortuito y el hecho de terceros.

*Ante eventos no eximentes, la normativa de compensaciones origina una asimetría en contra de los distribuidores-comercializadores, ya que no pueden recuperar los costos incurridos para poder garantizar el suministro de energía a la demanda final sustituyendo el gas natural por otros combustibles más costosos, o los de las compensaciones que haya lugar a pagar a la demanda.*

*Por tal razón, es indispensable que la CREG adecúe lo dispuesto en el literal X del numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 118 de 2011, en el que se establece como compensación de producto firme no entregado por el productor - comercializador de gas natural el valor de 1,5 veces el precio del producto.*

*En particular, es necesario que en los casos en que haya que compensar monetariamente a los usuarios, el valor que debe pagar el distribuidor-comercializador, cuyo cálculo se realiza con base en el artículo 5 de la Resolución 100 de 2003 y que fue establecido en la Resolución 017 de 2005 en 3.100 pesos por metro cúbico (a precios de octubre de 2004), sea equivalente, como máximo, al valor pagado por el agente que incumple con el suministro o transporte en firme.*

#### **Instrumentos comerciales de aprovisionamiento**

*Se sugiere que en el desarrollo del esquema de comercialización mayorista y del mercado secundario se incorpore un mecanismo que permita la comercialización del gas dejado de exportar ante situaciones de insalvable restricción en la oferta de gas natural o ante situaciones de grave emergencia transitoria y no transitoria o racionamiento programado.”*

#### **2.4.5 ACOLGEN Radicado CREG E-2012-008638**

*“(...) En la Resolución falta incluir un mecanismo de evaluación que considere además del CODE la disponibilidad de transporte, opciones de importación, mercado de cortes, entre otros, para garantizar que el gas de exportación se utilice cuando sea la opción más económica.”*

#### **2.4.6 ACP Radicado CREG E-2012-008601 y ECOPETROL Radicados CREG E-2012-008616 y E-2012-008639**

*“(...) Integralidad de la regulación asociada al costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. El proyecto de resolución 077 de 2012 no regula en forma integral todos los aspectos necesarios para el reconocimiento del costo de oportunidad. Debe existir una normativa que regule íntegramente, los siguientes aspectos:*

- i. Procedimiento de interrupción de las exportaciones (criterio de priorización de la interrupción de exportaciones, tiempos de notificación al Productor-Comercializador sobre la interrupción de su exportación, entre otros),
- ii. Cálculo del CODE para contratos de exportación de gas,
- iii. Los deberes y obligaciones de los agentes que representan la demanda esencial respecto de la contratación, nominación, recibo y pago del gas suministrado dejado de exportar.

### **2.5.2 ANDESCO E-2012-008591**

*"(...) deberá abordarse una visión integral de la normativa, en donde se defina el mecanismo de pago que operaría entre el agente exportador y el agente beneficiado con la entrega del gas, y haya claridad respecto a la coordinación en los esquemas de contratación del suministro y del transporte, pues podría darse el escenario en que el agente beneficiado con el gas de exportación no tenga un contrato de transporte en firme de gas natural hasta sus puntos de salida, ó, el gasoducto requerido no tenga capacidad disponible primaria para la prestación de este servicio. En todos los casos, se deberán respetar los contratos en firme de suministro y transporte que se encuentren vigentes."*

### **2.5.3 RESPUESTA**

Tal y como se mencionó anteriormente en este documento la definición del mecanismo de pago al exportador se establecerá en resolución aparte. De todas formas los comentarios realizados serán tenidos en cuenta en el desarrollo de la propuesta regulatoria.

## **2.6 PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN**

### **2.6.1 NATURGAS RADICADO CREG E-2012-008567**

*"(...) Demanda: teniendo en cuenta que la demanda que se atiende por parte de los distribuidores-comercializadores presenta sustitutos en cada uno de sus segmentos de consumo es necesario que, previo a la materialización de una interrupción, la demanda conozca el precio que deberá sufragar y manifestar si toma o no el producto que se exporta. Así, se considera relevante que la CREG publique la información no confidencial que se extrae de los contratos y que servirá como única fuente para calcular el CODE.*

*Vínculo Comercial: visto lo señalado en el numeral 2.1. de esta comunicación es necesario que se defina el vínculo que une a la demanda nacional con las obligaciones en que incurrirá por una interrupción y que produce la garantía para las partes intervenientes."*

### **2.6.2 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586**

*"...) En cuanto al valor del CODE sería adecuado que además de estar relacionado a cada contrato como lo prevé el proyecto, también se publiquen las cantidades del contrato de exportación en el acto resolutorio de aprobación."*

### **2.6.3 ANDESCO E-2012-008591**

*"...) se solicita al Regulador que publique información de referencia sobre precios de exportación, costos de compensación de contratos de exportación (i.e. costos de sustitutos del mercado de destino, precio Henry Hub + 5, etc.), e información de referencia sobre costos variables de las actividades a realizar por el agente exportador desde boca de pozo hasta el punto de entrega del gas de exportación. No obstante, la información que se publique podrá ser verificable con anterioridad a la aprobación del CODE.*

Para efectos del último numeral, consideramos que todos los agentes que representan la Demanda Esencial y que deseen recibir gas producto de la interrupción de las exportaciones en momentos de racionamientos de gas o déficit en la oferta de gas, **deben suscribir en forma previa contratos de suministro** de gas con los Productores - Comercializadores que tengan un CODE de conocimiento público y que se encuentren exportando. Lo anterior, a efectos de (i) tener la certeza que tales agentes tengan pleno conocimiento de las obligaciones y derechos contractuales de recibir el gas y pagarlo al CODE respectivo y (ii) que los agentes hayan otorgado las garantías de cumplimiento y pago que cada Productor-Comercializador requiere para el suministro de gas."

#### 2.4.7 RESPUESTA

Es preciso aclarar que mediante Resolución CREG 113 de 2012, se ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural". Actualmente la CREG se encuentra analizando los comentarios de esta propuesta regulatoria para posteriormente definir la resolución definitiva.

De otro lado, en relación con la solicitud de ajustar la Resolución CREG 100 de 2003 de tal manera que a los distribuidores-comercializadores les sea posible trasladar a la demanda los valores que se causen como consecuencia de una interrupción en la exportación, el Decreto 2100 de 2011 es claro en señalar que los agentes que atienden demanda esencial tienen la obligación de contar con contratos en firme o que garanticen firmeza, y que en caso de no tenerlos y se presenten las situaciones regladas por el Decreto 880 de 2007 y sus modificaciones, deben asumir directamente los costos en que incurren los Agentes que por ello resulten afectados<sup>5</sup>, esto es los agentes exportadores que vean suspendidas sus exportaciones. Así, entiende la CREG que los agentes que no cuenten con contratos en firme o que garanticen firmeza para atender su demanda esencial, pueden acceder al gas dejado de exportar, cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias o racionamiento programado de gas natural, asumiendo directamente y sin poder trasladar a sus usuarios, los costos en que incurren los agentes exportadores, esto es asumiendo el CODE definido por la CREG.

### 2.5 MECANISMO DE PAGO AL EXPORTADOR

#### 2.5.1 NATURGAS RADICADO CREG E-2012-008567

"(...) en el Artículo 8. Se menciona que en "Resolución aparte" se regulará el mecanismo de pago al exportador. Esta información es necesario que se regule como parte integrante de esta propuesta por cuanto este aspecto genera la seguridad en el sentido que, efectivamente, los compromisos que adquiere el productor por interrumpir el suministro a la demanda externa serán pagados por la demanda interna."

<sup>5</sup> Decreto 2100 de 2011, artículo 5

*Lo anterior, de tal manera que los agentes del mercado colombiano lleven a cabo los análisis oportunos del costo de oportunidad del gas dejado de exportar para efectos de suscripción de los contratos de suministro con los agentes exportadores.”*

#### **2.6.4 ACP Radicado CREG E-2012-008601 y ECOPETROL Radicados CREG E-2012-008616 y E-2012-008639**

*“(...) Respecto del mecanismo de publicación del CODE se debe establecer como parte de la resolución unos plazos en los cuales la CREG se comprometa a expedir la norma con cada CODE (contratos existentes y de intención), de tal forma que exista un cronograma claro que le permita al Productor - Comercializador contar con el CODE respectivo antes de producirse los eventos de interrupción de las exportaciones. En consecuencia, los Productores – Comercializadores no deberían estar obligados a interrumpir las exportaciones si no tienen la resolución con el CODE previamente publicada y libre de cualquier recurso de vía gubernativa.”*

#### **2.6.5 RESPUESTA**

En relación con la posibilidad de que la demanda tome o no el producto que se exporta, se aclara que los agentes operacionales que atienden demanda esencial, tienen la obligación de tener contratos en firme de suministro y transporte para atender su demanda, por lo tanto no es una opción tomar o no el gas dejado de exportar. En la Resolución definitiva se establece la obligación para que el agente exportador publique la información del CODE, conforme a lo establecido en sus contratos de exportación.

Respecto a la publicación de las cantidades del contrato de exportación, le informamos que en los términos establecidos en el parágrafo primero del artículo 26 del Decreto 2100 de 2011, el Ministerio de Minas y Energía deberá publicar y calcular el 30 de julio de cada año el indicador correspondiente, teniendo en cuenta las reservas de gas natural, el comportamiento de la demanda, las importaciones y exportaciones de gas.

Finalmente, es preciso destacar que la interrupción de las exportaciones es un mandato que procede del Decreto 2100 de 2011, de manera complementaria a la obligación de atención prioritaria de la demanda interna que recae sobre el productor.

### **2.7 APROBACIÓN DEL CODE POR PARTE DE LA CREG**

#### **2.7.1 NATURGAS RADICADO CREG E-2012-008567**

*“(...) Dentro del proyecto de norma se mencionan algunas actividades que realizará la Comisión y se proponen otras (publicación de Información no confidencial y cálculos). Es necesario que la Comisión regule sus tiempos máximos para ejecutarlas. En particular se destaca lo señalado en los Artículos 1 y 2.”*

#### **2.7.2 EPM Radicado CREG E-2012-008574**

*“(...)*

- Como especifica el Artículo 7, no se podrá reconocer ningún CODE de contratos de exportación sobre los cuales el Agente Exportador no haya presentado solicitud*



de aprobación de CODE a la CREG. Presentada la solicitud, si se produjera la necesidad de interrumpir el contrato de exportación para atender el consumo interno del gas por parte de los agentes operacionales, antes de la aprobación por parte de la Comisión del respectivo CODE, cómo se resuelve esta situación? En el mismo sentido, consideramos importante que se defina por parte de la Comisión un periodo de tiempo, tanto para la presentación de la solicitud de CODE por parte del agente exportador, como para la fijación del mismo por parte de la CREG una vez presentada la solicitud por parte del agente".

#### 2.7.3 ARCTAS Radicado CREG E-2012-008595

"(...) Considerárnosle tal como está redactado el Proyecto de resolución, el CODE de cada agente Exportador está supeditado a un proceso de aprobación que, de un lado, podría hacer poco dinámico el proceso de negociación entre los Productores Comercializadores y el comprador internacional y de otro lado, no es una señal de garantía del pago de la compensación para el comprador internacional.

Creemos que las partes en un contrato de suministro de gas para exportación, deben tener la suficiente garantía de que en caso de interrupción de la exportación las compensaciones que fueron pactadas en los contratos libremente y atendiendo a los análisis económicos de la estructuración de los proyectos de exportación, serán efectivamente pagadas.

Lo anterior solo es posible cuando el CODE no está supeditando a la aprobación de la CREG, pues sabemos que no es la intención del regulador, que ha sido respetuoso de la libertad contractual de las partes, determinarlos montos de CODE a aprobar a partir del reporte de información que le presente el Productor-Comercializador.

Sin embargo, tal y como hoy esta establecido en el Proyecto de Resolución, eventualmente un Productor-Comercializador podría excusarse de pagar al comprador internacional, las penalizaciones por incumplimiento en el suministro pactadas en los contratos de exportación aludiendo que, en una eventual suspensión de exportaciones, no le fue reconocido el CODE en su totalidad.

En esa medida creemos que, la aprobación del CODE no debería estar supeditado a una aprobación vía resolución, sino que deberían ser las compensaciones pactadas en los respectivos contratos."

#### 2.7.4 ACP Radicado CREG E-2012-008601

"(...) consideramos que cada Productor - Comercializador debería informar a la CREG los respectivos componentes del CODE (PExp y CComp) y la CREG debería expedir un acto administrativo reflejando dicha información, con el fin que el mercado conozca el precio del CODE respectivo para cada contrato de exportación que deberá pagarse en caso de interrupción. Este mecanismo no requiere de un proceso de aprobación por parte de la CREG en actos administrativos que estarán seguramente sujetos a recursos de vía gubernativa que demorarían significativamente el proceso.

*Los productores comercializadores no pueden asumir el riesgo de pactar con sus clientes de exportación, penalizaciones asociadas a las interrupciones de exportaciones que finalmente no sean reconocidas en su totalidad por Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro a nivel doméstico, tal como lo estipula el artículo 27 del Decreto 2100/11.*

#### **2.7.5 ECOPETROL Radicado CREG E-2012-008616 y E-2012-008639**

*"(...) los componentes del CODE son los estrictamente establecidos en los contratos de venta de gas con destino a exportación.*

*Consideramos que cada Productor - Comercializador debe Informar a la CREG los respectivos componentes del CODE (FExp y CComp) y la CREG debe expedir un acto administrativo reflejando dicha información, con el fin que el mercado conozca el precio del CODE respectivo para cada contrato de exportación que deberá pagarse en caso de interrupción. Por tanto, solicitamos eliminar la aprobación del CODE estipulada por la CREG en el proyecto de Resolución.*

*Entendemos la necesidad de la CREG de lograr los menores impactos económicos para el mercado nacional en caso de llegar a interrumpir exportaciones. Para Ecopetrol, ese también ha sido un pilar en sus negociaciones internacionales, tal como lo demuestran los antecedentes de las exportaciones con Venezuela, incluso cuando ya se tenía el Decreto 2100/11 en donde se estipula el reconocimiento del costo de oportunidad.*

*Adicional a ello, para cualquier Productor comercializador lograr el menor valor a pagar por compensaciones es algo lógico desde el punto de vista económico, pues las compensaciones se pagan ante cualquier eventualidad de no entrega de gas y no solo cuando el gobierno decida interrumpir las exportaciones.*

*Para tranquilidad y transparencia ante el mercado, se podría incorporar en la resolución que la CREG expida, como condición para que el CODE aplique al respectivo contrato de exportación, que el mencionado contrato de exportación no diferencie la compensación a pagar ante cualquiera de los eventos de restricción sujetos a compensación."*

#### **2.7.6 LLANOGAS Radicado CREG E-2012-008634**

*"(...) Consideramos que la solicitud de aprobación del costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (CODE) que presente cualquier agente productor o comercializador según lo indica la propuesta de la CREG, sea publicada en un diario de amplia circulación nacional de tal manera que exista una amplia divulgación de dicho trámite. También consideramos que es deseable que la resolución establezca plazos y términos para las diferentes etapas del procedimiento.*

*Adicionalmente, consideramos que el trámite gozaría de mayor aceptación por parte de los agentes del mercado de gas natural, si de manera explícita el procedimiento permitiera la vinculación de terceros interesados en la solicitud de aprobación del CODE, tal como lo hace la Comisión con todos los procesos de aprobación de cargos y tarifas particulares en otras actividades de la cadena.*

*En este mismo sentido, sugerimos que el valor de CODE aprobado por la CREG, así como todas sus variables sea publicado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNOGas) o por el Gestor de Mercado cuando este sea seleccionado por la Comisión.”*

### **2.7.7 RESPUESTA**

De acuerdo con la nueva propuesta regulatoria y con el objeto de agilizar el cálculo del costo de oportunidad del gas dejado de exportar y con el fin de evitar que se presenten inconvenientes en el caso de que se den suspensiones de exportación de gas sin un CODE aprobado por parte de la Comisión, se establece que cada Agente Exportador calculará el CODE de manera individual por cada contrato de exportación aplicando la metodología establecida en la presente resolución.

En relación con garantizar que en contratos de exportación las compensaciones sean efectivamente pagadas es un aspecto que escapa la competencia de la CREG, en este aspecto, rige la autonomía de la voluntad de las partes involucradas en los contratos de exportación.

## **2.8 OTROS**

### **2.8.1 GECELCA Radicado CREG E-2012-008586**

*“(...) Finalmente, nos permitimos sugerir que en los nuevos procesos de comercialización de exportación de gas natural que se lleven a cabo, se le permita a la demanda nacional manifestar su disposición a contratar este gas que se prevé exportar.”*

### **2.8.2 RESPUESTA**

Conforme al Decreto 2100 de 2011, los agentes exportadores pueden asumir libremente compromisos de exportación de gas natural sin sujeción a lo previsto en el artículo 11 del mencionado decreto, es decir, a los mecanismos y procedimientos de comercialización expedido por la CREG.

## **3. PROPUESTA REGULATORIA**

Con base en los comentarios y sugerencias atendidas en la sección anterior, a continuación se presentan las modificaciones a la propuesta inicial:

- Se elimina de la fórmula del cálculo del costo de oportunidad del gas dejado de exportar –CODE, el componente correspondiente al costo variable de parada debido a que estos costos hacen de las negociaciones de las compensaciones donde se consideran los efectos económicos de la interrupción, y por lo tanto afecta la determinación de las compensaciones.
- Se especifica que el valor del CODE que pagará el agente operacional será al vigente al momento de la interrupción del suministro.

- Para la determinación del CODE se contempla que la fórmula debe ser aplicada por cada agente exportador de gas natural para cada contrato suscrito con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución. Lo anterior con el objeto de agilizar la determinación de mencionado costo, así como para evitar inconvenientes durante del proceso de determinación del CODE dentro del marco de expedición de un acto administrativo de carácter particular.
- Cada agente exportador deberá publicar en su página web el valor correspondiente al costo de oportunidad del gas dejado de exportar por cada uno de sus contratos de exportación suscritos con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

#### **4. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC**

**CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA  
DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** POR LA CUAL SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS NATURAL DEJADO DE EXPORTAR.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** 041 DE 2013

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:**

Bogotá, D.C.

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		x		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		x		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		x		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		x		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		x		

<b>1.5</b>	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>1.6</b>	Incrementa de manera significativa los costos:	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>1.6.1</b>	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>1.6.2</b>	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2<sup>a</sup>.</b>	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.1</b>	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.2</b>	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.3</b>	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.4</b>	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.5</b>	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.6</b>	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		



2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.	x		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-	x		
3 <sup>a</sup> .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	x		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.	x		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.	x		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.	x		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.	x		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.	x		
4.0	<b>CONCLUSIÓN FINAL</b>	.		